

Р. Я. ИСАКОВИЧ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
ИЗМЕРЕНИЯ
И ПРИБОРЫ



Р. Я. ИСАКОВИЧ

001(01)
И85

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ И ПРИБОРЫ

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ, ПЕРЕРЕБОТАННОЕ

Утверждено Министерством высшего и
специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
специализирующихся по специальности
«Автоматизация и автоматизация
производства работ»



МОСКВА
НЕДРА
1979

Инв. № 62661

Библиотечка УНИ

Исакович Р. Я. Технологические измерения и приборы. Изд. 2-е, переработанное. М., «Недра», 1979. 344 с.

Рассмотрены теория методов измерения и физические основы приборов контроля технологических процессов бурения, добычи, транспорта нефти и газа, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Книга состоит из трех частей.

В первой части даны общие сведения об измерениях и средствах измерений. Изложены теория погрешностей и математические методы обработки результатов измерений. Излагаются принципы построения государственной системы приборов (ГСП), системы дистанционных измерений и приборы теплотехнического контроля.

Во второй части описываются приборы и методы измерения параметров технологических процессов, применяемые на предприятиях нефтехимии и переработки нефти и газа, анализаторы состава, свойства веществ и примесей.

В третьей части даны методы и приборы контроля процессов бурения нефтяных и газовых скважин, методы и приборы контроля и регулирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, а также процессов добычи нефти.

Учебник предназначен для студентов нефтяных вузов, обучающихся по курсу «Электрификация и автоматизация горных работ». Он может быть полезен также инженерно-техническим работникам, занятым вопросами автоматизации производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 12, ил. 175, список лит. 43 назв.

Рецензент: кафедра Азербайджанского института нефти и химии

И 20804—280
043(01)—79 176—79. 2504030300

© Издательство «Недра», 1979

ИБ № 3092

Роман Яковлевич Исакович

Технологические измерения и приборы

Изд. 2-е, переработанное

Редактор издательства Т. П. Борушко. Переплет художника В. Д. Петухов.
Художественный редактор В. В. Шутко. Технический редактор А. Е. Митвева.
Корректор В. И. Ионкина

Сдано в набор 01.02.79. Подписано в печать 08.06.79. Т-11620.
Формат 60x90/16. Бумага № 1. Гарнитура литературная. Печать высокая.
Печ. л. 21,5. Уч.-изд. л. 21,81. Тираж 6400 экз. Заказ 1266/7585—3 Цена 1 р. 10 к.

Ленинградская типография № 6 Ленинградского производственного объединения «Техническая книга» Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
193144, Ленинград, С-144, ул. Моисеенко, 10

ПРЕДИСЛОВИЕ КО ВТОРОМУ ИЗДАНИЮ

Второе издание учебника «Технологические измерения и приборы» является переработанным в соответствии с принятыми после выхода первого издания ГОСТами, дополненным с учетом созданных за последнее время новых измерительных средств и систем и исправленным по обнаруженным в учебнике ошибкам.

Во втором издании учебника подробнее излагаются сведения по государственной системе промышленных приборов и средств автоматизации (ГСП), рассмотрены системы дистанционной передачи с различными каналами связи, унифицированные преобразователи ГСП, а также преобразователи для связи с различными сетями ГСП. Значительно расширен материал по анализаторам состава, свойствам веществ и анализаторам содержания примесей.

В разделе, посвященном нефтегазопромысловым измерениям, приведены новые приборы наземного и глубинного контроля параметров процесса бурения, новые типы глубинных манометров, термометров и пьезографов, а также различные типы автоматических групповых измерительных установок «Спутник».

В связи с тем, что во втором издании учебника необходимо было дать много дополнительных сведений, и том числе новых методов измерений и измерительных устройств, в нем не приводятся такие сведения, как исследования зависимости между физическими величинами, жидкостные и поршневые манометры, термометры расширения, объемные расходомеры, динамографы и описания многих измерительных устройств, которые приведены в первом издании и многих других изданиях. Автор считал необходимым пойти на это для того, чтобы дать в учебнике новый, современный материал, который ранее в учебниках не излагался.

Автор будет глубоко признателен читателям за предложения и замечания по улучшению содержания учебника.

ПРЕДИСЛОВИЕ К ПЕРВОМУ ИЗДАНИЮ

Для какой цели применяют контрольно-измерительные приборы и какие технические вопросы решаются с их помощью? Каковы существующие методы измерений, каково устройство приборов, как пользо-

ваться этими приборами для решения конкретных технологических вопросов и для определения заданных технологических параметров? Как выбрать прибор для заданных целей измерения, какие метрологические и эксплуатационные требования предъявляются к приборам, как смонтировать прибор при определенных условиях измерения, как измерять?

Где измерять, когда измерять, как долго измерять, для того чтобы с минимальной затратой труда получить необходимый результат?

Как определить степень достоверности результатов измерений, каковы математические методы их обработки, обеспечивающие наибольшую точность?

Эти и другие вопросы, связанные с измерениями, приборами и изучением технологических процессов, рассматриваются в учебном курсе «Технологические измерения и приборы». В соответствии с задачами курса настоящей учебник состоит из трех частей.

В первой части, озаглавленной «Основы метрологии и общепромышленные измерения», рассматриваются единицы измерения, основы теории ошибок, математические методы обработки результатов измерений, методы исследований технологических процессов, использующие математическую статистику, метрологическая классификация приборов, а также структурные схемы измерительных приборов и их измерительные схемы.

Количество приборов, существующих в настоящее время для технологических измерений, контроля и регулирования технологических параметров, так велико, что только перечень их с указанием технической характеристики занял бы объем, в несколько раз превышающий объем настоящего учебника, а изучение всех приборов столь же нецелесообразно, как и изучение энциклопедического словаря. Количество приборов различного типа и назначения, различного конструктивного оформления, а также с различной технической характеристикой непрерывно растет. Для того чтобы свободно ориентироваться в огромном множестве приборов, необходимо дать четкую классификацию, в которой каждый существующий и подлежащий разработке прибор занимал бы вполне определенное место. Такая классификация должна предусматривать метрологические качества, методы измерения, физические законы, используемые в принципе действия прибора, измеряемые параметры, назначение и конструктивные особенности.

Только при разумной и четкой классификации можно будет свободно ориентироваться в существу-

ющем огромном потоке информации об измерительных приборах. Правильная классификация позволит создать стройную систему, в которой каждый прибор найдет свое определенное место и при которой не будет необходимости изучать каждый в отдельности из бесчисленного множества приборов.

В этой классификации кроме существующих будет найдено место также и для еще не существующих приборов. Классификация поможет определить назначение приборов, метод измерения, принцип действия, технические требования к ним.

Правильная классификация «защитит» специалиста от так называемой «лавины информации» в области приборостроения, ибо этой лавины не будет, она разделится на потоки, а потоки — на «ручейки», т. е. все приборы займут свои места.

При изложении материала в курсе автор старался придерживаться такой классификации.

Во второй части учебника даются сведения об измерениях и приборах, применяемых во всех отраслях нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, а также о специальных измерениях и приборах, применяемых в технологических процессах переработки нефти.

Третья часть учебника посвящена специальным измерениям и приборам для технологических процессов бурения и добычи нефти и газа.

При создании учебника автор стремился по возможности не давать описания конструкции отдельных приборов, поскольку при существующей в современной промышленности тенденции непрерывного совершенствования и повышения качества конструкции приборов часто изменяются. В учебнике, как правило, дается описание теоретических основ, физических принципов, на которых основано действие прибора, и приводится описание принципиальных схем приборов. При создании учебника автор исходил из того, что учебник не должен заменять каталог, справочник или инструкцию по применению приборов. Больше того, учебник вовсе не исключает необходимости пользования перечисленными изданиями.

Автор выражает глубокую благодарность члену-корр. Академии наук АзССР, проф. И. А. Ибрагимову, проф. А. М. Мелик-Шахизарову и доктору технических наук О. П. Шишкину за весьма ценные замечания, сделанные ими при рецензировании рукописи учебника. Автор выражает также благодарность проф. М. П. Хургану, канд. физ.-мат. наук В. И. Логининой

и доц. Е. М. Соловьеву за просмотр отдельных частей рукописи учебника и сделанные ими замечания.

Автор заранее благодарен читателям за предложения и замечания по данной книге.

Часть первая

ОСНОВЫ МЕТРОЛОГИИ И ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ

§ 1. ПРЕДМЕТ И ЗАДАЧИ МЕТРОЛОГИИ

Все процессы и явления окружающего мира воспринимаются и изучаются человеком с помощью сравнений и количественных оценок, осуществляемых путем измерений. Физические законы, определяющие количественную связь между физическими величинами, устанавливаются в результате эксперимента, обязательной составляющей которых также являются измерения. Технологические процессы, промышленное производство и вся практическая деятельность человека по производству материальных ценностей развивались и совершенствовались на основе и вместе с развитием физики, химии и других наук, а следовательно, в зависимости от развития методов измерения и приборостроения. При этом развитие науки и техники, а также совершенствование промышленного производства, в свою очередь, содействовали созданию новых методов измерений и новых точных приборов.

Современная научно-техническая революция отличается быстрым развитием и широким внедрением автоматического управления во всех отраслях производства.

Автоматизированные системы управления предусматривают не только замену мускульной энергии человека при выполнении различных операций на технологических объектах, но и освобождение человека от выполнения производственных функций, связанных с его умственной деятельностью. Такими операциями являются сбор, запоминание и переработка информации, в том числе вычислительные операции и выработка управляющих сигналов. Важнейшим условием нормального функционирования системы автоматического управления является получение информации, правильно отражающей состояние объекта управления или ход технологического процесса. Основным средством получения информации, поступающей в систему автоматического управления, являются средства измерения. Качество функционирования систем автоматического управления в значительной мере зависит от метрологических и динамических свойств средств измерений.

Успехи в развитии отечественной нефтяной и газовой промышленности и значительной степени стали возможны вследствие создания и развития отечественного приборостроения. Добыча нефти и газа является сложным технологическим процессом, в котором находятся во взаимосвязи и взаимодействии продуктивный пласт, расположенный на глубине сотен метров от земной поверхности, и промысловое оборудование. Для максимального извлечения из пласта нефти и газа в наиболее короткие сроки с наименьшими затратами необходимо знать и контролировать основные технологические параметры, характеризующие процесс добычи, свойства коллектора и добываемых нефти и газа в условиях их залегания в пласте.

Современные нефтедобывающие и газодобывающие предприятия представляют собой комплекс технологических объектов, сосредоточенных на больших площадях, размеры которых достигают десятков и сотен квадратных километров. Технологические объекты (скважины, промысловые системы сбора и подготовки нефти и газа) связаны между собой единым продуктивным пластом и потоком продукции, циркулирующей по технологическим коммуникациям. Добыча нефти и газа производится круглосуточно, поэтому для нормальной эксплуатации необходимо обеспечить постоянный дистанционный контроль за работой технологических объектов и за их состоянием. Для управления нефтегазодобывающим предприятием, представляющим собой сложную систему, необходимо перерабатывать большие потоки информации.

Существующие в настоящее время приборы исследования, регулирования и контроля разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений позволили перейти к созданию и внедрению информационно-измерительных систем для нефтедобывающих и газодобывающих предприятий. Успешный процесс переработки нефти и газа зависит от строгого контроля и поддержания на заданном уровне давления, температуры, расхода, а также от контроля качества выходного продукта. Поддержание с заданной точностью на заданном уровне параметров быстротекущих технологических процессов при ручном управлении оказывается невозможным. Поэтому современное нефтехимическое и нефтеперерабатывающее производство возможно только при оснащении технологических установок соответствующими автоматическими измерительными приборами, информационно-измерительными системами и системами автоматического управления. Таким образом, современный этап развития добычи и переработки нефти и газа немалым без применения контрольно-измерительных приборов.

Вопросами теории измерений, средствами обеспечения их единства и способов достижения необходимой точности занимается специальная наука — метрология. В задачу метрологии входит также установление единиц измерения, определение способов передачи размера единицы от эталонов до измеряемого объекта через ряд промежуточных звеньев. Этим достигается

обладание единства мер. Одна из основных задач метрологии — разработка методов измерений, обеспечивающих заданную точность результата.

§ 2. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Метрология определяет измерение как познавательный процесс, заключающийся в нахождении соотношения между измеряемой величиной и другой величиной, условно принятой за единицу измерения. Так, если Q — измеряемая величина, u — единица измерения, а q — числовое значение измеряемой величины в принятой единице, то

$$Q = qu. \quad (1.1)$$

Это уравнение, выражающее зависимость между измеряемой величиной Q , ее числовым значением q и единицей измерения u , является основным уравнением измерения. Правая часть равенства (1.1) представляет собой результат измерения.

Результат всякого измерения является именованным числом и состоит из единицы измерений, имеющей название, и числа q , показывающего, сколько раз данная единица содержится в измеряемой величине. Так, определяя длину тела, мы сравниваем ее с единицей длины — метром. Если при этом мы говорим, что длина тела равна пяти метрам, то это значит, что измеряемая величина Q в 5 раз ($q = 5$) больше единицы измерения ($u = 1$ м).

Процесс измерения не всегда может быть выполнен простым сравнением измеряемой величины с единицей измерения. Например, при измерении температуры электрическим термометром сопротивление значение измеренной температуры определяется по изменению силы электрического тока в цепи электрического термометра. Или, например, скорость потока определяют по давлению на мембрану, поставленную на его пути.

С точки зрения общих методов измерений в метрологии различают прямые, косвенные, совокупные и совместные измерения.

Прямыми измерениями называются такие, при которых искомую величину X находят непосредственно из опытных данных. В этом случае значение

$$Q = qu = X. \quad (1.2)$$

К прямым измерениям можно отнести измерение длины линейкой, массы с помощью гирь и весов, давления пружинным манометром, температуры ртутным термометром.

Большую часть физических величин нам приходится определять не путем непосредственных измерений, а с помощью вычислений, пользуясь известными функциональными зависимостями.* Измерения, при которых искомую измеряемую величину определяют вычислениями по результатам прямых измерений величин, связанных с искомой величиной известной функциональной зависимостью, называют косвенными измерениями.

Значения измеримой величины определяют по формуле

$$Q = f(X_1, X_2, X_3, \dots), \quad (1.3)$$

где X_1, X_2, X_3 — значения величин, полученных при прямых измерениях. Примерами косвенных измерений могут служить определения: объема тела по прямым измерениям его геометрических размеров; расхода вещества, протекающего в трубопроводе, по перепаду давления на дроссельном устройстве, установленном на пути потока; температуры с помощью термомпары по э. д. с., возникающей в ее цепи при нагреве спая двух материалов, из которых термомпара составлена. Косвенные измерения представляют самый многочисленный ряд измерений.

Совокупными измерениями называются такие, при которых искомые значения величин находят с помощью решения системы уравнений, получаемых при прямых измерениях различных сочетаний этих величин.

Совместными измерениями называются производимые одновременно измерения двух или нескольких неодновременных величин для нахождения зависимости между ними. Примером совместных измерений может быть измерение зависимости характеристики геликсовой пружины глубинного манометра при различной температуре окружающей среды. Это измерение выполняется для определения коэффициента температурной поправки.

По способу выражения результатов измерений различают абсолютные и относительные измерения. Абсолютными называются измерения, основанные на прямых измерениях одного или нескольких значений основных величин или на использовании значений физических констант. Примером абсолютных измерений может быть измерение длины в метрах, давления в паскалях, температуры в градусах. Относительными называются измерения отношения величины к одноименной величине, играющей роль единицы, или измерения величины по отношению к одноименной величине, принимаемой за исходную. Примером относительных измерений может служить измерение относительной влажности воздуха, определяемой как отношение количества водяных паров в 1 м^3 воздуха к количеству водяных паров, которое насыщает 1 м^3 воздуха при данной температуре.

Измерение определяется принципом и методом. Под принципом измерений подразумевают совокупность физических явлений, на которых основаны измерения. Например, измерение температуры с использованием термоэлектрического эффекта, измерение расхода жидкостей или газов в трубопроводе по перепаду давления в дроссельном устройстве.

Методы измерения представляют собой совокупность приемов, принципов и средств измерения. В современной метрологии различают следующие основные методы.

Метод непосредственной оценки заключается в определении значения измеряемой величины непосредственно по отсчетному устройству измерительного прибора. Этот метод характеризуется прямым преобразованием значения измеряемой величины в выходное значение величины, показываемое или записываемое прибором. Примерами этого метода могут служить измерения давления пружинным манометром, силы электрического тока амперметром.

Метод сравнения основан на сравнении измеряемого значения величины со значением величины, воспроизведенной мерой. Метод сравнения включает в себя следующие методы.

Дифференциальный метод, заключающийся в таком сравнении с мерой, при котором на измерительный прибор воздействует разность между измеряемой величиной и известной величиной, воспроизводимой мерой. В качестве примера можно привести измерения, выполняемые при поверке мер длины сравнением с образцовой мерой на компараторе.

Нулевой (компенсационный) метод, заключающийся в сравнении с мерой, при котором результирующий эффект воздействия величины на прибор сравнения доводится до нуля. В качестве примера этого метода можно привести измерения электрического сопротивления мостом с полным его уравновешиванием.

Метод замещения основан на сравнении с мерой, когда измеряемую величину замещают известной величиной, воспроизводимой мерой. Например, взвешивание с поочередным помещением измеряемой массы и гирь на одну и ту же чашку весов.

Метод совпадений также основан на сравнении с мерой; причем разность между измеряемой величиной и величиной, воспроизводимой мерой, измеряют, используя совпадение отметок шкал или периодических отметок. Примером может служить измерение длины штангенциркулем с нониусом. При измерении наблюдают совпадение отметок на шкалах штангенциркуля и нониуса. Вторым примером применения этого метода может быть измерение частоты вращения стробоскопом. При этом наблюдают совпадение положения какой-либо метки на вращающемся диске в моменты вспышек известной частоты.

§ 3. ФИЗИЧЕСКИЕ ВЕЛИЧИНЫ И ИХ ЕДИНИЦЫ

Любое измерение представляет собой определение количественной величины, характеризующей объект. Что же такое величина, определение которой нас интересует при выполнении измерений? ГОСТ 16263-70 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Термины и определения» устанавливает, что физическая величина это свойство общее в качественном отношении многим физическим объектам (физическим системам, их состояниям и происходящим в них процессам), но в количественном отношении индивидуальное для каждого объекта. Например,

температура или плотность представляют собой свойства, характеризующие многие физические объекты, однако в количественном отношении температура или плотность для каждого объекта индивидуальны.

Количественное содержание в данном объекте свойства характеризуется размером физической величины. Значение физической величины представляет собой оценку ее в виде некоторого числа принятых для нее единиц. Следовательно, для определения значения физической величины необходимо условиться об единицах.

В соответствии с ГОСТом единицей величины является физическая величина, которой по определению присвоено числовое значение, равное единице. Это определение показывает, что единица физической величины представляет собой величину, не отвлеченную, а именованную, которая может быть представлена в виде реального объекта или физического явления.

Процесс выбора и установления единиц является историческим процессом и связан с развитием материальной культуры, производства и торговли. В течение многих веков эти единицы выбирали произвольно, причем за единицы измерения преимущественно принимались наблюдаемые человеком явления, окружающие его предметы и части его тела. На определенной ступени развития производства и торговли произвольный выбор единиц измерения становился тормозом, поэтому установление единиц измерения в различных странах стали утверждать законодательным актом государства. Таким образом, исторически выбор единиц измерения происходил от простейших грубых, автономных, до точных единиц международного значения.

Единицы измерений подразделяют на основные и производные. Основными единицами физической величины называются единицы, выбранные произвольно (независимо от других единиц) и используемые при построении системы единиц. В настоящее время к таким единицам относятся метр, килограмм, секунда, Кельвин, ампер, кандела, моль. Число независимых единиц стремятся свести к минимуму.

Производными единицами называют единицы, образуемые по определяющему эту единицу уравнению из других единиц данной системы единиц.

Формула связи между величиной Q , для которой устанавливается производная единица, и величинами A, B, C, \dots , единицы которых установлены независимо, в общем случае имеет вид

$$Q = K A^{\alpha} B^{\beta} C^{\gamma}. \quad (1.4)$$

Если обозначить строчными буквами q, a, b, c числовые значения величин Q, A, B, C , а буквами в квадратных скобках $[Q], [A], [B], [C]$ — единицы измерений, то получим $Q = q [Q]$, $A = a [A]$, $B = b [B]$, $C = c [C]$ и т. д. Тогда

$$q [Q] = K a^{\alpha} b^{\beta} c^{\gamma} \dots [A]^{\alpha} [B]^{\beta} [C]^{\gamma}, \quad (1.5)$$

где K — числовой коэффициент.

Выбираем единицу измерения $[Q]$ так, чтобы числовые значения измерений были связаны соотношением

$$q = a^\alpha b^\beta c^\gamma, \quad (1.6)$$

а числовой коэффициент K в частном случае полагаем равным единице.

Тогда

$$[Q] = [A]^\alpha [B]^\beta [C]^\gamma. \quad (1.7)$$

Единица, полученная из равенства (1.7), будет производной по отношению к единицам $[A]$, $[B]$, $[C]$. Формула связи производной единицы с основными называется формулой размерности, а показатели степени α , β , γ определяют размерность.

Формулы размерности позволяют проверить правильность различных уравнений (исключая эмпирические) сравнением размерностей правой и левой частей. Размерности их должны быть одинаковы. Если производная единица зависит не от всех основных единиц, то единицы, от которых она не зависит, входят в формулу размерности в нулевой степени. Например, скорость может быть выражена равенством

$$[V] = [L M^{-1} T^{-1}].$$

В этом случае основную единицу, от которой производная не зависит, в формуле размерности не пишут, т. е.

$$[V] = [L T^{-1}].$$

В ряде случаев основные и производные единицы по величине могут оказаться неудобными для практического пользования. Поэтому в технике измерений часто применяют единицы, представляющие кратные или дольные значения. Кратными и дольными единицами величины и целое число раз большие системной или внесистемной единицы. Дольными называют единицы, меньшие и целое число раз меньше системной или внесистемной единицы. Кратные и дольные единицы образуются при возведении или делении на степень числа 10 основной или производной единицы. Кратные и дольные единицы образуются при безразличном умножении и табл. 11 приставок к наименованиям основных и производных единиц.

Если наименование основной или производной единицы уже включает в себя приставку (например, килограмм), то кратные и дольные приставки добавляются к простому наименованию, т. е. в грамматической основе наименования, взятому без приставки (мегаграмм, миллиграмм, микрограмм). Кроме того, в стандартах некоторым единицам даны особые наименования, например мегаграмм называется тонной, а микрометр — микроном. В этом случае присоединение приставок к наименованиям единиц для образования от них кратных или дольных единиц не допускается. На-

Приставки для образования кратных и дольных единиц

Кратность и дольность	Наименование приставки	Сокращенное обозначение приставки	
		русское	латинское или греческое
1 000 000 000 000 = 10 ¹²	тера	Т	T
1 000 000 000 = 10 ⁹	гига	Г	G
1 000 000 = 10 ⁶	мега	М	M
1 000 = 10 ³	кило	к	k
100 = 10 ²	гекто	г	h
10 = 10 ¹	дека	да	da
0,1 = 10 ⁻¹	деци	д	d
0,01 = 10 ⁻²	санти	с	c
0,001 = 10 ⁻³	милли	м	m
0,000001 = 10 ⁻⁶	микро	мк	μ
0,00000001 = 10 ⁻⁸	нано	н	n
0,000000000001 = 10 ⁻¹²	пико	п	p
0,000000000000001 = 10 ⁻¹⁶	фемто	ф	f
0,0000000000000001 = 10 ⁻¹⁸	атто	а	a

пример, не допускаются наименования: мегатонна, килотонна, декамикрон.

Системой единиц физических величин называется совокупность основных (выбранных независимо) и производных единиц, относящаяся к некоторой системе величин и образованная в соответствии с принятыми принципами. Вследствие наличия различных систем единиц физических величин, а также значительного числа внесистемных единиц, неудобств, связанных с пересчетом при переходе от одной системы единиц к другой, учеными неоднократно выдвигались требования унификации единиц измерений. Рост научно-технических и экономических связей между разными странами обуславливал необходимость такой унификации в международном масштабе.

Требовалась единая система единиц физических величин, практически удобная и охватывающая различные области измерений. При этом она должна была сохранить принцип когерентности (равенство единице коэффициента пропорциональности в уравнениях связи между физическими величинами).

Такая единая система единиц физических величин была принята XI Генеральной конференцией по мерам и весам, состоявшейся в октябре 1960 г. в Париже. Это международная система единиц SI (System International), она была затем введена в ряде государств законодательными актами и стандартами. В СССР с 1 января 1963 г. введен в действие ГОСТ 9867-61, в котором устанавливается применение международной системы единиц как предпочтительной во всех областях науки, техники и народного хозяйства, а также при преподавании. Стандарт устанавливает

сокращенное обозначение этой системы русскими буквами СИ, соответствующее международному сокращенному обозначению SI.

Международная система единиц впервые в истории науки и техники позволила создать основу для введения при практических измерениях единой универсальной системы для всех физических величин, встречающихся в различных отраслях знания. Была создана возможность для устранения существующей множественности единиц измерения и перехода к такому набору единиц, в котором для каждой величины, независимо от того, в какой области знания ее применяют, существует только одна единица, размер которой определяется по общему правилу образования единиц.

В ГОСТ 9867-61 «Международная система единиц» СИ включено шесть основных единиц (метр для измерения длины, килограмм — для массы, секунда — для времени, Кельвин — для термодинамической температуры, ампер — для силы тока, кандела — для силы света), две дополнительные угловые единицы (радиан — для плоского угла и стерadian — для телесного угла) и 27 важнейших производных единиц.

В 1971 г. XIV Генеральная конференция по мерам и весам приняла седьмую основную единицу СИ — единицу количества вещества — моль. Основные единицы и их обозначения, а также дополнительные угловые единицы приведены в табл. 1.2.

Определения основных и дополнительных единиц, соответствующие решениям Генеральной конференции по мерам и весам, следующие (табл. 1.2). М е т р — длина, равная 1 650 763,73 длины волны в вакууме излучения, соответствующего переходу между уровнями $2p_{10}$ и $5d_5$ атома криптона-86. Этим определением отме-

Т а б л и ц а 1.2

Единицы Международной системы единиц (СИ)

Величина	Единица измерения	Сокращенное обозначение единицы измерения	
		русское	латинское
Основные			
Длина	метр	м	m
Масса	килограмм	кг	Kg
Время	секунда	с	S
Сила электрического тока	ампер	A	A
Термодинамическая температура	Кельвин	K	K
Сила света	кандела	кд	cd
Количество вещества	моль	моль	mol
Дополнительные			
Плоский угол	радиан	рад	rad
Телесный угол	стерадиан	стер	sr

няется старое определение метра, основанное на Международном платино-иридиевом прототипе — штриховой мере, хранящейся в Международном бюро мер и весов. Новое определение придает эталону длины характер естественной неуничтожаемой меры. Кроме того, это определение позволяет повысить точность воспроизведения единицы длины в 100 раз (погрешность такого определения не превышает 10^{-8} , в то время как международный прототип метра определяется с погрешностью не менее 10^{-7}).

К и л о г р а м м — единица массы представлена массой международного прототипа килограмма.

С е к у н д а — 9 192 631 770 периодов излучения, соответствующего переходу между двумя сверхтонкими уровнями основного состояния атома цезия-133.

А м п е р — сила неизменяющегося тока, который при прохождении по двум параллельным прямолинейным проводникам бесконечной длины и ничтожно малой площади кругового сечения, расположенным на расстоянии 1 м один от другого в вакууме, вызвал бы между этими проводниками силу, равную $2 \cdot 10^{-7}$ Н на каждый метр длины.

К е л в и н — единица, равная $1/273,16$ части термодинамической температуры тройной точки воды.

К а н д е л я — сила света, испускаемого с поверхности площадью $1/600000$ м² полного излучателя в перпендикулярном направлении, при температуре излучателя, равной температуре затвердевания платины при давлении 101325 Па.

М о л ь — количество вещества системы, содержащей столько же структурных элементов, сколько атомов содержится в углероде-12 массой 0,012 кг.

Р а д и а н — плоский угол между двумя радиусами окружности, длина дуги между которыми равна радиусу.

С т е р а д и а н — телесный угол с вершиной в центре сферы и который вырезает на поверхности сферы площадь, равную площади квадрата со стороной, равной радиусу сферы.

Радян и стерадиан применяют в основном для теоретических построений и расчетов, а также для образования, в частности, единиц угловой скорости и углового ускорения. Удобных угломерных приборов, отградуированных в радианах, не существует; нет также приборов для прямых измерений телесных углов. В светотехнике измерения производят путем определения линейных углов и выполнения дополнительных расчетов по формуле

$$\Omega = 2\pi \left(1 - \cos \frac{\alpha}{2}\right), \quad (1.8)$$

где α — плоский угол при вершине конуса; Ω — телесный угол в стер.

На практике плоские углы чаще всего измеряют угломерными приборами в угловых градусах, минутах и секундах.

Единицы для измерения механических, тепловых, электрических, магнитных, акустических, световых и других величин следует брать из государственных стандартов на отдельные области измерения.

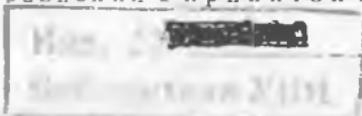
§ 4. ИНФОРМАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССА ИЗМЕРЕНИЙ

Всякое измерение можно рассматривать как цепь преобразований измеряемой величины до тех пор, пока результаты измерений не будет представлен в том виде, который требовалось получить. Такими результатами измерения могут быть сигналы (электрический, пневматический, звуковой или световой), запись на диаграммном бланке, показание по шкале прибора, цифровое воспроизведение, график и т. д. В этих преобразованиях участвуют как отдельные звенья приборов и измерительных установок, так и оператор.

Вся измерительная цепь от звеньев, соприкасающихся с объектом измерения, до воспроизведения результата представляет собой канал преобразований. Что же передается в результате этих последовательных преобразований от звена к звену по каналу преобразований? Очевидно, что процесс измерений характеризуется не преобразованием одного вида энергии в другой или одного вещества в другое, а передачей информации о значении измеряемой величины от одного ее носителя к другому, т. е. преобразованием информации о значении измеряемой величины в результат измерения.

С точки зрения теории информации, задача измерения заключается не только в том, чтобы дать оператору сведения о значении измеренной величины в готовом виде. В данном случае процесс измерения (переработка информации, преобразование ее) продолжается в виде умственной деятельности человека в форме вычислений, составления графиков, таблиц, т. е. обработки измерительной информации с целью представления ее в виде, удобном для использования. Таким образом, преобразовательным звеном может быть и чувствительный элемент, контактирующий со средой, параметры которой измеряются, и сложная вычислительная машина, на вход которой подается один из видов информации (сигнал, импульс и т. д.), а с выхода ее получается значение измеряемой величины в виде, удобном для использования.

Исходя из сказанного, в информационном аспекте измерение можно рассматривать как процесс приема и преобразования информации об измеряемой величине с целью получения количественного результата ее путем сравнения с принятой шкалой или еди-



462661

17

ницей измерения в форме, наиболее удобной для дальнейшего использования ее человеком или машиной [29]. Известно, что качество измерения определяется достоверностью полученных результатов, степенью точности их.

Для того чтобы установить связь между точностью измерений и количеством получаемой при измерениях информации, приведем основные положения теории информации. Под термином «информация» понимают совокупность сведений о каком-либо объекте, процессе или явлении, в общем случае — о физической системе.

Основоположник теории информации К. Шеннон указывал, что основная идея теории информации состоит в том, что с информацией можно обращаться так же, как с такими физическими величинами, как масса и энергия. Следовательно, основная задача теории информации — установление количественных закономерностей, связанных с получением, передачей, обработкой и хранением информации.

Задачей получения информации является устранение неопределенности в наших представлениях о состоянии некоторой физической системы. Очевидно, что если состояние физической системы известно, то нет смысла и передавать сообщение. Такое сообщение не будет информацией. Сообщение приобретает смысл лишь в том случае, когда состояние системы заранее неизвестно, неопределенно. Ценность сообщения заключается в уменьшении неопределенности наших представлений о системе.

Степень неопределенности физической системы определяется числом ее возможных состояний и вероятностями состояний.

Энтропия. Пусть вероятность некоторого события x_i до получения сообщения будет $P(x_i)$ и после получения сообщения $P_c(x_i)$. Если число возможных событий до получения сообщения равно n и все они равновероятны, то $P(x_i) = 1/n$. Обозначив число возможных событий после получения сообщения n_c и считая их также равновероятными, получим $P_c(x_i) = 1/n_c$.

Мерой количества информации J в полученном сообщении будет функция отношения неопределенности ситуации после получения сообщения к неопределенности ситуации до получения сообщения

$$J = f \left[\frac{P_c(x_i)}{P(x_i)} \right] = f \left(\frac{n}{n_c} \right). \quad (1.9)$$

Наиболее удобной является логарифмическая функция

$$J = \log_a \frac{P_c(x_i)}{P(x_i)}. \quad (1.10)$$

Если после получения сообщения ситуация полностью определена, т. е. $P_c(x_i) = 1$, то

$$J = \log_a \frac{1}{P(x_i)} = -\log_a P(x_i). \quad (1.11)$$

Выбор основания логарифмов определяет единицу измерения количества информации. Обычно выбирают основание логарифма равным двум. Это объясняется удобством технической реализации устройств передачи информации, имеющих два устойчивых положения: реле, зажигание и погасание сигнальной лампочки, т. е. ноль и единица.

В этом случае информацию получают в так называемых двоичных единицах (дв. ед или bit от английского binary digit)

$$J = -\log_2 P(x_i)_{\text{дв. ед.}} \quad (1.12)$$

Количество информации равно единице, если $P(x_i) = 1/2$, т. е. одна двоичная единица информации соответствует сообщению о том, что произошло какое-то событие из двух равновероятных. Как видно из (1.12), сообщение содержит тем большее количество информации, чем меньше вероятность этого события $P(x_i)$ до получения сообщения.

Среднее количество информации, приходящееся на одно достоверное сообщение, представляет собой математическое ожидание величины J , т. е.

$$H(x) = -\sum_{i=1}^n P(x_i) \log_2 P(x_i). \quad (1.13)$$

Величину $H(x)$ называют энтропией источника сообщений. Энтропия представляет собой меру неопределенности системы. Укажем некоторые свойства энтропии.

1. $H = 0$ при полной определенности системы. Во всех остальных случаях $H > 0$.

2. При заданном числе событий n энтропия максимальна и имеет значение $H = \log_2 n$, когда все события равновероятны, т. е.

$$P(x_1) = P(x_2) = \dots = P(x_i) = \dots = P(x_n) = 1/n.$$

3. Всякое изменение ситуации в сторону выравнивания вероятностей событий, приближения друг к другу значений $P(x_1), \dots, P(x_n)$ увеличивает H .

Условная энтропия. Количество передаваемой информации q равно энтропии передаваемого сигнала $H(x)$ за вычетом энтропии шума $H(\Delta)$

$$q = H(x) - H(\Delta). \quad (1.14)$$

Применительно к измерениям будем называть $H(x)$ энтропией измеряемой величины, определяемой лишь ее законом распределения $P(x)$, а $H(\Delta)$ — энтропией случайной погрешности измерения, или условной энтропией. Такое название можно объяснить следующими рассуждениями. Пусть при измерении данной случайной величины мы получили на отсчетном приспособлении измерительного устройства показание X_n . Поскольку измерительное устройство обладает случайной погрешностью в пределах

$\pm \Delta$, мы не можем утверждать, что действительное значение измеряемой величины в точности равно X_n . Мы можем лишь полагать, что действительное значение измеряемой величины лежит где-то в полосе $X_n \pm \delta$. Таким образом, точное значение измеряемой величины неизвестно, и после получения отсчета X_n это значение измеряемой величины обозначается как $H (X/X_n)$ и называется условной энтропией (при условии, что X_n известно).

Эта энтропия зависит от погрешности прибора и может быть определена на основании статистики распределения погрешности относительно к закону распределения самой измеряемой величины.

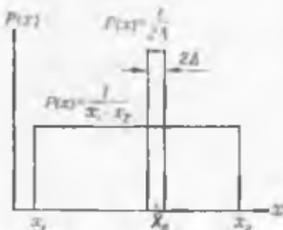


Рис. 1.1. График распределения плотности вероятности $P(x)$ вдоль шкалы x

Характеристика процесса измерения с позиций теории информации. При наличии случайных погрешностей результат измерений записывается в виде $X = X_n \pm \Delta$, где Δ — абсолютное значение погрешности.

Относительная приведенная погрешность

$$\bar{\gamma} = \pm \frac{\Delta}{x_2 - x_1},$$

где x_1 и x_2 — соответственно нижний и верхний пределы измерений прибора.

В теории информации получению абсолютной и относительной приведенной погрешностям придается вероятностный, статистический смысл, а итог проведенного измерения рассматривается как сокращение области неопределенности измеряемой величины. Предел измерений от x_1 до x_2 с позиций теории информации означает, что вероятность получения отсчетов, меньших x_1 и больших x_2 , равна нулю, вероятность же получения отсчета где-то в пределах x_1 и x_2 равна единице. Если считать, что плотность вероятности распределения различных значений измеряемой величины вдоль всей шкалы прибора одинакова, то наша осведомленность о значении величины до измерения может быть представлена графиком распределения плотности вероятности $P(x)$ вдоль шкалы x , как это показано на рис. 1.1. Плотность распределения вероятности

$$P(x) = \frac{1}{x_2 - x_1}.$$

В результате измерения мы получаем показание прибора X_n . Однако вследствие неизбежной погрешности мы принимаем результат, равный $X_n \pm \Delta$. Это значит, что действительное значение измеренной величины лежит где-то в пределах от $X_n - \Delta$ до $X_n + \Delta$, т. е. в пределах участка 2Δ .

С точки зрения теории информации результат измерения можно характеризовать таким образом: если до измерения область не-

определенности простиралась от x_1 до x_2 и имела малую плотность вероятности $P_1(x) = \frac{1}{x_2 - x_1}$, то после измерений неопределенность сократилась до 2Δ и имеет значительно большую плотность $P(x) = \frac{1}{2\Delta}$. Следовательно, получение какой-либо информации об интересующей нас величине заключается в уменьшении неопределенности ее значения.

Математически это положение выражается формулой

$$q = H(X) - H(X/X_n), \quad (1.15)$$

т. е. количество информации q определяется уменьшением энтропии от значения $H(x)$, характеризующей неопределенность исходной величины перед измерением, до значения $H(X/X_n)$, которое остается после получения показаний прибора X_n .

При равномерном законе распределения плотности вероятности как до измерений, так и после них исходная энтропия

$$\begin{aligned} H(X) &= - \int_{-\infty}^{\infty} P(x) \log P(x) dx = \\ &= - \int_{x_1}^{x_2} \frac{1}{x_2 - x_1} \log \frac{1}{x_2 - x_1} dx = \log(x_2 - x_1), \end{aligned} \quad (1.16)$$

и оставшаяся, или условная энтропия результата измерения после получения отсчета

$$H(X/X_n) = - \int_{x_n - \Delta}^{x_n + \Delta} \frac{1}{2\Delta} \log \frac{1}{2\Delta} dx = \log 2\Delta. \quad (1.17)$$

Полученное количество информации, равное разности исходной и оставшейся энтропии, будет

$$\begin{aligned} q &= H(X) - H(X/X_n) = \log(x_2 - x_1) - \log 2\Delta = \\ &= \log \frac{x_2 - x_1}{2\Delta} = - \log \frac{2\Delta}{x_2 - x_1}. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Получение любой информации, в том числе и измерительной, теории информации рассматривает как устранение некоторой неопределенности, а количество информации определяется как разность ситуации до и после получения данного сообщения.

Таким образом, с позиции теории информации измерение представляет собой сравнение измеряемой величины со шкалой возможных значений этой величины, а результат измерения — выбор одного интервала из всего множества интервалов шкалы. При этом результат измерения никогда не может иметь точного значения измеряемой величины, а является лишь указанием более

или менее узкого интервала возможных значений. Теория информации утверждает, что результат измерения может быть уточнен только до некоторого интервала, поэтому и само измерение сводится к выбору этого интервала.

В настоящем параграфе дана характеристика информационного подхода к изучению процесса измерения. В последнее время исследование процессов измерений с позиций теории информации получили значительное развитие [29, 42]. По мнению ученых, развивающих информационную теорию измерительных устройств, использование методов теории информации позволит установить более эффективную оценку качества приборов и дать возможность установить научно обоснованные методы нормирования их параметров.

Глава 2

ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

§ 1. ПОГРЕШНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ИСТОЧНИКИ ЕЕ ПОЯВЛЕНИЯ

Процесс познания окружающего нас материального мира, происходящих в нем процессов и явлений осуществляется с помощью определения количественных значений характеризующих их физических величин. Познывая окружающий нас мир, физические предметы и явления, мы стремимся определить истинное значение характеризующих их физических величин. Однако абсолютно точно определить, измерить их значение невозможно. Наше познание будет с той или иной степенью точности приближаться к истинному значению. Точность измерения истинных значений физических величин зависит от метода измерения, от технических средств, с помощью которых проводятся измерения, от условий проведения измерений и от свойств органов чувств наблюдателя. Таким образом, результат измерения складывается из двух величин: истинного значения величины и погрешности ее измерения. Но, как мы уже отмечали, даже пользуясь самыми точными измерительными средствами, выполняя измерения самым тщательным образом, мы все равно не получим истинного значения физической величины. Поэтому при определении погрешности пользуются не истинным, а действительным значением величины.

Согласно ГОСТ 16263-70 под действительным значением физической величины следует понимать такое ее значение, которое найдено экспериментальным путем и настолько приближается к истинному значению, что для данной цели может быть использовано вместо него. Отклонение результата от действительного значения измеряемой величины называется погрешностью измерения.

Следовательно, результат всякого измерения является функцией двух величин: действительной величины и погрешности измерения.

Если действительную величину обозначить Q , а погрешность ее измерения Δx , то результат определится равенством

$$X = Q + \Delta x, \quad (2.1)$$

откуда

$$\Delta x = X - Q, \quad (2.2)$$

т. е. погрешность представляет собой разность между результатом измерения и действительным значением физической величины.

Так, если измеренный диаметр вала равен $X = 115,55$ мм, а действительное значение диаметра $Q = 115,50$ мм, то погрешность измерения $\Delta x = 115,55 - 115,50 = 0,05$ мм.

Чтобы определить действительное значение измеряемой величины, необходимо согласно (2.1) из результата вычесть погрешность

$$Q = X - \Delta x,$$

т. е. внести поправку в приближенное значение измеряемой величины.

Если поправку обозначить через Δq , то получим

$$\Delta q = Q - X, \quad (2.3)$$

или

$$\Delta q = -\Delta x. \quad (2.4)$$

Следовательно, поправка представляет собой погрешность, взятую с обратным знаком. В нашем примере поправка $\Delta q = -0,05$ мм и действительное значение измеряемой величины $Q = 115,55 - 0,05 = 115,50$ мм.

Несмотря на огромное количество причин возникновения погрешностей измерений, их можно объединить в следующие группы: методические, инструментальные и субъективные.

Методические погрешности являются следствием неточности метода измерения или расчетной формулы, положенной в основу создания прибора. Методические погрешности могут быть также обусловлены тем, что принципиальная схема прибора не обеспечивает точного воспроизведения функциональной зависимости, связывающей измеряемую величину с той, на которую в действительности реагирует чувствительный элемент.

В качестве примера можно привести попытки создания прибора для определения количества воды в нефти (влагомера) по изменению диэлектрической проницаемости. Действительно, диэлектрическая проницаемость воды существенно отличается от диэлектрической проницаемости нефти и изменение количества воды в водонефтяной эмульсии приводят к изменению суммарной

диэлектрической проницаемости последней. Однако диэлектрическая проницаемость самой нефти для различных ее сортов различна и несколько изменяется с изменением температуры и количества растворенного в нефти газа. Результаты измерения количества воды в нефти влагомерами, не учитывающими влияния отмеченных факторов, содержали погрешности.

Инструментальные погрешности являются следствием недостатка конструкции прибора, несоблюдения технологии его изготовления, неточности изготовления деталей прибора, недостатков регулировки и сборки прибора, а также следствием его износа или старения. Инструментальные погрешности делят на следующие основные группы: шкаловые погрешности, погрешности трения, погрешности, вызванные наличием зазоров, погрешности остаточной деформации (гистерезиса).

Шкаловые погрешности возникают вследствие смещения шкалы, эксцентриситета круглой шкалы, неточной ее градуировки (если шкала градуируется индивидуально для каждого прибора), неточности установки стрелки при сборке прибора.

Погрешности, вызываемые трением, обусловлены силами (моментами) трения, возникающими в опорах и подвижных соединениях. Силы трения всегда направлены против движения подвижных частей прибора. Поэтому при возрастании измеряемой величины прибор дает заниженные показания, а при убывании — завышенные. Погрешность трения определяют при испытаниях прибора путем сравнения его показаний до и после постукивания по прибору. При этом стрелка прибора смещается на величину, характеризующую погрешность трения.

Погрешности, вызываемые наличием зазоров, возникают в случаях, когда зазоры в опорах и подвижных соединениях не выбираются пружинами. Эти погрешности при статических измерениях могут проявляться в виде непостоянства показаний прибора. Для устранения этих погрешностей зазоры по возможности уменьшают и применяют пружины, выбирающие зазоры.

Погрешности остаточной деформации упругих элементов проявляются в том, что подвижная система не возвращается в исходное положение после прекращения действия измеряемой величины или значения одной и той же измеряемой величины не совпадают при отсчетах, когда измеряемая величина возрастает и убывает. Такие погрешности называют гистерезисом. Для уменьшения погрешности остаточной деформации упругие элементы выполняют из специальных сплавов. При изготовлении упругих элементов необходимо строго соблюдать технологию термической обработки. Но и при этом полностью устранить погрешность остаточной деформации не удастся. Поэтому остаточные деформации относят к погрешностям, величина которых устанавливается нормами на так называемое допустимое расхождение в показаниях прибора, а также на невозвращение стрелки к нулю шкалы после снятия нагрузки.

Инструментальные погрешности определяются экспериментально и заносятся в паспорт прибора. Однако определенные однажды, они не остаются неизменными в течение всего срока эксплуатации прибора. Шкаловые погрешности могут изменяться от смещения стрелок. Погрешности трения могут возрасти от засорения механизма прибора пылью, из-за коррозии деталей, нарушения нормальной смазки и т. д. Погрешности остаточной деформации (гистерезиса) могут возрасти при работе прибора вблизи крайних точек шкалы. Таким образом, инструментальные погрешности не являются величиной постоянной. Поэтому, чтобы быть уверенным в том, что инструментальные погрешности находятся в допустимых пределах, необходимо периодически проверять приборы, т. е. сравнивать показания рабочих приборов с образцовыми. Такую поверку прибора следует выполнять перед использованием приборов даже в тех случаях, если прибор в течение длительного времени не эксплуатировался.

Субъективные погрешности — это такие погрешности, которые связаны с индивидуальными качествами наблюдателя (исследователя, оператора). Эти погрешности зависят от индивидуальной оценки показаний прибора тем или иным наблюдателем, от опыта его, от положения наблюдателя относительно прибора. По причинам появления погрешности можно разделить на систематические, случайные и грубые.

Систематические погрешности — это погрешности измерения, остающиеся постоянными или закономерно изменяющимися при повторных измерениях одной и той же величины. К систематическим погрешностям относятся: инструментальные, погрешности установки, являющиеся следствием неправильной установки прибора (не по отвесу или уровню), методические. Систематические погрешности можно изучить и определить влияние их на результат измерения, а также устранить. Но даже если все систематические погрешности учтены, т. е. вычислены и введены все поправки, то и в этом случае результаты измерения все же не свободны от случайных погрешностей.

Случайными погрешностями называют погрешности, изменяющиеся случайным образом при повторных измерениях одной и той же величины. Они обнаруживаются при повторных измерениях, выполненных с одинаковой тщательностью. Эти погрешности следуют законам, которые выводятся в теории вероятностей по отношению к случайным величинам. Закономерность случайных погрешностей обнаруживается путем анализа и сравнения большого ряда измерений. Источниками случайных погрешностей являются различные неконтролируемые условия. Случайная погрешность зависит от точности измерительных приборов и тщательности выполнения измерений. Чем выше точность измерения, тем больше учитываются и исключаются факторы, неблагоприятно влияющие на результат измерения; чем тщательнее проводится измерение, тем меньше величина случай-

ной погрешности. Но как бы тщательно измерения ни проводились, какими бы точными приборами для измерений ни пользовались, избежать случайных погрешностей невозможно.

Однако случайные погрешности можно оценить, влияние их на результат измерения свести к минимуму с помощью математических приемов, выработанных теорией вероятностей.

Грубыми погрешностями называют погрешности, явно превышающие по своему значению погрешности, оправданные условиями эксперимента. Причинами грубых погрешностей являются непредусмотренные изменения условий эксперимента, например внезапное изменение напряжения в сети электропитания. К грубым погрешностям (промахам) относят погрешности, зависящие от наблюдателя и связанные с неправильным обращением со средствами измерений, неверным отсчетом показаний или ошибками при записи результатов. Грубые погрешности определяются специальными математическими методами (см. § 4, гл. 2). Наблюдения, содержащие грубые погрешности (промахи), должны быть исключены из дальнейшего рассмотрения.

§ 2. ОЦЕНКА СЛУЧАЙНЫХ ПОГРЕШНОСТЕЙ

Процесс измерения представляет собой физический эксперимент, при многократном выполнении которого в одних и тех же условиях одними и теми же измерительными средствами и одним и тем же оператором мы получаем результаты, несколько отличающиеся друг от друга и, конечно, от действительного значения измеряемой величины. Получающиеся при этом погрешности носят случайный характер. Закономерности, присущие случайным явлениям и случайным событиям, рассматриваются теорией вероятностей.

Случайные погрешности в большинстве случаев подчинены следующим условиям:

1) равные по абсолютной величине и обратные по знаку погрешности равновероятны;

2) малые по абсолютной величине погрешности более вероятны, нежели большие;

3) вероятность появления погрешностей, превосходящих по величине некоторое определенное число, практически равна нулю (это число обычно называют пределом возможных погрешностей и обозначают E).

Эти условия позволяют применить для их описания нормальный закон распределения.

Пусть $F(\epsilon)$ — функция распределения погрешностей, т. е. вероятность того, что погрешность Δx не превосходит величины ϵ :

$$F(\epsilon) = P(\Delta x \leq \epsilon). \quad (2.5)$$

Полагая, что погрешности представляют непрерывную случайную величину, можно определить вероятность того, что по-

грешность примет значение, заключенное между ε и $\varepsilon + \Delta\varepsilon$ с точностью до малых более высокого порядка, чем $\Delta\varepsilon$, т. е.

$$P(\varepsilon \leq x \leq \varepsilon + \Delta\varepsilon) = \varphi(\varepsilon) \Delta\varepsilon, \quad (2.6)$$

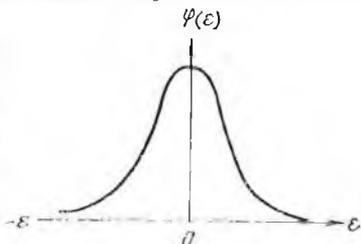
где $\varphi(\varepsilon)$ — плотность распределения погрешностей.

Функция $\varphi(\varepsilon)$ обладает следующими свойствами.

1. Функция $\varphi(\varepsilon)$ — четная, т. е. $\varphi(\varepsilon) = \varphi(-\varepsilon)$. Это следует из того, что равные отклонения в обе стороны одинаково вероятны и поэтому плотности распределения вероятности в точках ε и $-\varepsilon$ равны между собой.

2. Функция $\varphi(\varepsilon)$ при возрастании $|\varepsilon|$ убывает, так как малые по абсолютной величине погрешности более вероятны, чем большие.

3. Функция $\varphi(\varepsilon) \approx 0$ при $|\varepsilon| \gg E$.



Итак, графиком функции $\varphi(\varepsilon)$ (рис. 2.1) будет непрерывная линия, симметричная относительно оси Oy , имеющая максимум при $\varepsilon = 0$ и монотонно убывающая по обе стороны от нуля. При $|\varepsilon| > E$ график асимптотически приближается к оси абсцисс. Вероятность того, что погрешность Δx находится в некоторых определенных пределах $a \leq \Delta x \leq b$, можно определить по формуле

Рис. 2.1. График распределения случайных величин

$$P(a \leq \Delta x \leq b) = \int_a^b \varphi(\varepsilon) d\varepsilon. \quad (2.7)$$

Известно, что

$$\int_{-\infty}^{\infty} \varphi(\varepsilon) d\varepsilon = 1.$$

Пусть действительное значение измеряемой величины равно Q . Измеренное значение этой величины x есть величина случайная, закон распределения которой тесно связан с законом распределения погрешностей. Действительно, поскольку $Q - x = \varepsilon$, то вероятность получения в результате измерения ε и значения x одинаковы. Если обозначить плотность вероятности величины x через $f(x)$, то $f(x) = \varphi(\varepsilon) = \varphi(Q - x)$. В силу четности функции получим $f(x) = \varphi(x - Q)$. Это показывает, что графики функций $f(x)$ и $\varphi(x)$ сдвинуты друг относительно друга на величину Q . Функция $\varphi(x)$ имеет максимум при $x = 0$, а функция $f(x)$ — при $x = Q$. Из теории вероятности известно, что для нормального закона распределения наиболее вероятным значением искомой величины является среднее арифметическое полученных значений.

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum x_i}{n}, \quad (2.8)$$

где x_1, x_2, \dots, x_n — значения, полученные при измерении величины X .

Если вычесть среднее значение из измеренных величин $x_1 - \bar{X} = \delta_1, x_2 - \bar{X} = \delta_2, \dots, x_n - \bar{X} = \delta_n$, то получим δ_i , называемые остаточными погрешностями, которые могут быть положительными и отрицательными.

Согласно свойству среднего арифметического при отсутствии погрешностей вычисления должно соблюдаться условие

$$\sum_{i=1}^n \delta_i = 0.$$

Функция $\varphi(x)$ представляет собой закон распределения случайных величин. Однако для практических целей иногда нет необходимости случайные величины характеризовать функцией распределения. Для практических целей оценки погрешностей измерений достаточно указать отдельные так называемые числовые характеристики, определяющие существенные черты распределения случайной величины: среднее значение, около которого группируются возможные значения случайной величины и число, характеризующее степень разбросанности этих значений относительно среднего. Средним значением случайной величины будет математическое ожидание. Если взять случайную величину x , имеющую возможные дискретные значения x_1, x_2, \dots, x_n с вероятностями P_1, P_2, \dots, P_n , то при n , стремящемся к бесконечности, среднее арифметическое будет некоторая величина $M(x)$, называемая математическим ожиданием

$$M(x) = \frac{x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n}{P_1 + P_2 + \dots + P_n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (2.9)$$

Но из теории вероятности известно, что сумма вероятностей всех возможных значений случайной величины равна единице,

$\sum_{i=1}^n P(x_i) = 1$. Следовательно,

$$M(x) = \sum_{i=1}^n x_i P_i, \quad (2.10)$$

т. е. математическим ожиданием дискретных значений случайной величины, называется сумма произведений всех возможных значений случайной величины на вероятности этих значений.

Для непрерывных случайных величин с плотностью вероятности $\varphi(x)$ математическим ожиданием будет

$$M(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} x \varphi(x) dx. \quad (2.11)$$

При определении центра группирования эмпирического распределения случайных величин, полученных в результате измерений погрешностей, мы получим величину

$$\bar{X} = \frac{x_1 n_1 + x_2 n_2 + \dots + x_k n_k}{n_1 + n_2 + \dots + n_k} = \frac{\sum_{i=1}^k x_i n_i}{N}, \quad (2.12)$$

где n_i — число полученных значений величины x_i ; $N = \sum_{i=1}^k n_i$ — общее число наблюдений.

Выражение (2.12) можно записать в виде

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^k x_i \frac{n_i}{N} = \sum_{i=1}^k x_i W(x_i), \quad (2.13)$$

где $W(x_i)$ — частота, представляющая отношение количества событий, полученного данного результата наблюдений, к общему количеству наблюдений.

Можно считать, что при $N \rightarrow \infty$ $W(x_i) = P(x_i)$, следовательно,

$$\bar{X} \approx M(x), \quad (2.14)$$

т. е. мы пришли к выводу, что математическое ожидание приблизительно равно среднему арифметическому наблюдаемых значений.

Точность равенства (2.14) повышается с увеличением числа наблюдений N .

Основными числовыми характеристиками рассеивания случайной величины относительно центра группирования являются дисперсия и среднее квадратическое отклонение.

Дисперсия $D(x)$ служит мерой рассеивания (разбросанности) значений случайной величины x около центра группирования.

На рис. 2.2 изображены кривые распределения случайных величин одного типа с одним центром группирования \bar{X} , но с разными дисперсиями

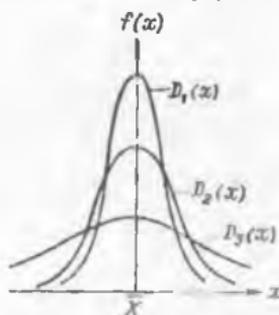


Рис. 2.2. Кривые распределения случайных величин с разными дисперсиями

$$D_1(x) < D_2(x) < D_3(x).$$

Дисперсия вычисляется по следующим формулам: для дискретных величин

$$D(x) = \sum_{i=1}^n x_i^2 P(x_i) - [M(x)]^2, \quad (2.15)$$

для непрерывных величин

$$D(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f(x) dx - [M(x)]^2 \quad (2.16)$$

При вычислении дисперсии распределения случайных величин, полученных в результате опыта, можно заменить математическое ожидание средним арифметическим и вероятности $P(x)$ — частотами $W(x)$. Тогда дисперсия эмпирического распределения может быть вычислена по формуле

$$D(x) = \sum_{i=1}^n x_i^2 W(x_i) - \bar{X}^2 = \sum_{i=1}^n x_i^2 \frac{n_i}{N} - \bar{X}^2 \quad (2.17)$$

Дисперсия случайной величины имеет размерность квадрата случайной величины. Для наглядности характеристики рассеивания удобнее пользоваться величиной, размерность которой совпадает с размерностью случайной величины.

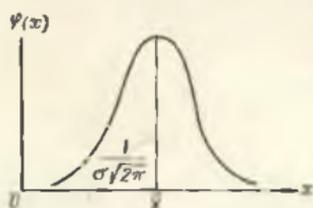


Рис. 2.3. Нормальный закон распределения случайных величин

Поэтому в качестве меры рассеивания значений случайной величины x чаще всего применяется среднее квадратическое отклонение случайной величины x от центра группирования

$$\sigma = \sqrt{D(x)}. \quad (2.18)$$

Среднее квадратическое отклонение имеет ту же размерность, что и случайная величина, мерой рассеивания которой она является. Величина σ является числовой характеристикой качества совокупности измерений, для которых она задана или вычислена. Чем больше σ , тем хуже качество измерений. Если случайные погрешности в соответствии с принятыми условиями распределены по нормальному закону, математическое выражение распределения погрешностей имеет вид

$$\varphi(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\bar{X})^2}{2\sigma^2}} \quad (2.19)$$

где σ^2 — дисперсия измерений; \bar{X} — центр рассеивания.

Кривая распределения по нормальному закону показана на рис. 2.3. Как видно, кривая симметрична относительно ординаты, соответствующей центру группирования \bar{X} . Ордината, соответствующая центру группирования \bar{X} , имеет максимальное значение

$$y_{\max} = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}}$$

В том случае, когда центр группирования совпадает с началом координат, т. е. $\bar{X} = 0$, выражение для закона нормального распределения примет вид

$$\varphi(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}$$

Вероятность того, что случайная величина x лежит в пределах от a до b , в этом случае определится равенством

$$P(a < x_i < b) = \int_a^b \varphi(x) dx = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_a^b e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx. \quad (2.20)$$

Выражение $e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}$ не интегрируется в элементарных функциях. Поэтому для вычисления искомых интегралов составлена таблица значений функции

$$\Phi(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^z e^{-\frac{z^2}{2}} dz. \quad (2.21)$$

Функция $\Phi(z)$ называется функцией Лапласа.

Пользуясь табличными значениями функций, можно найти значение интеграла (2.21).

Для этого необходимо выразить все величины в долях σ : $\frac{x}{\sigma} = z$, $\frac{dx}{\sigma} = dz$. Тогда равенство (2.20) запишется так:

$$\begin{aligned} P(a < x_i < b) &= \int_a^b \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx = \\ &= \int_{\frac{a}{\sigma}}^{\frac{b}{\sigma}} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz = \int_0^{\frac{b}{\sigma}} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz - \\ &- \int_0^{\frac{a}{\sigma}} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz = \Phi\left(\frac{b}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{a}{\sigma}\right). \end{aligned} \quad (2.22)$$

Равенство (2.22) позволяет найти интересующие нас вероятности. Значения функции Лапласа $\Phi(z)$ приведены в приложении 1.

Пример 1. Случайная величина X , распределенная по нормальному закону, представляет собой погрешность измерения ординаты на диаграмме глубинного манометра. При измерении допускается систематическая погрешность в сторону завышения

0,4 мм. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерения равно 0,2 мм. Найти вероятности того, что отклонение измеренного значения от истинного не преизойдет по абсолютной величине 0,5 мм.

Погрешность измерения представляет собой случайную величину X , подчиненную нормальному закону с параметрами $\bar{X} = -0,4$ и $\sigma = 0,2$. Нужно найти вероятность попадания этой величины на участок от $a = -0,5$ до $b = +0,5$: $z_1 = \frac{-0,5 - (-0,4)}{0,2} = -0,5$; $z_2 = \frac{+0,5 - (-0,4)}{0,2} = 0,5$.

По приложению I находим $\Phi(z_1) = -0,4999$, $\Phi(z_2) = 0,1915$.

По формуле (2.22) $P(-0,5 < x_1 < +0,5) = \Phi(z_2) - \Phi(z_1) = 0,1915 - (-0,4999) = 0,6914$.

§ 3. ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ РАВНОТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Одной из важнейших задач измерения является умение оценить меру приближения результата наблюдения к действительному значению измеренной величины. Эта задача сводится к поиску оценок параметров функции распределения случайной величины на основании выборки — ряда значений, принимаемых этой величиной в n независимых опытах. Выше указывалось, что наиболее вероятным значением искомой величины является среднее арифметическое наблюдаемых значений.

Из этого, однако, не следует, что среднее арифметическое ближе к действительному значению, чем результат каждого отдельного наблюдения. Напротив, некоторые из результатов наблюдений могут быть ближе к Q , но, к сожалению, мы не можем выбрать эти результаты из числа других результатов ряда. Именно поэтому приходится определять среднее арифметическое. При каждом наблюдении величины A мы будем получать наблюдения x_1, x_2, \dots , отклонения которых от действительного значения будут различны. Чем больше наблюдений будет выполнено, тем меньше влияние отклонения отдельного наблюдения на отклонение среднего арифметического от действительного значения измеренной величины. При определении погрешностей наблюдений будем рассматривать равноточные измерения. Равноточными измерениями называются такие, которые проводятся при одних и тех же условиях, одним и тем же исследователем, пользующимся одним и тем же прибором, а все результаты являются независимыми, одинаково распределенными случайными величинами.

Допустим, что наши результаты измерений свободны от систематических погрешностей (они известны и исключены из результатов измерений). Имеют место только случайные погрешности, которые независимы между собой и подчиняются нормальному закону распределения. Необходимо определить, какова точность

определения измеряемой величины и какова надежность ее получения. Ранее было установлено, что вследствие неизбежных погрешностей результат измерения всегда будет отличаться от действительного значения измеренной величины. Следовательно, можно предположить, что действительное значение измеряемой величины всегда находится где-то в окрестности значений X .

Если на числовой оси около точки X взять интервал с границами $X - \varepsilon$; $X + \varepsilon$, то вероятность того, что действительное значение измеряемой величины Q лежит в пределах этого интервала, будет представлять собой доверительную вероятность или коэффициент надежности

$$\alpha = P(X - \varepsilon < Q < X + \varepsilon). \quad (2.23)$$

Интервал $(X - \varepsilon; X + \varepsilon)$ называется доверительным интервалом. Равенство (2.23) означает, что с вероятностью α результат наблюдения не выходит за пределы доверительного интервала. По мере увеличения доверительного интервала (т. е. уменьшения точности) увеличивается и надежность α , т. е. чем больший доверительный интервал мы задаем, тем вероятнее, что результаты наблюдений не выйдут за его пределы. Следовательно, для характеристики величины случайной погрешности необходимо задать два числа: величину доверительного интервала и величину доверительной вероятности. Указание только одной величины погрешности без указания соответствующей доверительной вероятности недостаточно, так как не характеризует степень надежности полученного результата измерения.

Величина Q окажется вне интервала $(X - \varepsilon; X + \varepsilon)$ в том случае, если погрешность измерения по абсолютной величине превысит ε :

$$|\Delta x| > \varepsilon.$$

Если погрешности измерений распределены по нормальному закону, то вероятность того, что случайная величина лежит в пределах

$$-\varepsilon < \Delta x < \varepsilon,$$

может быть найдена по формулам (2.20), (2.22)

$$\begin{aligned} P(X - \varepsilon < Q < X + \varepsilon) &= P(-\varepsilon < \Delta x < \varepsilon) = \\ &= \int_{-\varepsilon}^{\varepsilon} f(\Delta x) d(\Delta x) = 2\Phi\left(\frac{\varepsilon}{\sigma}\right) = \alpha. \end{aligned} \quad (2.24)$$

Пользуясь таблицей функций Лапласа, можно найти значения надежности для заданной точности и, наоборот, по заданной надежности можно найти величину доверительного интервала.

Ниже приведены некоторые значения отношения ϵ/σ и соответствующие им значения надежности α , выраженные в процентах.

ϵ/σ	3	2,5	2	1,5	1	0,674	0,5
α	99,73	98,76	95,44	86,44	68,26	50	38,3

Следует обратить внимание на следующее. Так, при отношении $\epsilon/\sigma = 0,674$ надежность того, что измеряемая величина будет в пределах заданного интервала $\alpha = 50\%$, т. е. половина результатов наблюдений будет за пределами заданного доверительного интервала. Далее видно, что средней квадратической погрешности σ соответствует надежность 68%. Надежность отношения $\epsilon/\sigma = 3$ равна 99,73%. Следовательно, вероятность появления погрешности, превышающая 3σ , практически равна нулю. Все рассмотренные числовые характеристики относятся к законам распределения случайных величин. Известно, что для выявления закона распределения необходимо располагать результатами весьма большого количества измерений. Однако на практике в большинстве случаев нам приходится пользоваться результатами ограниченного числа измерений — двадцати, десяти, а иногда и меньше. Любое значение искомого параметра закона распределения, вычисленное на основе ограниченного числа опытов, всегда будет содержать элемент случайности.

Например, математическое ожидание мы заменяем средним арифметическим результатом ограниченного числа наблюдений. При большом числе опытов значение среднего арифметического весьма близко к математическому ожиданию. Если же число опытов не велико, то замена математического ожидания средним арифметическим приводит к погрешности.

Иными словами, если мы измеряли величину Q и получили среднее арифметическое \bar{X} по результатам n измерений x_i , то

$$M(x) \approx \bar{X},$$

где

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i.$$

Для оценки точности среднего результата ограниченного числа наблюдений воспользуемся теорией выборок. Пусть все возможные результаты измерений X составляют генеральную совокупность, а полученные нами значения x_i — выборку из нее. Объем выборки равен числу результатов наблюдения. Величину X в генеральной совокупности будем считать распределенной нормально со средним арифметическим X_0 и средним квадратическим отклонением σ_0 .

Полагая измерения свободными от систематических погрешностей, можем считать, что среднее генеральной совокупности X_0 равно действительному значению измеряемой величины Q :

$$\bar{X}_0 = Q \text{ и } M(x) = \bar{X}_0.$$

Среднее из полученных нами результатов n измерений не всегда будет равно среднему генеральной совокупности $\bar{X} = \bar{X}_0$.

Закон распределения средних значений из выборок генеральной совокупности нормального закона распределения представляет также нормальный закон со средним значением, равным среднему значению генеральной совокупности, и дисперсией, равной частному от деления дисперсии генеральной совокупности на объем выборки. Следовательно, дифференциальный закон распределения среднего значения \bar{X} в выборках объема n из генеральной совокупности определяется равенством

$$\varphi(\bar{X}) = \frac{1}{\sigma_{\bar{X}} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x - \bar{X}_0}{2\sigma_{\bar{X}}^2}}, \quad (2.25)$$

где $\sigma_{\bar{X}} = \sigma_0/\sqrt{n}$; σ_0^2 — дисперсия генеральной совокупности; $\sigma_{\bar{X}}^2$ — дисперсия средней выборочной.

В этом случае надежность результата при заданной точности будет

$$\alpha = P(\bar{X} - \varepsilon < Q < \bar{X} + \varepsilon) = \int_{\bar{X}_0 - \varepsilon}^{\bar{X}_0 + \varepsilon} \varphi(\bar{X}) d\bar{X} = 2\Phi\left(\frac{\varepsilon \sqrt{n}}{\sigma_0}\right). \quad (2.26)$$

Числовые значения надежности можно также определить, пользуясь приложением 2. Только величины, стоящие в верхней строке, будут выражены в долях $\sigma_{\bar{X}}$ выборочной средней:

$$\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma_0}{\sqrt{n}}. \quad (2.27)$$

Иными словами, точность среднего результата из n измерений выше точности единичного измерения в \sqrt{n} раз. Как видно из (2.27), для оценки надежности среднего результата необходимо знать дисперсию генеральной совокупности. Обычно дисперсия не известна до опыта и о ней приходится судить на основании результатов измерения. Однако, основываясь на результатах n измерений, можно найти лишь дисперсию этих результатов относительно своей выборочной средней \bar{X}

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum (x_i - \bar{X})^2. \quad (2.28)$$

Найденная нами дисперсия σ^2 не равна дисперсии генеральной совокупности; она несколько меньше последней. Математическое ожидание выборочной дисперсии

$$M(\sigma^2) = \frac{n-1}{n} \sigma_0^2.$$

За приближенное значение дисперсии генеральной совокупности принимают

$$\sigma_0^2 \approx \sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2. \quad (2.29)$$

Оценка среднего квадратического отклонения результатов наблюдений

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2}. \quad (2.30)$$

При большом количестве опытов n (практически при $n > 20$) дисперсия σ^2 , которую называют эмпирической, весьма близка к дисперсии генеральной совокупности σ_0^2 , поэтому оценка надежности неравенства $\bar{X} - \varepsilon < Q < \bar{X} + \varepsilon$ осуществляется так же, как и в случае, когда известно σ_0 , вычисленное по (2.27):

$$P(\bar{X} - \varepsilon < Q < \bar{X} + \varepsilon) = 2\Phi\left(\frac{\varepsilon \sqrt{n}}{\sigma}\right).$$

Если же n не достаточно велико ($n \ll 20$), надежность среднего результата измерений определяется с помощью распределения Стьюдента, согласно которому величина

$$t = \frac{\bar{X} - Q}{\sigma_{\bar{X}}}$$

имеет дифференциальный закон распределения вероятностей, описываемый функцией

$$S(t, k) = \frac{\Gamma\left(\frac{k+1}{2}\right)}{\sqrt{k\pi} \Gamma\left(\frac{k}{2}\right)} \left(1 + \frac{t^2}{k}\right)^{-\left(\frac{k+1}{2}\right)}, \quad (2.31)$$

где $k = n - 1$ называется количеством степеней свободы в распределении Стьюдента.

В выражении, определяющем величину t ,

$$\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}.$$

При этом рассматриваемое неравенство

$$\bar{X} - \varepsilon < Q < \bar{X} + \varepsilon$$

можно записать в виде

$$-\frac{\varepsilon}{\sigma_{\bar{X}}} < \frac{Q - \bar{X}}{\sigma_{\bar{X}}} < \frac{\varepsilon}{\sigma_{\bar{X}}}. \quad (2.32)$$

Вероятность того, что величина t будет находиться в интервале $(-\frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}}; +\frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}})$, определится выражением

$$\alpha = P\left(-\frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}} < \frac{Q - \bar{X}}{\sigma_{\bar{X}}} < \frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}}\right) = \int_{-\frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}}}^{\frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}}} S(t, k) dt. \quad (2.33)$$

Это и является оценкой надежности среднего арифметического, как результата измерения, заданного неравенством $\bar{X} - \epsilon < Q < \bar{X} + \epsilon$. Для вычисления интервала, стоящего в правой части (2.33), пользуются таблицей интеграла Стьюдента (см. приложение 2), в которой приведем значения t_{α} , удовлетворяющие заданной надежности

$$\alpha = 2 \int_0^{t_{\alpha}} S(t, k) dt. \quad (2.34)$$

Рассмотрим примеры пользования приложением II.

Пр и м е р 2. Какова величина доверительного интервала при надежности $\alpha = 98\%$, если \bar{X} вычислено по результатам десяти измерений, а выборочное среднее квадратическое отклонение $\sigma = 0,1$ мм?

По таблице Стьюдента (см. приложение II) находим для $n = 10$ и $\alpha = 0,98$ $t = 2,821$.

Доверительный интервал

$$\epsilon = t\sigma_{\bar{X}} = 2,821 \frac{0,1}{\sqrt{10}} = 0,07 \text{ мм.}$$

Следовательно, с вероятностью 0,98 можно утверждать, что $|\bar{X} - Q| \leq 0,07$ мм.

Пр и м е р 3. Необходимо определить, какова надежность того, что при условиях примера 2 доверительный интервал не будет превышать 0,02.

Находим величину $t = \frac{\epsilon}{\sigma_{\bar{X}}} = \frac{0,02}{\frac{0,1}{\sqrt{10}}} = 0,64$. По таблице

Стьюдента (см. приложение II) для $n = 10$ и $t = 0,64$ путем интерполяции между значениями $\alpha = 0,4$ и $\alpha = 0,5$ находим $\alpha = 0,46$.

Пользуясь таблицей Стьюдента, можно определить, каково должно быть число измерений при заданных точности и надежности. Для этого напишем следующее равенство:

$$P(-t\sigma_{\bar{X}} < \bar{X} - Q < t\sigma_{\bar{X}}) = \alpha = 2 \int_0^t S(t, n) dt. \quad (2.35)$$

Необходимое число измерений для обеспечения заданной надежности α и относительной погрешности Δq

Δq	Число измерений при различных α							
	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	0,95	0,99	0,999
1,0	2	2	3	4	5	7	11	17
0,5	3	4	6	9	13	18	31	50
0,4	4	6	8	12	19	27	46	74
0,3	6	9	13	20	32	46	78	127
0,2	13	19	29	43	70	99	171	277
0,1	47	72	109	166	273	387	668	1 089
0,05	183	285	431	659	1 084	1 540	2 659	4 338
0,01	4513	7090	10 732	16 436	27 161	38 416	65 558	108 307

Величину $\frac{t}{\sqrt{n}}$, выражающую границу доверительного интервала в долях величины дисперсии, называют также относительной погрешностью

$$\Delta q = t/\sqrt{n}. \quad (2.36)$$

Результаты решения уравнения сведены в табл. 2.1, которая дает необходимое число измерений для обеспечения заданной надежности α и относительной погрешности Δq .

§ 4. ОБНАРУЖЕНИЕ ГРУБЫХ ПОГРЕШНОСТЕЙ

В ряде равнооточных измерений иногда попадаются наблюдения, резко отличающиеся от других. Такие наблюдения называют грубой погрешностью и при обработке измерений их рекомендуется отбрасывать. Однако отбрасывание наблюдений, слишком выпадающих из ряда измерений, на основании субъективного мнения может привести к завышенной, фиктивной точности измерений. Чтобы этого не случилось, существует ряд методов, использующих критерии для оценки грубых ошибок. Рассмотрим некоторые из них.

1. Мы можем считать какое-то измерение x_i грубой погрешностью, если вероятность случайного появления такого значения достаточно мала. Согласно этому критерию должны быть отброшены все результаты измерений, величина отклонения которых превышает 3σ . При этом о дисперсии генеральной совокупности судят по оставшимся результатам измерений.

Пусть $x_1, x_2, \dots, x_n, x_{n+1}$ — ряд результатов измерений, в котором x_{n+1} — выпадающее значение. Примем за дисперсию генеральной совокупности величину

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2.$$

В этом случае x_{n+1} должно быть отброшено, если его отклонение от \bar{X} превышает 3σ , т. е. $(x_{n+1} - \bar{X}) > 3\sigma$.

В самом деле, вероятность появления значения, уклоняющегося от среднего арифметического \bar{X} больше чем на 3σ , равна 0,003.

По принципу практической невозможности маловероятных событий отклонение наблюдения от среднего арифметического на 3σ и более следует считать грубой погрешностью и его следует отбросить. Этот критерий является приближенным и применяется для предварительной оценки.

2. Метод заключается в предположении, что результат наблюдения не содержит грубой погрешности, т. е. является одним из значений случайной величины X с законом распределения $F(x)$, статистические оценки параметров которого предварительно определены. Сомнительным может быть в первую очередь лишь наибольший x_{\max} или наименьший x_{\min} из результатов наблюдений. Поэтому для проверки предположения следует воспользоваться распределением величины

$$\gamma = \frac{x_{\max} - \bar{X}}{\sigma} \quad \text{или} \quad \gamma = \frac{\bar{X} - x_{\min}}{\sigma}. \quad (2.37)$$

Функции их распределения совпадают между собой, для нормального распределения результатов наблюдений протабулированы и представлены в приложении III [6]. В этом приложении при заданной доверительной вероятности α или уровне значимости $q = 1 - \alpha$ можно для чисел измерений $n = 3 \div 25$ найти те наибольшие значения γ_{α} , которые случайная величина γ может еще принять по чисто случайным причинам.

Если вычисленное по опытным данным значение γ окажется меньше γ_{α} , то проверяемые результаты наблюдений не считаются грубой погрешностью. В противном случае результат x_{\max} или соответственно x_{\min} приходится рассматривать как содержащий грубую погрешность и не принимать его во внимание при дальнейшей обработке результатов измерений.

§ 5. СИСТЕМАТИЧЕСКИЕ ПОГРЕШНОСТИ И СПОСОБЫ ИХ ИСКЛЮЧЕНИЯ

Систематические погрешности представляют собой определенную функцию неслучайных факторов, которые зависят от физических, конструктивных и технологических особенностей средств измерений, условий их применения и методики измерения. Ранее говорилось, что погрешность имеет две составляющие: систематическую и случайную. При этом систематическая погрешность постоянна, при многократных измерениях одним и теми же средствами измерений в одних и тех же условиях она не изменяется, либо изменяется по определенному закону. Если случайные погрешности исключить нельзя, они всегда будут присут-

ствовать в результатах наблюдений, то систематические погрешности могут быть изучены, а их влияние на результат измерений может быть устранено введением поправок.

Выполнять измерения измерительными средствами, имеющими систематические погрешности, не известные наблюдателю, нельзя. Это равносильно применению заведомо неисправных мер, равносильно намерению заведомо получить ошибочный результат.

Если результаты измерений не содержат систематических погрешностей и не искажены случайными погрешностями, то они точны. Но поскольку случайных погрешностей избежать невозможно, то точность характеризуется степенью достоверности результатов измерений, оцениваемой доверительным интервалом и доверительной вероятностью.

Практически имеет смысл оценивать лишь точность результатов измерений, свободных от систематических погрешностей. Параметры точности характеризуют только внутреннюю сходимость ряда результатов повторных измерений и не показывают величину не исключенных из результата систематических погрешностей. Можно сказать, что параметры точности характеризуют качество измерений. Поэтому, оценивая точность измерений, предполагают, что систематические погрешности исключены.

Для определения систематических погрешностей измерительных средств необходимо эти погрешности изучить, что делается с помощью специально поставленных экспериментов. Точный учет и исключение из результата всех систематических погрешностей представляють весьма трудную и не всегда выполнимую задачу. Поэтому наиболее ответственные измерения выполняют различными методами, чтобы получить несколько результатов, независимых друг от друга по источникам погрешностей, и затем сопоставить их (см. § 1 настоящей главы).

По характеру появления систематические погрешности можно подразделить на постоянные, прогрессивные, периодические и изменяющиеся по сложному закону.

Величина и знак постоянных погрешностей не зависят от значения измеряемой величины. Такие погрешности можно обнаружить при изменении условий измерения. Величина прогрессивных погрешностей растет пропорционально изменению измеряемой величины. При измерении эти погрешности становятся тем больше, чем больше отклоняется измеряемый объект от установочной меры. Величина и знак периодических погрешностей периодически меняются с изменением измеряемой величины. Примером периодической погрешности может быть погрешность, вызванная эксцентриситетом шкалы индикатора.

К изменяющимся погрешностям относятся те, которые изменяются по сложному закону, т. е. по закону, который выражается сложной формулой или эмпирической кривой.

Рассмотрим наиболее распространенные способы исключения систематических погрешностей из результатов измерений.

Способ введения поправок. К результату измерения алгебраически прибавляют поправку

$$Q = X + \Delta q. \quad (2.46)$$

Значение поправки определяется при проверке прибора и вносится в его паспорт. Значения поправок могут быть даны в виде таблицы, графика или задаваться в виде формул, по которым они вычисляются для каждого конкретного случая.

Способ сравнения с образцом. Объект измерения и образец, обладающий теми же геометрическими и физическими качествами, что и измеряемый объект, но с проверенными с помощью точных измерений параметрами, сравниваются при помощи одних и тех же приборов, в одинаковых условиях, одним и тем же экспериментатором. Способ сравнения включает также метод замещения. При этом измеряемая величина заменяется в измерительной установке равновеликой ей известной величиной. В этом случае никаких изменений в состоянии и действии измерительной установки не происходит. Этот метод применяют, например, при взвешивании на равноплечных весах, чтобы исключить погрешность, вызываемую неравноплечностью весов. Делается это следующим образом: на одну из чашек весов помещают взвешиваемый груз X и уравновешивают его некоторой тарой; затем, сняв груз X , ставят на ту же чашку весов гири, которыми снова достигается равновесие; масса груза будет равна массе заместивших его гири.

Метод замещения является одним из самых надежных при исключении систематических погрешностей и широко применяется при измерении.

Компенсация погрешности по знаку. По этому способу измерения проводят таким образом, что погрешность входит в результате измерения один раз с плюсом, а другой раз с минусом, или наоборот. В качестве примера можно привести прием взвешивания на неравноплечных весах (способ взвешивания Гаусса). На одну чашку весов помещают взвешиваемый груз X и уравновесим его гирями P , помещенными на другую чашку; получим

$$X = \frac{l_2}{l_1} P, \quad (2.38)$$

где l_1 и l_2 — плечи весов.

Переставим взвешиваемый груз с первой чашки на вторую и уравновесим его снова гирями P' , помещенными на первую чашку, тогда

$$P' = \frac{l_2}{l_1} X. \quad (2.39)$$

Разделив (2.38) на (2.39), получим

$$\frac{X}{P'} = \frac{P}{X}, \quad (2.40)$$

откуда

$$X = \sqrt{PP'}. \quad (2.41)$$

Или другой пример. При измерении диаграмм глубинных приборов инструментальным микроскопом (или компаратором) может быть получена систематическая погрешность, вызванная люфтом микрометрического винта. Для исключения этой погрешности отсчет делают сначала при одном направлении вращения микрометрического винта, затем при вращении винта в обратном направлении. Среднее значение при двух отсчетах будет свободно от погрешности мертвого хода.

Дифференциальный способ. Этот способ заключается в том, что измерения проводятся дважды при разных значениях параметров измерительной аппаратуры. Результат вычисляется по значениям разностей параметров. При этом равные по величине и знаку погрешности, искажающие значения параметров, взаимно исключаются.

Для исключения периодических погрешностей наблюдения проводят четное число раз через полупериоды.

Пусть периодическая погрешность изменяется по закону

$$\Delta = A \sin \frac{2\pi}{T} \varphi, \quad (2.42)$$

где φ — величина, от которой зависит погрешность (время, угол поворота подвижной части прибора и др.); T — период изменения погрешности.

При $\varphi = \varphi_0$ значение погрешности

$$\Delta_0 = A \sin \frac{2\pi}{T} \varphi_0. \quad (2.43)$$

Найдем значение этой погрешности для $\varphi = \varphi_0 + \tau$, где τ — той интервал, что

$$\Delta_\tau = A \sin \left(\frac{2\pi}{T} \varphi_0 + \pi \right). \quad (2.44)$$

Тогда

$$\Delta_\tau = A \sin \left(\frac{2\pi}{T} \varphi_0 + \pi \right) = -A \sin \frac{2\pi}{T} \varphi_0 = -\Delta_0. \quad (2.45)$$

Определим, чему равен интервал τ . Имеем

$$\frac{2\pi}{T} (\varphi_0 + \tau) = \frac{2\pi}{T} \varphi_0 + \pi. \quad (2.46)$$

Отсюда

$$\frac{2\pi}{T} \tau = \pi, \quad (2.47)$$

$$\tau = T/2. \quad (2.48)$$

При этом условии

$$\frac{\Delta_0 + \Delta_\tau}{2} = \frac{\Delta_0 - \Delta_0}{2} = 0. \quad (2.49)$$

Отсюда видно, что периодическая погрешность исключается, если мы возьмем среднее из двух наблюдений, выполненных одно за другим через интервал, равный полупериоду φ , определяющему значение периодической погрешности.

Этим приемом пользуются для исключения периодической погрешности от эксцентриситета в угломерных приборах. В этом случае приборы снабжаются одной или несколькими парами нониусов, расположенных так, что отсчет для каждой пары производится в диаметрально противоположных точках круговой шкалы.

Перечисленные способы не исчерпывают все возможности исключения погрешностей. В ряде случаев приходится отыскивать новые пути для обнаружения и исключения систематических погрешностей.

Глава 3

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Известно, что измерения содержат случайные погрешности; выше были рассмотрены источники их появления, определены характеристики точности измерений и методы получения наиболее вероятного значения измеренной величины.

Одной из важнейших задач математической обработки результатов измерений является оценка погрешностей и изыскание методов уменьшения их влияния на результат.

§ 1. МЕТОДЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ ПРИБЛИЖЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ЧИСЕЛ ИЛИ ВЕЛИЧИН

Технологические измерения применяются для контроля параметров, исследования технологических процессов и объектов, а также для изучения различных физических и химических явлений. При решении указанных задач в ряде случаев приходится выполнять значительный объем вычислительных операций. Искомый результат зависит от применяемых методов вычислений, от приемов и навыков вычислителя. Поэтому весьма важно знать и использовать в вычислительной практике некоторые общие правила выполнения вычислений.

При исследовании и контроле технологических процессов очень редко приходится иметь дело с точными числами. Если буровой мастер захочет определить число зубьев у буровой шарошки, то он это сделает точно. Если же он захочет измерить диаметр шарошки, то полученный им результат будет приближенным. Все результаты измерений выражаются приближенными числами, поскольку они содержат погрешности различного происхождения.

Приближенные значения чисел или величин мы можем принимать с различной степенью точности, с различным приближением. Степень приближения выбирается в зависимости от допустимой абсолютной или относительной погрешности. Степень приближения определяется количеством значащих цифр, которыми выражается число или величина. При вычислениях следует всегда помнить, что точность окончательного результата вычислений не может быть выше точности исходных данных, т. е. точности измерений. Иными словами — относительная погрешность результата вычислений должна соответствовать относительным погрешностям исходных данных.

Из сказанного следует, что прежде чем приступить к вычислениям, необходимо определить относительные погрешности результатов измерений, ибо без этого можно недооценить возможную точность результата или, наоборот, при вычислениях ввести лишние знаки, что приведет к усложнению вычислений.

Пользуясь значением относительных погрешностей исходных данных, целесообразно еще до выполнения вычислений установить относительную погрешность их окончательного результата. Если исходные данные имеют различные значения относительных погрешностей, то необходимо принимать во внимание прежде всего наибольшую погрешность наименее точного из исходных данных, так как его погрешность в основном определяет погрешность результата вычислений (см. § 3 настоящей главы). Окончательный результат вычислений должен иметь число значащих цифр, соответствующее его погрешности.

То же самое следует помнить при выполнении промежуточных вычислений. Если не следовать этому правилу при промежуточных вычислениях, то придется выполнять сложные вычисления с излишне большим количеством значащих цифр, что не только не повысит точности результата, но и может быть причиной возникновения погрешностей. Необходимо определять относительные погрешности результатов всех промежуточных вычислений. В промежуточных результатах следует отбрасывать все лишние значащие цифры, оставляя на одну цифру больше того значения, которое отвечало бы относительной погрешности окончательного результата вычислений. Эта лишняя цифра отбрасывается только в окончательном результате. При выполнении приближенных вычислений необходимо отбрасывать значения, не влияющие на окончательный результат. Такими значениями являются малые величины различных порядков. Несмотря на то, что малая величина

понятие условное, для нее установлено вполне определенное значение. Оно определяется понятием о степени или о порядке малых величин. Принято считать, что если некоторая величина уменьшается в n раз ($n \gg 1$), то она переходит в следующий порядок малых величин.

Если выбрать некоторую величину N и по отношению к ней устанавливать порядок малых величин, то

$$N : n = \frac{N}{n}; \quad \frac{N}{n} : n = \frac{N}{n^2}; \quad \frac{N}{n^2} : n = \frac{N}{n^3}; \dots \quad (3.1)$$

следует считать малыми величинами соответственно 1-го, 2-го, 3-го и т. д. порядков.

Если малые величины 1-го порядка возводить во вторую, третью и т. д. степени, то получаются малые величины соответственно 2-го, 3-го и т. д. порядков. Произведения малых величин 1-го порядка дадут малую величину 2-го порядка. Произведения малых величин 1-го и 2-го порядков дадут малую величину 3-го порядка и т. д.

Сумма малых величин какого-либо порядка дает малую величину того же порядка.

При всех вычислениях с приближенными числами принято арифметические действия выполнять с точностью до малых величин того же порядка, который мы имеем в начальных данных. Малые величины более высоких порядков при вычислениях не учитываются. Это правило значительно упрощает технику вычислений и позволяет вывести ряд приближенных формул, которые дают достаточно точные результаты.

Например, если a является малой величиной 1-го порядка по отношению к единице, то согласно приближенным формулам можно принять

$$\begin{aligned} (1 \pm a)^2 &= 1 \pm 2a; \\ (1 \pm a)^3 &= 1 \pm 3a, \dots \end{aligned} \quad (3.2)$$

Точно так же, если $a_1, a_2, a_3, \dots, a_m$ — малые величины 1-го порядка по отношению к единице, то при $m \ll n$

$$\begin{aligned} (1 \pm a_1)(1 \pm a_2)(1 \pm a_3) \dots (1 \pm a_m) &= \\ &= 1 \pm a_1 \pm a_2 \pm a_3 \pm \dots \pm a_m. \end{aligned} \quad (3.3)$$

При исследовании физических величин приходится часто пользоваться приближенными формулами, получая при этом достаточно точные результаты. Однако, применяя приближенную формулу, необходимо знать ограничения, которые были приняты при ее выводе, и не выходить за их пределы.

§ 2. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПРЯМЫХ РАВНОТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Математическую обработку результатов прямых равноточных измерений выполняют в следующем порядке [6].

1. Определяют среднее арифметическое результатов наблюдений [см. формулу (2.8)].
2. Вычисляют случайные отклонения результатов наблюдений $\delta_i = \bar{X} - x_i$ и их квадраты $\delta_i^2 = (\bar{X} - x_i)^2$
3. Вычисляют среднее квадратическое отклонение наблюдений [см. формулу (2.30)].
4. Определяют среднее квадратическое отклонение результата измерений по формуле

$$\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma_x}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \delta_i^2}{n(n-1)}} \quad (3.4)$$

5. Проверяют нормальность распределения результатов наблюдений.

6. Задаваясь определенными значениями доверительной вероятности, находят доверительную погрешность результата измерений и доверительный интервал для среднего квадратического отклонения.

7. Определяют наличие грубых погрешностей и промахов и, если последние обнаружены, соответствующие результаты отбрасывают и повторяют вычисления.

Рассмотрим выполнение операций на примере математической обработки наблюдений, полученных при проверке показаний автоматического потенциометра для измерения температуры.

В табл. 3.1 приведены результаты 18 показаний потенциометра при измерении температуры термпарой ХК при $t = 150^\circ \text{C}$.

Т а б л и ц а 3.1

Результаты показаний потенциометра при измерении температуры

i	u_i , мВ	$\delta_i \cdot 10^{-2}$, мВ	$\delta_i^2 \cdot 10^{-4}$, мВ	i	u_i , мВ	$\delta_i \cdot 10^{-2}$, мВ	$\delta_i^2 \cdot 10^{-4}$, мВ
1	9,631	+8	64	12	9,616	-7	49
2	9,623	0	0	13	9,628	+5	25
3	9,620	-3	9	14	9,639	16	256
4	9,625	+2	4	15	9,606	-17	289
5	9,618	-5	25	16	9,624	+1	1
6	9,619	-4	16	17	9,623	0	0
7	9,629	+6	36	18	9,625	+2	4
8	9,632	+9	81				
9	9,625	+2	4				
10	9,620	-3	9	Сумма	173,221	$7 \cdot 10^{-2}$	$897 \cdot 10^{-4}$
11	9,618	-5	25				

1. Определяем среднее арифметическое измеряемой величины

$$\bar{U} = \frac{1}{18} \sum_{i=1}^{18} u_i = 9,623 \text{ мВ.}$$

2. Отклонения результатов наблюдения вычисляем по формуле

$$\delta_i = u_i - \bar{U}.$$

Результаты 14 и 15 наблюдений кажутся на первый взгляд сомнительными, поэтому в дальнейшем нужно будет проверить, не содержат ли они грубой погрешности. Сумма отклонений равна 0,007 мВ, хотя должна равняться нулю. Это объясняется тем, что значение среднего арифметического было округлено.

3. Оценка среднего квадратического отклонения результатов наблюдений составляет

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{18-1} \sum_{i=1}^{18} \delta_i^2} = 72,6 \cdot 10^{-4} \text{ мВ.}$$

4. Выясняем среднее квадратическое отклонение результата измерения

$$\sigma_{\bar{U}} = \frac{\sigma_U}{\sqrt{n}} = \frac{72,6 \cdot 10^{-4}}{\sqrt{18}} = 17,2 \cdot 10^{-4} \text{ мВ.}$$

5. Проверяем нормальность распределения результатов наблюдения. Ввиду того, что число наблюдений имеет незначительную величину ($n = 18$), то для проверки нормальности можно воспользоваться понятием статистической функции распределения результатов наблюдений. Для этого полученные в процессе эксперимента результаты группируют в так называемый вариационный ряд

$$x_{(1)}; x_{(2)}; \dots; x_{(n)},$$

члены которого располагаются в порядке их возрастания, так что всегда

$$x_{(1)} \leq x_{(2)} \leq \dots \leq x_{(n)}.$$

Статистическую функцию распределения $F_n(x_k)$ определяют по формуле

$$F_n(x_k) = \frac{k}{n+1}; \quad k = 1, 2, \dots, n, \quad (3.5)$$

где $F_n(x)$ представляет собой ступенчатую линию, скачки которой соответствуют значению членов вариационного ряда.

Каждый скачок равен $\frac{1}{n+1}$, если все n членов ряда различны. Если же для некоторого k $x_{(k)} = x_{(k+1)} = \dots = x_{(k+i)}$, то $F_n(x)$ в точке $x = x_k$ возрастает на $\frac{i}{n+1}$, где i — число равных между собой членов ряда.

Если число наблюдений бесконечно увеличивать, то статистическая функция распределения сходится по вероятности к истинной функции $F_x(x)$. Для проверки нормальности результатов наблюдения находим значение z_k по формуле

$$z_k = \frac{U_k - \bar{U}}{\sigma_u}, \quad (3.6)$$

или же по табулированной интегральной функции нормированного нормального распределения, где имеются значения z_k для различных

$$\Phi(z_k) = F_n(x_k).$$

Если теперь в координатах z, u нанести точки, то при нормальном распределении они должны расположиться вдоль одной пря-

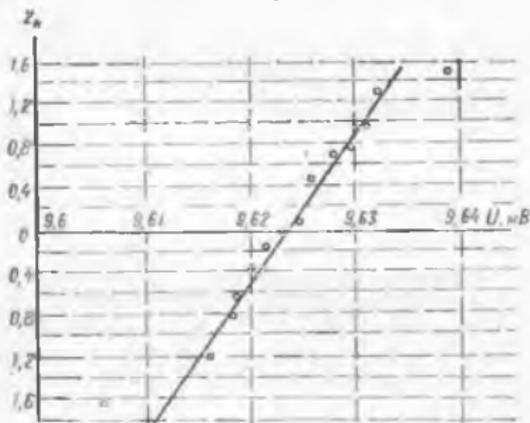


Рис. 3.1. График зависимости $Z_k(U)$

мой линии (рис. 3.1). Разброс отдельных точек велик относительно прямой, однако распределение с некоторым приближением можно считать нормальным.

Если число измерений (наблюдений) достаточно велико ($n \geq 40$), то нормальность распределения результатов наблюдения можно проверить следующим способом.

Пусть выполнено 40 измерений показаний потенциометра при $t = 150^\circ \text{С}$. Результаты наблюдений лежат в диапазоне 9,606—9,639 мВ, т. е. размах варьирования (разность между большим и меньшим показаниями) составляет 0,033 мВ (ΔU_i). Весь диапазон удобно разделить на восемь равных интервалов через 0,004 мВ. Далее подсчитываем частоты m_i , равные числу результатов, лежащих в каждом i -м интервале, т. е. меньших или равных его правой и больших левой границы. Для нашего случая частоты имеют значения, приведенные в табл. 3.3.

Значения статистической функции распределения
и соответствующие им значения z_k

U_k	$F_n(U_k) = \Phi(z_k)$	z_k	U_k	$F_n(U_k) = \Phi(z_k)$	z_k
9,606	0,0526	-1,625	9,624	0,5264	+0,066
9,616	0,1053	-1,255	9,625	0,6842	+0,480
9,618	0,2106	-0,806	9,628	0,4368	+0,635
9,619	0,2632	-0,635	9,629	0,7894	+0,806
9,620	0,3685	-0,3369	9,631	0,8420	+1,005
9,623	0,4738	-0,066	9,632	0,8946	+1,255
			9,639	0,9472	+1,624

Находим статистические оценки вероятностей попадания результатов наблюдений в i -й интервал, или частоты

$$P_i^* = m_i/n, \quad (3.7)$$

где n — общее число наблюдений.

Распределение частот по интервалам образует статистическое распределение результатов наблюдения.

Если теперь разделим частоту на длину интервала, то получим величины

$$p_i^* = \frac{1}{\Delta U_i} P_i^* = \frac{m_i}{n \Delta U_i}, \quad (3.8)$$

являющиеся оценками средней плотности распределения в интервале ΔU_i .

Значения частот P_i^* и оценки средней плотности p_i^* приведены в табл. 3.3.

Если теперь отложить вдоль оси результатов наблюдений интервалы ΔU_i в порядке возрастания i и на каждом интервале построить прямоугольник с высотой, равной p_i^* , то получим график, называемый гистограммой статистического распределения (рис. 3.2).

После построения гистограммы надо подобрать теоретическую плавную кривую распределения, которая, выражая все существенные черты статистического распределения, сглаживала бы случайности, связанные с недостаточным объемом экспериментальных данных. Определение аналитического вида кривой распределения сводится к выбору таких значений его параметров, при которых достигается наибольшее соответствие между теоретическим и статистическим распределением. Если мы хотим описать гистограмму кривой нормального распределения, то естественно потребовать, чтобы математическое ожидание и дисперсия последнего совпадали со



Рис. 3.2. Гистограмма статистического распределения

Значения частот p_i^* и оценки средней плотности p_i^*

i	u_i , мВ	$u_i + 1$, мВ	m_i	p_i^*	p_i^*
1	9,606	9,610	1	0,025	6,25
2	9,610	9,614	3	0,075	18,75
3	9,614	9,618	7	0,175	43,75
4	9,618	9,622	10	0,250	62,5
5	9,622	9,626	11	0,275	68,75
6	9,626	9,630	6	0,125	31,25
7	9,630	9,634	2	0,050	12,5
8	9,634	9,639	1	0,025	6,25

средним арифметическим и оценкой дисперсии, вычисленными по опытным данным, т. е.

$$\bar{u} = 9,623 \text{ мВ}; \quad \sigma_u = 0,00726 \text{ мВ}.$$

Таким образом, уравнение кривой нормального распределения, лучше всего согласующегося со статистическим распределением, должно иметь вид

$$P_u(u) = \frac{1}{0,00726 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{u-9,623}{0,00726} \right)^2}$$

Однако, как в первом (при $n < 40$), так и во втором ($n \geq 40$) случаях возникает необходимость проверки статистических гипотез, т. е. решение вопроса, объясняется ли расхождение между статистическими оценками и теоретическими распределениями чисто случайными причинами, связанными с ограниченным числом наблюдений, или они вызваны тем, что результаты наблюдений в действительности распределены иначе.

Для проверки нормальности распределения часто используют так называемый критерий согласия χ^2 , который определяет меру расхождения теоретического и статистического распределения:

$$\chi_k^2 = \sum_{i=1}^r \chi_i^2; \quad (3.9)$$

$$\chi_i^2 = \frac{(m_i - nP_i)^2}{nP_i}. \quad (3.10)$$

где k — число степеней свободы; r — число разрядов гистограммы;

$$P_i = \int_{u_i}^{u_{i+1}} P_u(u) du; \quad (3.11)$$

$P_u(u)$ — предполагаемая плотность распределения.

Проверка нормальности по χ^2 сводится к следующему.

1. Данные наблюдения группируют по интервалам, как и при построении гистограммы, и подсчитывают частоты m_i .

Если в некоторые интервалы попадают меньше пяти наблюдений, то такие интервалы объединяются с соседними. При этом число степеней свободы k уменьшается.

2. Вычисляют среднее арифметическое \bar{u} и точечную оценку среднего квадратического отклонения результата наблюдений σ_u , которые принимают в качестве параметров теоретического нормального распределения $P_u(u)$.

3. Для каждого интервала находят вероятности попадания в них результатов наблюдения либо по формуле

$$P\{u_1 < u < u_2\} = \frac{1}{\sigma_u \sqrt{2\pi}} \int_{u_1}^{u_2} e^{-\frac{(u-\bar{u})^2}{2\sigma_u^2}} du, \quad (3.12)$$

либо приближенно

$$P_i \approx P_u\left(\frac{u_i + u_{i+1}}{2}\right) \Delta u_i. \quad (3.13)$$

4. Для каждого интервала вычисляют величины χ_i^2 ($i = 1, 2, \dots, r$) и суммируют их по всем i , в результате чего получают меру расхождения χ^2 .

5. Определяют число отклонений степеней свободы $k = r - S$ (S — число независимых связей) и, задаваясь уровнем значимости $q = 1 - \alpha$, находят по табулированной интегральной функции χ^2 значения $\chi_{k; \frac{1}{2}q}^2$ и $\chi_{k; 1 - \frac{1}{2}q}^2$.

Если $\chi_{k; \frac{1}{2}q}^2 \leq \chi^2 \leq \chi_{k; 1 - \frac{1}{2}q}^2$, то распределение результатов наблюдений считаем нормальным.

Т а б л и ц а 3.4

Результаты вычислений обработки данных прямых равнооточных измерений

Интервалы	Средняя величина \bar{u}_i	Частота m_i	Отклонение от среднего арифметического $u_i - \bar{u}$	Нормированное отклонение от среднего арифметического $t_i = \frac{u_i - \bar{u}}{\sigma_i}$	Плотность нормального распределения $P(t_i)$	Плотность в средних интервалах $P(\bar{u}_i) = \frac{1}{\sigma_u \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\bar{u}_i - \bar{u})^2}{2\sigma_u^2}}$	Теоретическая частота $n P_i = n \Delta u_i P(\bar{u}_i)$	Отклонение χ^2
0,008	1	11	-0,01539	-2,120	0,0422	5,80	0,428	1,48
0,012	3		-0,01139	-1,569	0,1165	8,70	1,398	
0,016	7		-0,00739	-1,018	0,2373	32,7	5,32	
0,020	10	8	-0,00339	-0,467	0,3580	49,3	7,89	0,564
0,024	11		+0,00061	0,084	0,3975	54,8	8,77	
0,028	5		+0,00461	0,635	0,3261	44,9	7,18	
0,032	2	13,48	+0,00861	1,186	0,1975	27,2	4,35	2,228
0,036	1		+0,01261	1,737	0,0885	12,2	1,95	

Проверим нормальность распределения для нашего случая ($n = 40$)

$$\bar{u} = 9,62339 \text{ мВ}; \quad \sigma_u = 0,00726 \text{ мВ.}$$

Сведем вычисления в табл. 3.4.

Интервал $\Delta U_i = 0,004$ мВ; плотности нормированного нормального распределения взяты из таблиц.

Число степеней свободы $k = 8 - 3 - 3 + 2 = 4$, поскольку шесть интервалов были объединены в два. Задаваясь уровнем значимости $q = 0,10$, находим по табулированному распределению χ^2 (см. приложение IV): $\chi_4^2 = 4,839$; $\chi_{4; 0,5}^2 = 0,711$; $\chi_{4; 0,95}^2 = 9,488$.

Следовательно, распределение опытных данных можно считать нормальным, так как

$$\chi_{4; 0,15}^2 < \chi_4^2 < \chi_{4; 0,95}^2.$$

Если у нас число измерений меньше 40 ($n = 18$), то, задаваясь доверительной вероятностью $\alpha = 1 - q = 96\%$ для среднего квадратического отклонения результатов наблюдений и $P = 95\%$ для среднего арифметического и используя распределение Стьюдента

$$P(|t| < t_p) = 2 \int_0^{t_p} S(t, k) dt,$$

находим для $k = n - 1 = 17$ значения доверительного интервала. Распределение Стьюдента табулировано для различных k и P , $t_{0,95} = 2,110$ при $k = 17$.

6. Теперь найдем доверительные интервалы для дисперсии и среднего квадратического отклонения результатов наблюдений, используя гипотезу о нормальности распределения и уже известный нам критерий согласия χ^2 (результат запишем для случая $n = 18$).

Из таблицы интегральной функции χ^2 (см. приложение IV) находим значения $\chi_{k; \frac{1}{2}q}^2$ и $\chi_{k; 1-\frac{1}{2}q}^2$ для $k = 17$ и $q = 1 - \alpha = 0,04$

$$\chi_{17; 0,02}^2 = 7,255; \quad \chi_{17; 0,98}^2 = 2,69;$$

$$\chi_{17; 0,98}^2 = 30,995; \quad \chi_{17; 0,02}^2 = 5,57.$$

Доверительная погрешность результатов измерений

$$\delta_P = \delta_{0,95} = t_{0,95} \cdot \sigma_u = 2,110 \cdot 17,2 \cdot 10^{-4} = 36,29 \cdot 10^{-4} \text{ мВ,}$$

и границы доверительного интервала для среднего квадратического отклонения результатов наблюдений следующие:

$$\sigma_{0.02} = \frac{\sqrt{18-1} \cdot \sigma_0}{\chi_{17; 0,02}} = \frac{\sqrt{17} \cdot 72,6 \cdot 10^{-4}}{2,69} = 11,1 \cdot 10^{-3} \text{ мВ,}$$

$$\sigma_{0.98} = \frac{\sqrt{18-1} \cdot \sigma_0}{\chi_{17; 0,98}} = \frac{\sqrt{17} \cdot 72,6 \cdot 10^{-4}}{5,87} = 5,36 \cdot 10^{-3} \text{ мВ.}$$

7. Проверим, содержит ли грубую погрешность результат $u_{18} = u_{\text{min}} = 9,606$ мВ с наибольшей по абсолютной величине погрешностью. Для этого пользуются распределением величины γ (2.37)

$$\gamma = \frac{u_{\text{max}} - \bar{u}}{\sigma_u} \quad \text{или} \quad \gamma = \frac{\bar{u} - u_{\text{min}}}{\sigma_u}.$$

Функции их распределения определяют методами, приведенными в теории вероятностей. Они совпадают между собой и для нормального распределения результатов наблюдений протабулированы (см. приложение III).

По данным приложения III при заданной доверительной вероятности α или уровне значимости $q = 1 - \alpha$ можно для $n = 3 : 25$ найти те наибольшие значения, которые приведенные выше величины еще могут принимать по чисто случайным причинам.

Для нашего случая, предполагая $q = 0,05$, находим из таблиц при $n = 18$ $\gamma_{0,05} = 2,493$, но

$$\gamma = \frac{\bar{u} - u_{\text{min}}}{\sigma_u} = \frac{9,623 - 9,606}{72,6 \cdot 10^{-4}} = 2,345,$$

поскольку $\gamma < \gamma_{0,05}$, то нет достаточных оснований считать, что результат $u_{18} = 9,606$ мВ содержит грубую погрешность.

8. Окончательный итог результатов измерений записываем в следующем виде:

$$u = 9,623 \text{ мВ} \quad (\sigma_u = 0,00172 \text{ мВ}; \quad n = 18)$$

или

$$U = 9,623 \pm 0,004 \text{ мВ} \quad (n = 18; \quad P = 95\%).$$

В заключение отметим, что поскольку проверка гипотезы о виде распределения основывается на опытных данных, то при принятии решения всегда возможны погрешности. Отвергая в действительности верную гипотезу, мы совершаем погрешность первого рода, вероятность которой называется уровнем значимости $q = 1 - \alpha$. Принимая в действительности неверную гипотезу, мы совершаем погрешность второго рода, определить вероятность которой не

возможно, поскольку для этого надо рассматривать все прочие возможные гипотезы, являющиеся альтернативой утверждаемой. Можно лишь утверждать, что при уменьшении погрешности первого рода, погрешность второго рода увеличивается, поэтому не имеет смысла брать слишком высокие значения доверительной вероятности.

§ 3. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ КОСВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

При косвенных измерениях искомое значение измеряемой величины вычисляется по результатам прямых измерений величин, связанных с искомой определенной функциональной зависимостью.

В простейшем случае искомая величина Q_z может быть определена как сумма двух величин Q_x и Q_y :

$$Q_z = Q_x + Q_y \quad (3.14)$$

Будем считать, что систематические погрешности из результатов измерения величин Q_x и Q_y исключены. Поскольку измеренные величины не свободны от случайных погрешностей, то формулу косвенного измерения, представляющего собой сумму двух величин, можно записать в следующем виде:

$$\bar{Z} - \delta z = \bar{X} - \delta x + \bar{Y} - \delta y \quad (3.15)$$

Из (3.15) непосредственно вытекает справедливость двух следующих равенств:

$$\bar{Z} = \bar{X} + \bar{Y}; \quad (3.16)$$

$$\delta z = \delta x + \delta y, \quad (3.17)$$

где $\bar{X}\bar{Y}$ — средние арифметические, полученные при обработке прямых измерений величин Q_x и Q_y ; δx , δy — случайные погрешности средних; \bar{Z} , δz — оценка истинного значения косвенно измеряемой величины и его случайная погрешность.

Следовательно, оценкой истинного значения косвенно измеряемой величины должна служить сумма оценок истинных значений исходных величин, случайные погрешности которых складываются.

Математическое ожидание оценки \bar{Z} равно истинному значению искомой величины:

$$\begin{aligned} M[\bar{Z}] &= M[\bar{X} + \bar{Y}] = M[\bar{X}] + M[\bar{Y}] = \\ &= Q_x + Q_y = Q_z. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Дисперсия и средняя квадратическая погрешность измерения

$$\sigma_z^2 = \sigma_x^2 + \sigma_y^2, \quad \sigma_z = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2}. \quad (3.19)$$

В этом случае распределение результатов косвенных измерений будет нормально, если нормально распределение результатов прямых измерений.

Если объемы рядов прямых измерений достаточно велики, то можно воспользоваться распределением Стьюдента.

Итоговый результат измерения будет

$$Q_r = \bar{Z} \pm t_p \sigma_{\bar{Z}}, \quad (3.20)$$

где t_p определяется из выражения

$$P(|\bar{Z} - Q_r| < t_p \sigma_{\bar{Z}}) = 2\Phi(t_p) - 1. \quad (3.21)$$

В случае, когда искомая величина является суммой m измеряемых прямым способом величин, связь функциональной зависимости будет иметь вид

$$Q = \sum_{j=1}^m Q_j. \quad (3.22)$$

Такие случаи имеют место при измерении больших величин по частям, например при измерении длин с помощью концевых мер, на электрических приборах сравнения с помощью магазинов сопротивлений, емкостей или индуктивностей, объемов жидкостей мерными емкостями меньшей вместимости и др.

Среднее квадратическое отклонение такого измерения будет

$$\sigma_Q = \sqrt{\sum_{j=1}^m \sigma_{Q_j}^2}. \quad (3.23)$$

Отсюда следует, что для нахождения суммарной погрешности надо складывать не сами погрешности, а их квадраты. Значение отдельных погрешностей быстро снижается по мере их уменьшения.

Действительно, пусть X и Y — два слагаемых, определенных со средними квадратическими погрешностями σ_X и σ_Y . При этом известно, что σ_Y в 2 раза меньше σ_X . Тогда погрешность суммы $Z = X + Y$ будет

$$\sigma_Z^2 = \sigma_X^2 + \sigma_Y^2 = \sigma_X^2 + \left(\frac{\sigma_X}{2}\right)^2 = \frac{5}{4} \sigma_X^2,$$

откуда

$$\sigma_Z = 1,1 \sigma_X.$$

Таким образом, если одна из погрешностей в 2 раза меньше другой, то общая погрешность возросла за счет этой меньшей погрешности всего лишь на 10%. Следовательно, если мы хотим по-

высить точность измерений величины Z , то необходимо в первую очередь стремиться уменьшить ту погрешность измерения, которая больше, т. е. погрешность измерения величины X . Если же мы оставим точность измерения величины X неизменной, то как бы мы не повышали точность измерения слагаемого Y , нам не удастся уменьшить погрешность конечного результата измерений величины более на 10%.

Если величина является разностью двух независимо измеряемых величин X и Y , то относительная погрешность будет

$$\delta_z = \frac{\sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2}}{X - Y}. \quad (3.24)$$

Из (3.24) видно, что относительная погрешность тем больше, чем меньше $|X - Y|$, и будет возрастать до бесконечности при $X \rightarrow Y$. Это значит, что если результат измерения будет представлять небольшую разность независимых измерений двух величин, то весьма сложно добиться высокой точности измерения.

Относительная погрешность суммы

$$\delta_z = \frac{\sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2}}{X + Y}, \quad (3.25)$$

очевидно зависит от абсолютных значений величин X и Y и не зависит от их отношения.

Рассмотрим теперь общий случай, когда искомая величина связана с результатами прямых измерений некоторым нелинейным уравнением

$$Q = F(Q_1, Q_2, \dots, Q_m), \quad (3.26)$$

где Q_1, Q_2, \dots, Q_m — величины, измеренные прямым способом ($j = 1, 2, \dots, m$).

В качестве наиболее достоверного значения \bar{X}_Q косвенно измеряемой величины Q следует понимать значение, получаемое подстановкой в формулу (1.3) косвенного измерения средних арифметических \bar{X}_j рядов измерений исходных величин

$$\bar{X}_Q = F(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_m). \quad (3.27)$$

Дисперсия этой оценки определяется формулой

$$\sigma_{\bar{X}_Q}^2 = \sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial F}{\partial Q_i} \right)^2 \sigma_{\bar{X}_i}^2 + \sum_{i, l=1}^m \left(\frac{\partial F}{\partial Q_i} \right) \left(\frac{\partial F}{\partial Q_l} \right) r_{il} \sigma_{\bar{X}_i} \sigma_{\bar{X}_l}, \quad (3.28)$$

где r_{il} — коэффициент корреляции между погрешностями δ_i и δ_l оценок Q_i и Q_l .

Значения частных производных вычисляются при средних арифметических значениях аргументов $Q_i = \bar{X}_j$. Произведения частных производных уравнения косвенного измерения на среднее квадратическое отклонение результатов измерения соответствующих аргументов называются частными погрешностями косвенного измерения:

$$E_i = \left(\frac{\partial F}{\partial Q_i} \right) \sigma_{X_i} \quad (3.29)$$

Если случайные погрешности измерений отдельных аргументов попарно некоррелированы ($r_{ij} = 0$; $i, j = 1, 2, \dots, m$), то дисперсия результатов равна на основании (3.28) сумме квадратов частных погрешностей:

$$\sigma_{X_s}^2 = \sum_{i=1}^m E_i^2 \quad (3.30)$$

В [6] показано, что погрешность результата косвенного измерения наряду со случайной содержит еще и систематическую составляющую. Для того чтобы исключить эту систематическую погрешность, нужно к рассчитанному по формуле (3.27) результату прибавить суммарную поправку q , равную систематической погрешности и обратную ей по знаку.

Таким образом, результат косвенного измерения будет выражаться формулой

$$Q = \bar{X}_Q + q \pm t_p \sigma_{X_Q} \quad (3.31)$$

Пример. Найти коэффициент температурной поправки для глубинного манометра, определяемой формулой

$$m = \frac{\Delta L p}{\Delta t L},$$

со следующими величинами, измеряемыми прямыми способами: $\Delta L = (1,04 \pm 0,02) \cdot 10^{-3}$ м — разность ординат, записанных на дилатационном бланке пером глубинного манометра при измерении одной и того же давления при температурах 79 и 23° С; $p = 15 \pm 0,02$ МПа — давление; $L = (25,88 \pm 0,02) \cdot 10^{-3}$ м — длина ординаты, соответствующая измеренному давлению при температуре 23° С;

$$\Delta t = 56 \pm 0,5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$m = \frac{1,04 \cdot 15}{56 \cdot 25,88} = 10,7 \frac{\text{Па}}{^\circ\text{C}}.$$

Для оценки точности полученного значения вычислим частные производные и частные погрешности косвенных измерений:

$$E_{\Delta L} = \left(\frac{\partial m}{\partial \Delta L} \right) \sigma_{\Delta L} = \frac{m}{\Delta L} \sigma_{\Delta L} = \frac{10,7}{1,04} \cdot 0,02 = 0,2 \text{ Па/}^\circ\text{С},$$

$$E_p = \left(\frac{\partial m}{\partial p} \right) \sigma_p = \frac{m}{p} \sigma_p = \frac{10,7}{15} \cdot 0,02 = 0,01 \text{ Па/}^\circ\text{С},$$

$$E_{\Delta t} = \left(\frac{\partial m}{\partial t} \right) \sigma_{\Delta t} = \frac{m}{\Delta t} \sigma_{\Delta t} = \frac{10,7}{5,6} \cdot 0,5 = 0,09 \text{ Па/}^\circ\text{С},$$

$$E_L = \left(\frac{\partial m}{\partial L} \right) \sigma_L = \frac{m}{L} \sigma_L = \frac{10,7}{25,88} \cdot 0,02 = 0,008 \text{ Па/}^\circ\text{С}.$$

Среднее квадратическое отклонение коэффициента температурной поправки будет

$$\sigma_m = \sqrt{E_{\Delta L}^2 + E_p^2 + E_{\Delta t}^2 + E_L^2} = 0,05 \cdot 10 \text{ Па/}^\circ\text{С}.$$

Глава 4

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

§ 1. КЛАССИФИКАЦИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Все измерения осуществляются с помощью мер и измерительных приборов. Их совокупность представляет собой средства измерений. Меры и приборы можно классифицировать по различным признакам: степени точности, назначению, принципу действий, способу применения, конструктивному оформлению и т. д. Классификация по указанным признакам будет дана в главах, посвященных измерению определенных параметров. В данной главе дается метрологическая классификация мер и измерительных приборов по общим признакам, присущим всем измерительным приборам, независимо от того, для измерения какого параметра они предназначены.

Средствами измерений по определению, данному ГОСТ 16263—70, называются технические средства, используемые при измерениях и имеющие нормированные метрологические свойства.

Мерами называются средства измерений, предназначенные для воспроизведения физической величины заданного размера. Например, мерой массы служит гиря, мерой электрического сопротивления — измерительный резистор, мерой частоты электрических колебаний — кварцевый генератор. Мера, воспроизводящая

физическую величину лишь одного размера, называется однозначной (например, гиря, концевые меры длины, измерительный сосуд). Меры, воспроизводящие ряд одноименных величин различного размера, называются многозначными. Примерами многозначных мер могут служить линейка с нанесенными делениями, конденсатор переменной емкости. Меры обладают действительным и номинальным значением.

Измерительным прибором называется средство измерений, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем. Измерительные приборы можно разделить на следующие группы.

Аналоговыми приборами измеряют непрерывную функцию.

Цифровые приборы автоматически вырабатывают дискретные сигналы измерительной информации, показания которых представлены в цифровой форме.

Показывающие приборы допускают только отсчитывание показаний.

Регистрирующие приборы — приборы, в которых предусмотрена регистрация показаний.

Самопишущие приборы предусматривают запись показаний в форме диаграммы.

Печатающие приборы представляют собой регистрирующие приборы, в которых показания печатаются в цифровой форме.

Приборы сравнения предназначены для непосредственного сравнения измеряемой величины с величиной, значение которой известно. Примером таких приборов могут служить равноплечие весы и компаратор для линейных мер.

В интегрирующих приборах измеряемая величина интегрируется по времени или по другой независимой переменной. В качестве примеров можно привести счетчики расхода жидкости или электроэнергии, планиметры.

В суммирующих приборах показания функционально связаны с суммой или несколькими величинами, подводимых к ним по различным каналам.

В состав измерительных приборов входят измерительные преобразователи, которые предназначены для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателем. Различают измерительные преобразователи первичные, промежуточные и передающие.

Первичным измерительным преобразователем называют такой, который является первым в измерительной цепи, к которому подведена измеряемая величина. Примерами первичных преобразователей могут служить термомпара

в цепи термозлектрического термометра и дроссельное устройство расходомера.

Промежуточный преобразователь занимает в измерительной цепи место после первичного.

Передающий преобразователь предназначен для дистанционной передачи сигнала измерительной информации. Например, пневматический, индуктивный и частотный передающие преобразователи.

В измерительной технике различают еще и измерительные установки, представляющие собой совокупность функционально объединенных средств измерения (мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей) и вспомогательных устройств, предназначенных для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для непосредственного восприятия наблюдателем, и расположенных в одном месте.

Примером измерительной установки может служить хроматографическая установка, включающая пробоотборное устройство, разделительную колонку, детектор, регистрирующий прибор и различные вспомогательные устройства, обеспечивающие работу установки в определенном режиме.

В связи с развитием систем автоматического управления технологическими процессами и предприятиями в последнее время в промышленности начали широко внедряться измерительные системы.

Измерительной системой называется совокупность средств измерений (мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей) и вспомогательных устройств, соединенных между собой каналами связи, предназначенных для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для автоматической обработки, передачи и использования в автоматических системах управления.

С метрологической точки зрения все средства измерений делятся на образцовые и рабочие.

Образцовые средства измерений предназначены для хранения и воспроизведения единиц измерения, проверки и градуировки всякого рода мер и измерительных приборов.

Рабочие средства измерений применяются для измерений, не связанных с передачей размера единиц.

§ 2. ПОГРЕШНОСТИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ. КЛАССЫ ТОЧНОСТИ

Выше указывалось [см. (2.1)], что значение измеренной величины складывается из двух величин: действительного значения измеренной величины и погрешности ее измерения. Следовательно, погрешность измерения представляет собой разность между результатом измерения и действительным значением величины

$$\Delta x = X - Q.$$

При этом за действительное значение измеряемой величины принимается ее значение, определяемое образцовой мерой или показанием образцового измерительного прибора.

Погрешность является основным показателем точности измерения. Чем меньше погрешность, тем выше точность измерения. Погрешность измерения зависит от погрешности мер и измерительных приборов, с помощью которых выполняются измерения.

Абсолютной погрешностью меры Δx_m называется разность между действительным значением меры Q_m и ее номинальным значением Q_n :

$$\Delta x_m = Q_m - Q_n \quad (4.1)$$

Действительное значение меры — это значение данной меры, определяемое образцовыми мерами или образцовыми измерительными приборами. Степень приближения действительного значения меры к номинальному значению называется точностью меры.

Номинальное значение меры — это число воспроизводимых единиц измерения, указанное на мере или присвоенное ей на основании технических данных изготовления меры.

Абсолютной погрешностью прибора Δx_n называется разность между показанием прибора Q_n и действительным значением измеряемой величины:

$$\Delta x_n = Q_n - Q \quad (4.2)$$

Погрешность показаний прибора является показателем его точности, т. е. степени приближения его показаний к действительному значению измеряемой этим прибором величины. Причиной погрешности показаний прибора могут быть недостатки качества изготовления, сборки и градуировки приборов, а также влияние различных факторов (температуры, влажности, давления и др.). Погрешности прибора могут зависеть также от значения измеряемой величины и, следовательно, быть неодинаковыми для различных показаний приборов. Зависимость обычно дается в виде таблицы или графика.

Под чувствительностью понимают отношение линейного или углового перемещения указателя к изменению значения измеряемой величины, вызвавшему это перемещение:

$$S = \delta a / \delta Q, \quad (4.3)$$

где δa — угловое или линейное перемещение указателя; δQ — изменение измеряемой величины.

Наименьшее значение измеряемой величины, способное вызвать наибольшее изменение показаний прибора, называется порогом чувствительности измерительного прибора. Наибольший (полученная экспериментально) разность между повторными показаниями измерительного прибора при одном и том же действи-

тельном значении измеряемой величины и неизменных внешних условиях называется вариацией. У показывающих приборов вариацию можно обнаружить, если изменять действительное значение измеряемой величины от нижнего до верхнего пределов, а затем в обратном порядке, отмечая соответствующие этим значениям показания прибора. Для интегрирующих приборов, отсчет которых не может быть повторен, за вариацию принимают наибольшую разность между отдельными погрешностями, соответствующими одному и тому же значению измеряемой величины при прочих равных условиях.

Погрешности, вызываемые вариацией, могут внести серьезные искажения в результаты измерений, поэтому величина их регламентируется. Обычно значение допускаемой вариации регламентируется в пределах $W = (1-1,5) \Delta$, где Δ — предел допускаемой основной погрешности.

Относительной погрешностью меры или измерительного прибора δ называют отношение абсолютной погрешности к действительному значению воспроизводимой мерой или прибором величины:

$$\delta = \Delta x / Q. \quad (4.4)$$

Приведенной погрешностью измерительного прибора называют отношение погрешности измерительного прибора к нормирующему значению (пределу измерений, диапазону измерений, длине шкалы). Приведенную погрешность обычно выражают в процентах.

В зависимости от характера изменения измеряемой величины при измерении могут быть получены статическая и динамическая погрешности.

Статической погрешностью средства измерения называется погрешность средства измерений, используемого для измерения постоянной величины.

Динамической погрешностью средства измерений называется разность между погрешностью измерений в динамическом режиме (переменной во времени измеряемой величины) и его статической погрешностью, соответствующей значению величины в данный момент времени.

На погрешность прибора, как это было указано ранее, влияют недостатки изготовления прибора (неточности изготовления отдельных деталей, несоблюдение технологии изготовления, неточности сборки и т. п.).

Эти причины приводят к систематической погрешности средства измерения, под которой понимают составляющую погрешности средства измерений, остающуюся постоянной или закономерно изменяющуюся.

Случайной погрешностью средства измерений называют составляющую погрешности средства измерений, изменяющуюся случайным образом.

На погрешность прибора влияют внешние условия, при которых этот прибор используется (температура, давление, магнитное поле и т. п.). Отличие этих условий от нормальных приводит к дополнительным погрешностям. Поэтому различают основную и дополнительную погрешности измерительных средств.

Основной погрешностью средств измерений называют погрешность средства измерений, используемого в нормальных условиях.

Дополнительной погрешностью измерительных средств называется изменение их погрешности, вызванное отклонением одной из влияющих величин от нормального значения.

Ограничение на применение средств измерений накладывается пределом допускаемой погрешности, под которым понимают наибольшую (без учета знака) погрешность средства измерения, при которой средства измерений могут быть признаны годными и допущены к применению.

Все средства измерений по точности показаний разделяют на классы.

Классом точности средств измерений называется обобщенная характеристика средств измерений, определяемая пределами допускаемых основных и дополнительных погрешностей, значения которых устанавливаются в стандартах на отдельные виды средств измерений. При этом учитываются другие свойства средств измерений, влияющие на точность. Класс точности прибора определяется максимальной абсолютной погрешностью прибора, отнесенной к пределу измерения и выраженной в процентах:

$$K = \frac{\Delta x_{\text{н макс}}}{N} \cdot 100, \quad (4.5)$$

где $\Delta x_{\text{н макс}}$ — максимальная абсолютная погрешность прибора;
 N — предел измерения прибора.

Чтобы ограничить произвол в установлении погрешности на измерительные приборы, определить единый критерий для оценки погрешности измерения, а также облегчить выбор прибора в соответствии с необходимой точностью измерения, устанавливается определенный ряд классов:

$$K = \{1; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0; 5,0; 6,0\} \cdot 10^n, \quad (4.6)$$

$$n = 1; 0; -1; -2; \dots$$

Например, для средств измерений с относительной погрешностью h , выраженной в процентах и равной 0,5%, класс точности обозначается цифрой 0,5, очерченной кружком. Конкретные ряды классов точности устанавливаются в стандартах на отдельные средства измерений.

§ 3. СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Действие измерительного прибора заключается в преобразовании воздействия измеряемой физической величины в пропорциональное изменение выходного параметра. Иными словами, выходная величина связана с входной величиной определенной функциональной зависимостью. Различают два режима работы средств измерения: статический и динамический. Оба режима работы соответственно определяются статическими и динамическими характеристиками.

Статическая характеристика средства измерений есть функциональная зависимость между входной и выходной величинами в установившихся режимах работы. В неустановившихся режимах работы статическая зависимость нарушается вследствие инерционности преобразовательных звеньев измерительных средств. В этих случаях средства измерений характеризуются динамическими характеристиками, которые определяются функциональными зависимостями входных и выходных величин в динамических условиях преобразования. Степень отклонения динамических характеристик от статических зависит от инерционных свойств средств измерений.

Знание статических и динамических характеристик средств измерений имеет большое значение как при собственно измерениях, так и при их использовании в качестве первичных преобразователей в системах автоматического регулирования и управления.

Статические характеристики средств измерений могут быть выражены в аналитической и графической формах, либо в виде таблиц. В общем виде статическая характеристика измерительного прибора имеет вид

$$\alpha = f(Q), \quad (4.7)$$

где α — координата отсчетного устройства.

Уравнение (4.7) называется уравнением преобразования. Оно может быть как линейным, так и нелинейным. Чаще всего стремятся иметь линейную зависимость.

Измерительные приборы представляют собой сочетание измерительных преобразователей. Как указывалось в § 1 настоящей главы, в измерительных цепях содержатся первичные, промежуточные и передающие измерительные преобразователи. В составе одного измерительного прибора может быть различное количество преобразователей разного типа. Обобщенная структурная схема измерительного прибора с разомкнутой цепью, состоящей из n преобразователей (звеньев), показана на рис. 4.1. Входные величины обозначены через $x_{\text{вх}i}$, выходные — через $x_{\text{вых}i}$. Индексы соответствуют порядковым номерам звеньев, индекс 0 — установившемуся значению величины.

Статистическая характеристика любого из звеньев может быть записана в общем виде:

$$x_{\text{вых } 0i} = f_i(x_{\text{вх } 0i}). \quad (4.8)$$

где $i = 1, 2, \dots, n$ — порядковый номер звена.

Исходной величиной любого звена, кроме первого, является выходная величина предыдущего звена, т. е. $x_{\text{вх } 0i} = x_{\text{вых } 0i-1}$. Действительно,

$$x_{\text{вых } 0i} = f_i(x_{\text{вых } 0i-1}). \quad (4.9)$$

В свою очередь

$$x_{\text{вых } 0i} = f_{i-1}(x_{\text{вх } 0i-1}). \quad (4.10)$$

Подставив (4.10) в (4.9), получим

$$x_{\text{вых } 0i} = f_i[f_{i-1}(x_{\text{вх } 0i-1})]. \quad (4.11)$$

А так как $x_{\text{вх } 0i-1} = x_{\text{вых } 0i-2}$; $x_{\text{вх } 0i-2} = x_{\text{вых } 0i-3}$; и т. д., то

$$x_{\text{вых } 0i} = f_i[f_{i-1}(f_{i-2} \dots f_2 f_1(x_{\text{вх } 00}))]. \quad (4.12)$$

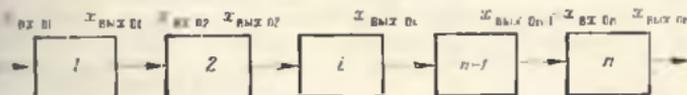


Рис 4.1. Структурная схема измерительного прибора

Уравнение (4.12) определяет зависимость выходной величины любого из звеньев от измеряемой входной величины $x_{\text{вх } 0}$. На основании этого уравнения выходная величина предпоследнего ($i = 1$) го звена

$$x_{\text{вых } 0n-1} = f_{n-1}(f_{n-2}(f_{n-3} \dots f_2 f_1(x_{\text{вх } 0}))). \quad (4.13)$$

Уравнение (4.13) является статической характеристикой прибора, выраженной через характеристики отдельных звеньев. Если функциональная связь между входной и выходной величинами звена в рабочей области непрерывна и однозначна, каждому значению $x_{\text{вх } 0}$ отвечает одно единственное значение $x_{\text{вых } 0}$. Если при этом характеристика линейна или может быть аппроксимирована прямой, звено называется линейным и описывается уравнением

$$x_{\text{вых } 0} = K x_{\text{вх } 0}. \quad (4.14)$$

где K — постоянная величина, называемая коэффициентом усиления или коэффициентом преобразования.

Величина K выражает отношение выходной величины к входной в установившемся режиме. Применительно к различным

элементам коэффициент преобразования называется: в усилителях — коэффициентом усиления, в редукторах — коэффициентом редукции, в трансформаторах — коэффициентом трансформации и т. д. Если входная и выходная величины представляют собой различные физические параметры, коэффициент K имеет определенную размерность.

Звенья, не отвечающие требованиям линейности, называются нелинейными. Нелинейность звеньев может быть следствием нелинейности реализуемой функциональной зависимости, гистерезиса,

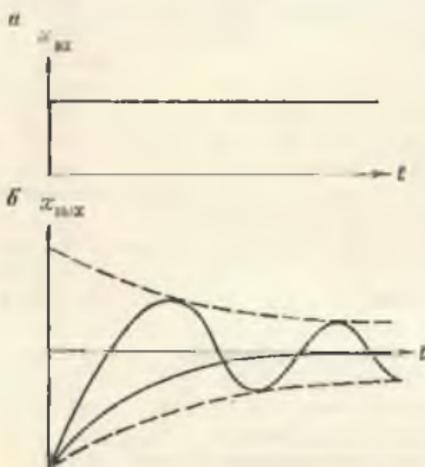


Рис. 4.2. Виды переходных функций при единичном возмущении

явления насыщения, наличия трения, зоны нечувствительности. Применительно к измерительным преобразователям передаточный коэффициент K часто называется чувствительностью прибора или элемента. При этом для нелинейных звеньев и приборов различают чувствительность статическую и дифференциальную. Статическая чувствительность

$$K_c = \frac{x_{\text{вых}}}{x_{\text{вх}}} \quad (4.15)$$

Дифференциальная чувствительность

$$K_d = \frac{\Delta x_{\text{вых}}}{\Delta x_{\text{вх}}} = \frac{dx_{\text{вых}}}{dx_{\text{вх}}} \quad (4.16)$$

Как статическая, так и дифференциальная чувствительность нелинейных элементов различны в разных точках.

Для линейных элементов

$$K_s = K_d = \text{const.} \quad (4.17)$$

Чувствительность при последовательном соединении измерительных звеньев прибора с незамкнутой цепью равна произведению чувствительностей всех звеньев:

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_{n-1} = \prod_{i=1}^{n-1} K_i \quad (4.18)$$

Динамические характеристики описываются дифференциальными уравнениями, выражающими связь между входной и выходной величинами в переходных режимах. Динамические характеристики могут быть определены либо на основе изучения структуры измерительных устройств и происходящих в них физических и химических явлений, либо изучением реакции измерительных уст-

работы на входные возмущения. Наглядное представление о динамических свойствах измерительных устройств дают графики переходных процессов, возникающих при единичном скачкообразном изменении входной величины и нулевых начальных координатах (рис. 4.2, а). Функция, определяющая изменение выходной величины по времени при единичном возмущении на входе, называется переходной функцией. На рис. 4.2, б изображены графики различных переходных функций.

Для получения переходной функции измерительного устройства необходимо решить дифференциальное уравнение, устанавливающее связь в переходном режиме между входной и выходной величинами при нулевых начальных условиях и единичном скачкообразном изменении входной величины.

Процессы в системах автоматического регулирования описываются с помощью передаточных функций и частотных характеристик. Поскольку измерительные устройства используются в качестве источника информации в системах автоматического регулирования, то эти понятия используются и при рассмотрении их динамических характеристик. Динамические характеристики измерительных устройств в ряде случаев достаточно полно могут быть выражены в виде частотных характеристик. Методы получения переходных функций и частотных характеристик излагаются в соответствующих разделах курса теории автоматического регулирования.

Глава 5

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

§ 1. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ

Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации (ГСП) в настоящее время определяет направление и развитие отечественного приборостроения, обеспечивающее повышение технического уровня приборов, средств автоматики, ускорение темпов внедрения информационных и автоматических систем управления производством всех отраслей народного хозяйства. ГСП формировалась и развивалась на основе системных принципов, предусматривающих обеспечение техническими средствами контроля и автоматизации различных отраслей народного хозяйства, минимизацию номенклатуры, унификацию и динамическое развитие состава, структуры, качественных и количественных характеристик системы.

ГСП представляет собой совокупность приборов и устройств, охватывающих всю номенклатуру отечественного приборостроения, в состав которой должны входить системы контроля и регулиро-

вания технологических процессов, системы устройств вычислительной техники и приборов контроля параметров по основным отраслям отечественного приборостроения. ГСП строится по блочно-модульному принципу, позволяющему из сравнительно небольшого числа блоков и модулей создавать рационально ограниченные ряды приборов широкого применения, необходимых для автоматизации.

По функциональному признаку все блоки и приборы, входящие в ГСП, делятся на четыре группы:

1) для получения нормированной информации о состоянии процесса;

2) для приема, преобразования и передачи информации по каналам связи;

3) для преобразования, хранения и обработки информации и формирования команд управления;

4) использования командной информации для воздействия на процесс или для предоставления ее оператору.

В первую группу входят первичные измерительные преобразователи, которые вместе с нормирующими устройствами, формирующими унифицированный, пропорциональный измеряемой величине сигнал, образуют датчики измерительной информации.

В курсе «Технологические измерения и приборы» рассматриваются приборы и устройства первой группы — средства получения информации о технологических параметрах процесса. Эти средства включают приборы и устройства для измерения: теплоэнергетических параметров температуры, давления, расхода, уровня, физико-механических свойств веществ; геометрических размеров, перемещений, усилий, деформаций; состава и свойств веществ. Кроме того, в эту группу входят средства измерения массы и весодозирующая техника, а также средства неразрушающего контроля качества продукции.

При автоматизации технологических процессов наиболее широко применяются приборы и устройства для измерения теплоэнергетических параметров и анализа состава и свойств веществ. Они составляют около 90% от общего количества приборов и устройств получения информации о технологических параметрах процесса, выпускаемых приборостроительными заводами [36].

Во вторую группу входят коммутаторы измерительных цепей, преобразователи сигналов и кодов, шифраторы и дешифраторы, согласующие устройства, а также устройства телесигнализации, телеизмерения и телеуправления.

В третью группу входят усилители, преобразователи и анализаторы сигналов и кодов, логические устройства, устройства памяти, регистрирующие устройства, задатчики, регуляторы, управляющие вычислительные комплексы и устройства.

К четвертой группе относятся исполнительные механизмы, показывающие, самопишущие и печатающие приборы, а также графопостроители и мнемосхемы.

У любого прибора или устройства можно различать информационные, энергетические, вещественные связи с другими приборами, входящими в данную систему контроля и управления. Эти связи должны быть согласованы с источниками питания энергией, конструктивными, крепежными и соединительными элементами и частями всей установки. Для согласования взаимодействия отдельных приборов и устройств предусматривается стандартизация: параметров входных и выходных сигналов, источников энергии; присоединительных размеров для соединения приборов и присоединения к источникам питания; основных монтажных размеров приборов; материалов, необходимых для работы приборов (диаграммная и магнитная ленты, перфоленты, бланки, различные реактивы и др.).

Получение контрольной информации о ходе технологических процессов возможно, если эта информация будет условно, но однозначно связана с какой-то физической величиной (параметром). Такая физическая величина (вещественная или энергетическая), условно выбранная для передачи необходимых сведений, называется сигналом. В измерительной технике и автоматике в качестве сигналов применяются преимущественно энергетические величины, так как они позволяют осуществлять передачу информации на расстояние, преобразование, сравнение и получение новых сигналов. Сигналы могут быть непрерывными и прерывными (дискретными). Во втором случае их длительность ограничена некоторыми заданными значениями и может быть постоянной или переменной.

В зависимости от рода энергии, используемой от вспомогательного источника для формирования сигнала, ГСП разделяется на следующие ветви: электрическую, пневматическую и гидравлическую. Кроме того, существует ветвь приборов и устройств без источников вспомогательной энергии. Энергия для образования сигналов у данной ветви отбирается от контролируемой среды. Очевидно, что не все приборы и средства автоматизации могут быть отнесены к ГСП, хотя они широко используются и в дальнейшем будут использоваться в промышленности.

По принадлежности к ГСП приборы и устройства можно разделить на три группы:

1) системные, отвечающие всем без исключения требованиям ГСП;

2) локального применения; эти устройства по назначению, конструктивным и эксплуатационным характеристикам и конструктивным особенностям отвечают требованиям ГСП, но не предназначены для совместной работы в системах контроля, регулирования и управления с другими изделиями ГСП и не имеют с ними сопряжения по информационной связи и конструктивному оформлению;

3) вспомогательные, предназначенные специально для исследования объектов автоматизации или испытаний и проверки изделий, входящих в ГСП.

Приборы, не входящие в ГСП, должны соответствовать ее требованиям к техническим и эксплуатационным характеристикам и конструктивным особенностям.

Прогрессивная по структуре построения ГСП ориентируется на передовую технологию и обеспечение высокой надежности ее элементов, узлов и блоков.

Конструктивной базой для монтажа элементов, модулей, устройств и агрегатов ГСП являются унифицированные типовые конструкции (УТК). В качестве базовой системы логических элементов электрических ветвей ГСП широко используются комплексы унифицированных логических элементов. Типовой логический (унифицированный) модуль выполняется в виде кассеты, состоящей из печатной платы, на которой располагаются отдельные компоненты схемы.

К настоящему времени разработана и освоена унифицированная система взаимозаменяемых электрических и пневматических компенсационных преобразователей в блочном исполнении, предназначенных для измерения различных физических величин. Внедрение унифицированной системы преобразователей только четырех основных теплоэнергетических параметров позволило увеличить степень унификации и уменьшить количество деталей, изготавливаемых предприятиями с 7200 до 600 [36]. Благодаря высокой степени унификации конструкций становится возможной специализация производства, открывающая перспективы применения высокомеханизированного труда.

Принципы, положенные в основу создания ГСП, позволяют из групп функциональных устройств образовывать системы средств автоматизации, охватывающие все звенья получения, передачи, обработки и использования информации, из которых могут создаваться разнообразные информационные системы, системы контроля, регулирования и управления.

§ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕТВЕЙ ГСП

Электрическая ветвь представляет собой ряд приборов и средств автоматизации, в которых в качестве внешней энергии используется электрическая энергия, а энергетическим носителем информации является электрический сигнал. Электрическая ветвь наиболее универсальна, обладает высокой чувствительностью, точностью, быстродействием и дальностью связи.

Пневматическая ветвь включает ряд приборов и устройств (датчики, преобразователи, позиционеры, регулирующие устройства, исполнительные механизмы), в которых в качестве источника внешней энергии используется сжатый воздух, а энергетическим носителем информации является пневматический сигнал. Пневматическая ветвь характеризуется безопасностью в легковоспламеняющихся и взрывоопасных средах.

В приборах и устройствах гидравлической ветви источником внешней энергии, а также энергетическим носителем информации

Унифицированные параметры сигналов [28]

Вид сигнала		Параметры сигнала
Электрический непрерывный	постоянного тока	$I = 0 \div 5; 0 \div 20; 0 \div 100$ мА $U = 0 \div 10$ В $I = (5 \div 0 \div 5); (20 \div 0 \div 20); (100 \div 0 \div 100)$ мА $U = 10 \div 0 \div 10$ В
	переменного тока	$U = 1 \div 0 \div 1; 0 \div 2$ В
	импульсно- модулирован- ный	$U = 0,6; 1,2; 4,8; 6; 12; 24; 48; 60; 120$ (220 В) $t = (1; 2; 4; 6; 8) \cdot 10^n$ с
	частотный	$f_n = (300 + 1,13^{k(n-1)})$ Гц, при $k = 0,5; 1,0; 2,0, n = 1; 2; 3; \dots$ $f_n = [450 + \Delta f(n-1)]$ Гц при $\Delta f = 120; 180$ Гц
	фазовый	$0; 90; 180; 270^\circ$ $0; 60; 120; 180; 240; 300^\circ$
Электрический дискретный	релейный	$U = 6; 12; 24; 48; 60; 120$ (220) В $U_b = 0,14U$
	импульсный	—
Пневматиче- ский	давления	$P = 1,96 \div 9,81$ кПа
Гидравличе- ский	давления	$P = 0,1 \div 6,4$ МПа

* Числовые U_b характеризуют нечувствительность прибора.

используются гидравлические сигналы, создаваемые минеральными маслами (веретенное, турбинное, трансформаторное и др.) и водой. Гидравлические приборы позволяют получать точные перемещения исполнительных механизмов при больших усилиях.

По характеру сигналов различают аналоговые и дискретные устройства. В электрических аналоговых устройствах в качестве носителя информации параметра непрерывного сигнала используются значения силы тока или напряжения, а также частоты или фазы (при переменном токе); в дискретных — число импульсов или их сочетание с различными признаками (код).

Практически в автоматизированных системах используются унифицированные устройства (электropневматические, электро-

гидравлические, пневмогидравлические). Поэтому приведенное понятие «ветвь» имеет несколько условный, классификационный характер. Связь электрических, пневматических и гидравлических приборов осуществляется преобразователем сигналов.

Унифицированные параметры входных и выходных сигналов приведены в табл. 5.1.

§ 3. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ С УНИФИЦИРОВАННЫМИ СИГНАЛАМИ

Для преобразования измерительной информации в унифицированный сигнал в ГСП применяются преобразователи, работающие на принципе силовой компенсации. На рис. 5.1 приведена принципиальная схема унифицированного преобразователя с электросиловой компенсацией.

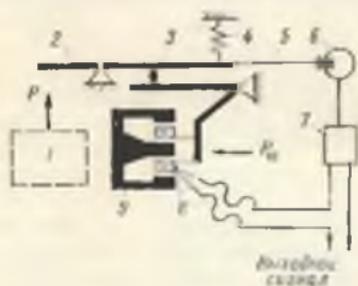


Рис. 5.1. Принципиальная схема унифицированного электростатического преобразователя

На рис. 5.2 приведена принципиальная схема унифицированного преобразователя с электросиловой компенсацией.

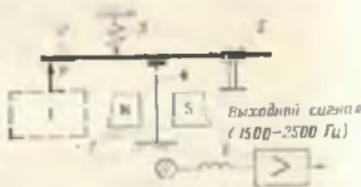


Рис. 5.2. Принципиальная схема унифицированного частотного преобразователя

Измеряемая физическая величина воздействует на чувствительный элемент измерительного устройства 1 и преобразуется в усилие P , которое через рычажную систему 2 уравнивается усилием $P_{с.с.}$, создаваемым магнитоэлектрическим устройством обратной связи. При изменении измеряемой величины флажок 5 перемещается относительно индикатора рассогласования 6 дифференциально-трансформаторного типа. Это перемещение вызывает изменение напряжения переменного тока, которое поступает на вход усилителя 7. После выпрямления и усиления с выхода усилителя сигнал поступает в линию дистанционной передачи и одновременно в последовательно соединенную с ней рамку 8 магнитоэлектрического устройства 9 электростатического преобразователя, где он преобразуется в пропорциональное механическое усилие обратной связи $P_{ос.}$

Таким образом, сила постоянного тока на выходе преобразователя пропорциональна усилию P , а следовательно, и значению измеряемой физической величины. Настройка преобразователя на заданный предел измерения осуществляется перемещением сучья 3. Начальное значение выходного сигнала преобразователя устанавливается пружиной 4 корректора нуля.

Принцип действия частотно-силовых преобразователей основан на преобразовании механического усилия в частоту собственных поперечных колебаний струнного элемента. Измеряемая физическая величина (рис. 5.2) воздействует на чувствительный элемент измерительного устройства 1 и преобразуется в пропорциональное усилие P , которое через рычаг 2 передается струне 4. При этом частота f собственных колебаний струны, находящейся в поле постоянного магнита 7, изменяется пропорционально значению измеряемой величины:

$$f = \frac{1}{2l} \sqrt{\sigma/p}. \quad (5.1)$$

где l — длина струны; p — плотность материала струны; σ — механическое напряжение, создаваемое в струне силой P .

Возникающая в струне, колеблющейся в поле постоянного магнита, э. д. с. усиливается в блоке 6. Выходной сигнал — переменный ток с частотой $\omega = 2500$ Гц с выхода усилителя передается вторичному прибору. Настройка датчика на заданный диапазон измерения осуществляется изменением места закрепления рычага 2 в опоре 3 и корректором 3.

Электрические частотно-силовые датчики и преобразователи ЦСП предназначены для работы в комплекте с цифровыми приборами, машинами цифрового контроля и управления (МЦКУ) и управляющими вычислительными машинами (УВМ) с использованием средств ввода информации. Принципиальная схема пневматического преобразователя показана на рис. 5.3.

Измеряемая физическая величина преобразуется в измерительном блоке 1 в пропорциональное усилие P , которое, воздействуя на рычаг 2, приводит к перемещению заслонки 5 относительно блока 6. При этом давление в пневмосистеме изменяется и воздействует на сильфон обратной связи 8. Усилие обратной связи через рычаг 9 передается рычагу 2, вследствие чего положение заслонки относительно сопла и давление на выходе пневмоусилителя 7 в процессе измерения в каждый данный момент соответствует значению измеряемой физической величины. Пределы изменения выходного сигнала 20–100 кПа. Давление питания 140 кПа. Преобразователь настраивают на заданный диапазон измерения изменением передаточного отношения рычажной системы, что осуществляется перемещением сухаря 3. Точная установка начального значения выходного сигнала преобразователя выполняется пружиной 4 корректора нуля.

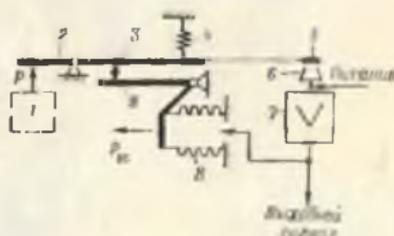


Рис. 5.3. Принципиальная схема унифицированного пневмосилового преобразователя

Рассмотренные преобразователи предусмотрены для работы с чувствительными элементами, в которых измеряемые физические величины могут быть преобразованы в давление.

Для связи между ветвями ГСП (электрической, аналоговой и дискретной, пневматической и гидравлической) используются преобразователи сигналов для создания единой системы приборов и устройств. Для преобразования унифицированного непрерывного сигнала постоянного тока в пропорциональный унифициро-

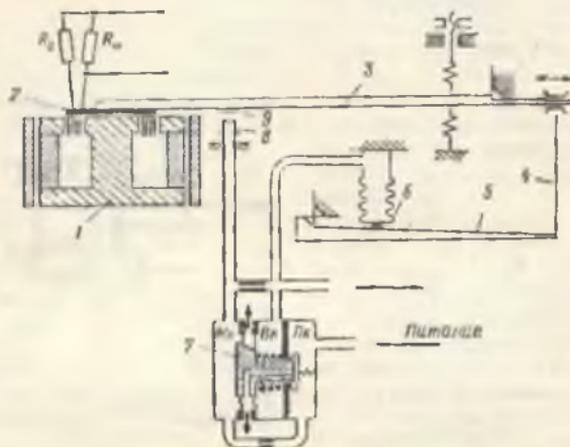


Рис. 5.4. Принципиальная схема электропневматического преобразователя

ванный пневматический сигнал применяется электропневматический преобразователь ЭПН-63, схема которого изображена на рис. 5.4.

Унифицированный сигнал постоянного тока $0-5$ мА поступает в обмотки катушки 2, закрепленной на рычаге 3, и создает при взаимодействии с магнитным полем постоянного магнита 1 втягивающее усилие. При этом заслонка 9 приближается к соплу 8 и давление в камере пневмоусилителя увеличивается. Дифференциальная мембрана 7 откроет доступ воздуха в камеру Вк и к сильфону обратной связи 6, который, действуя на рычаг 3 через рычаг 5 и тягу 4 осуществляет силовую компенсацию. Таким образом происходит пневмосиловая компенсация, и изменение давления воздуха на выходе пневмоусилителя в пределах 20-100 кПа всегда будет пропорционально изменению тока на входе электропневмопреобразователя.

Пневмоэлектрические преобразователи предназначены для непрерывного линейного преобразования унифицированного пневматического сигнала в пропорциональный унифицированный элек-

трический сигнал постоянного или переменного тока. На рис. 5.5 показаны структурные схемы двух вариантов пневмоэлектрических преобразователей.

На схеме прямого преобразователя (рис. 5.5, а) чувствительный элемент 1 воспринимает давление сжатого воздуха и преобразует его в механическое перемещение, а последующим преобразователем 2 в свою очередь — в электрический сигнал.

Схема устройства пневмоэлектрического преобразователя прямого преобразования ППЭ-6 показана на рис. 5.6. Пневмосигнал, поступая в корпус 6, действует на сильфон 1, в котором установлена пружина 5. К дну сильфона крепится шток, на другом конце которого закреплен сердечник 3, расположенный в полости катушки дифференциального трансформаторного преобразователя, имеющего обмотку

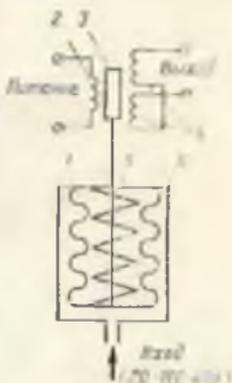
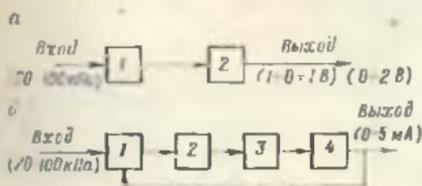


Рис. 5.5. Структурные схемы пневмоэлектрических преобразователей

а — прямой преобразователь; б — преобразователь с силовой компенсацией; 1 — чувствительный элемент; 2 — преобразователь; 3 — кинематический механизм; 4 — индуктор перемещения;

Рис. 5.6. Принципиальная схема пневмоэлектрического преобразователя

индукции 2 и вторичную обмотку 4. Изменение давления на входе ППЭ-6 приводит к сжатию сильфона и перемещению сердечника. Вследствие этого на выходе вторичной катушки будет пропорционально изменяться напряжение тока.

На рис. 5.7 показана схема пневмоэлектрического преобразователя с электросиловой компенсацией. Унифицированный пневмосигнал, действуя на пружину 1, создает усилие, которое через кату 2 действует на рычажный механизм 3 преобразователя и уравновешивается усилием магнитоэлектрического устройства обратной связи. Изменение пневмосигнала приводит к перемещению индукторной пластины 6 относительно индукционной катушки 11, индуктивность которой входит в колебательный контур высокочастотного генератора. При этом изменяется выходное напряжение генератора, которое через конденсатор С1 подается на диод Д1, где выпрямляется, а затем усиливается двухкаскадным полупроводниковым усилителем, собранным на транзисторах Т1 и Т2. Выходной сигнал, поступающий в линию связи, используется для создания

усилия обратной связи. Выходной ток, проходя по виткам катушки $L2$, укрепленной на рычаге 3, создает магнитное поле, взаимодействующее с магнитным полем постоянного магнита 7, и компенсирующее усилие. Таким образом, выходной ток пропорционален

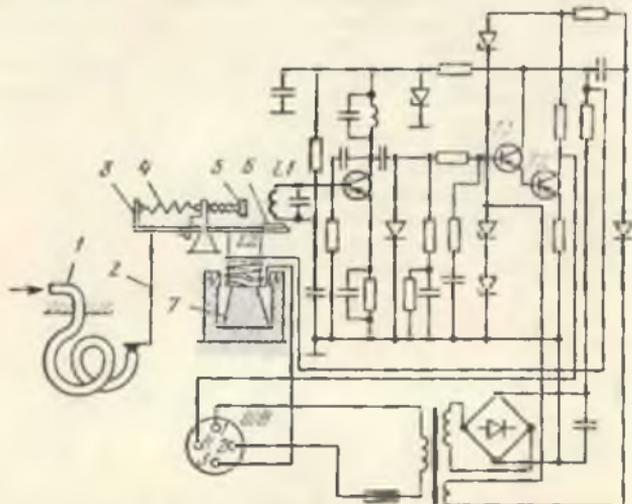


Рис. 5.7. Принципиальная электрическая схема пневмоэлектрического преобразователя с электростатической компенсацией

величине пневмосигнала, поступающего на вход преобразователя. Настройка преобразователя осуществляется винтом 5 с пружиной 4.

Электрогидравлические преобразователи предназначены для преобразования унифицированного сигнала электрического тока в соответствующий гидравлический сигнал. Структурная схема электрогидравлического преобразователя приведена на рис. 5.8. Входной сигнал — электрический ток I поступает на электрогидравлический управляющий элемент 1 и преобразуется в механическое перемещение X . Это перемещение является входом гидравлического усилителя 2. К выходу последнего может быть присоединен гидравлический двигатель. На выходе электрогидравлического преобразователя получается сигнал в виде давления p или расхода Q рабочей жидкости.

Рис. 5.8. Структурная схема электрогидравлического преобразователя

В качестве управляющих элементов применяют электрические включающие элементы (реле, микровыключатели). В качестве усилителей используют золотниковое устройство или струйную трубку в сочетании с поршневым сервоприводом. Электрогидравлические

преобразователи применяются преимущественно в электрогидравлических исполнительных механизмах.

Для преобразования электрических аналоговых унифицированных сигналов в дискретные или дискретных сигналов в аналоговые применяются соответствующие преобразователи сигналов электрических величин. Преобразователи сигналов электрических величин можно разделить на две группы: с подвижными элемен-

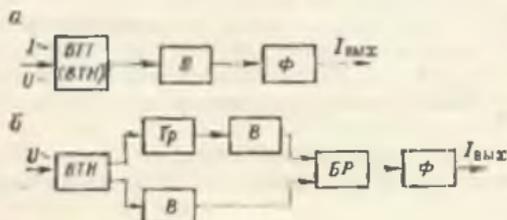


Рис. 5.9. Структурные схемы преобразователей сигналов электрических величин с аналоговым выходом

тами (электрохимические) и статические. Структурные схемы преобразователей сигналов электрических величин с аналоговым выходом приведены на рис. 5.9.

Входной сигнал (рис. 5.9, а) поступает на входной трансформатор тока ВТТ (напряжения) (ВТН) и далее поступает в выпрямитель В. После выпрямления ток проходит фильтр Ф и в виде

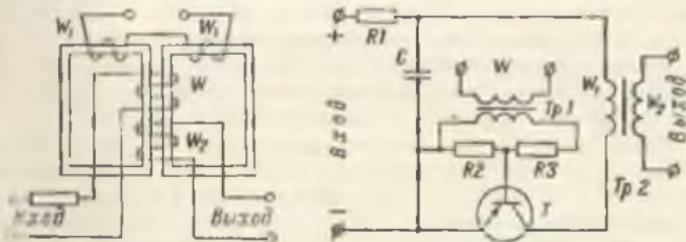


Рис. 5.10. Принципиальная схема магнитного модулятора

Рис. 5.11. Принципиальная схема транзисторного модулятора

$I_{\text{вых}}$ поступает в линию связи. Постоянство выходного тока при изменении сопротивления на выходе поддерживается балластным сопротивлением, включенным в фильтр.

В ряде случаев преобразователи предназначены для преобразования переменного тока, изменяющегося не от нуля, а от какого-то заданного значения напряжения (например, от 80 до 120 В). В этом случае преобразование должно иметь «смещенный ноль», т. е. линейное преобразование должно осуществляться

после достижения входного напряжения заданного значения 80 В. Для этой цели в схему (рис. 5.9, б) вводятся насыщенный трансформатор Tr и блок разности $БР$ для вычитания из выходного напряжения постоянной величины.

Для преобразования входного постоянного напряжения в переменное применяются модуляторы, в которых используется периодическое изменение абсолютной магнитной проницаемости.

На рис. 5.10 показана принципиальная схема магнитного модулятора. Принцип действия магнитных модуляторов основан на управлении ферромагнитной связью между цепями с током. Модуляция осуществляется изменением напряженности магнитного поля H переменным током, протекающим по обмотке возбуждения W_1 .

Величина напряженности магнитного поля H связана с магнитной индукцией B в ферромагнитном сердечнике следующей зависимостью:

$$\mu = \frac{dB_{max}}{\mu_0 dH_{max}} \quad (5.2)$$

где μ — абсолютная магнитная проницаемость, Г/м; B_{max} и H_{max} — амплитудные значения магнитной индукции и напряженности магнитного поля, Т и А/м; μ_0 — начальная магнитная проницаемость.

Кривая намагничивания ферромагнитных материалов нелинейна, поэтому постоянная составляющая управляющего тока, протекающего по обмотке W_1 , вызывает появление в сердечнике дополнительной составляющей μ , в результате чего в выходной обмотке W_2 наводится э. д. с., пропорциональная управляющему току, пульсирующему с удвоенной частотой.

Для преобразования постоянного напряжения в переменное применяются также транзисторные модуляторы, представляющие собой двухтактные полупроводниковые преобразователи. Схема транзисторного модулятора показана на рис. 5.11.

Управляющее напряжение через трансформатор $Tr1$ с помощью делителя, состоящего из сопротивлений R_1 и R_2 , подводится к транзистору T , работающему в ключевом режиме. Входной ток, протекая через ограничивающее сопротивление RI , заряжает конденсатор C . В момент отпирания с помощью управляющего сигнала коммутирующего транзистора конденсатор разряжается через обмотку трансформатора $Tr2$, являющегося нагрузкой модулятора.

СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОЙ ПЕРЕДАЧИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

При централизованном контроле и управлении технологическим процессом значения измеряемых параметров от различных точек технологических объектов необходимо передавать к единому пункту контроля и управления либо к регулиющему устройству. Чаще всего, на которые приходится передавать сигналы измеряемых параметров на нефтеперерабатывающих заводах, могут быть от нескольких десятков до нескольких сотен метров. На нефтяных и газовых промыслах эти расстояния в ряде случаев превышают десятки километров. Схема системы дистанционной передачи измерений показана на рис. 6.1.



Рис. 6.1. Схема системы дистанционной передачи измерений.

1 — измерительный преобразователь; 2 — передающий преобразователь; 3 — приемник; 4 — вторичный прибор

Система передачи измеряемой величины на расстояние состоит из первичного измерительного преобразователя, передающего измерительного преобразователя, канала связи, приемника и вторичного прибора. Первичный измерительный преобразователь 1 находится в непосредственном контакте с измеряемой средой, воспринимает значение x измеряемого параметра и преобразует его в сигнал $C_{вх1}$, который подается на вход передающего преобразователя 2. Передающий преобразователь преобразует измерительный сигнал в параметр $C_{вых1}$, удобный для телепередачи, и передает его по канал связи. На приемной стороне сигнал $C_{вх2}$ поступает на вход приемника 3, где он преобразовывается в сигнал $C_{вых2}$, воздействующий на вторичный прибор 4. Вторичный прибор преобразует измерительный сигнал в показания измеряемой величины в удобном для восприятия виде. Следует иметь в виду, что сигнал $C_{вх2}$ на приемной стороне канала связи может отличаться от сигнала $C_{вых1}$ на выходе передающего преобразователя вследствие воздействия на канал связи различных помех.

Первичный преобразователь содержит чувствительный элемент, который устанавливается непосредственно на объекте и находится под воздействием измеряемой среды. Вид и пределы измерения измеряемого параметра, условия монтажа и эксплуатации на конкретном объекте оказывают определяющее влияние на принцип действия и конструктивное оформление первичных измерительных преобразователей и обуславливают весьма значительную изменчивость их типов. Для измерения одного параметра в зависимости от требуемых пределов измерений и условий эксплуатации приме-

няется большое количество первичных измерительных преобразователей. Например, выпускается около 60 типов преобразователей давления, около 50 типов преобразователей перепада давления и более 150 типов преобразователей температуры. Учитывая, что кадастр измеряемых величин содержит около 2000 параметров, можно представить, сколь многочисленно может быть количество различных первичных преобразователей.

В связи с тем, что передающий измерительный преобразователь предназначен для преобразования измерительного сигнала в параметр, удобный для телепередачи, выбор его типа зависит от канала телепередачи. В зависимости от условий телеизмерений в нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности применяют электрические и пневматические каналы связи. При измерении глубинных параметров процесса бурения скважин применяют гидравлический канал связи (см. гл. 15). При использовании электрического канала связи измерительный сигнал преобразуется в пропорциональный электрический параметр: силу тока, напряжение, импульс тока и частоту тока.

Метод преобразования измеряемого сигнала в силу и напряжение тока называется методом интенсивности. В устройствах, использующих этот метод, преобразователь для преобразования измеряемой величины в ток или в напряжение включен непосредственно в линию, а на приемной стороне подключен также непосредственно в линию прибор, измеряющий ток или напряжение. Передача показаний осуществляется обычно постоянным током. Это исключает влияние изменения индуктивности и емкости линии связи на показания приемного прибора и позволяет применять в качестве приемных приборов магнитоэлектрические приборы, обладающие большой точностью.

Погрешность дистанционных измерений по методу интенсивности вследствие влияния параметров линии связи лежит в пределах 1—3%.

При использовании метода преобразования измеряемого сигнала в импульсы тока или частоту изменения параметров канала связи практически не влияют на погрешность дистанционных измерений. Дальность передачи зависит от уровня сигнала и чувствительности приемника. Применяют следующие устройства преобразования: частотно-импульсные, время-импульсные, кодоимпульсные и частотные.

В частотно-импульсных устройствах измеряемый сигнал преобразуется в пропорциональное число импульсов. На приемной стороне это число считывается специальным счетчиком.

Во время-импульсных устройствах в зависимости от значения измеряемой величины изменяют длительность импульсов.

В кодоимпульсных устройствах измеряемая величина передается в виде определенной комбинации импульсов (кода). Преимуществами кодоимпульсного метода являются: а) большая

помехоустойчивость, б) большая точность телеизмерения и в) возможность получения информации в цифровой форме.

В частотных преобразователях переменного тока измеряемая величина приводит к изменению частоты переменного тока, передаваемого по каналу связи. На приемной стороне частота сигнала измеряется частотомерами или другими устройствами, градуированными в единицах измеряемой величины.

Унифицированные параметры электрических сигналов, а также унифицированные преобразователи интенсивности (электросиловой) и частотный, входящие в систему ГСП, приведены в гл. 5. Пневматический канал связи в системах дистанционной передачи получил преимущественное распространение на нефтехимических и газоперерабатывающих предприятиях, т. е. во всех случаях, когда в соответствии с требованиями взрывозащиты применение электроэнергии нежелательно. Унифицированные параметры пневмопередачи и унифицированный пневмопреобразователь, входящий в систему ГСП, приведены в гл. 5. В качестве приемных устройств в дистанционных пневмопередачах применяются устройства для измерения давления с градуировкой, соответствующей измеряемому параметру, или с процентной шкалой.

§ 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ С ЕСТЕСТВЕННЫМИ СИГНАЛАМИ

В системах дистанционной передачи этой группы сигнал измерительной информации, подаваемый в линию связи от передающего преобразователя, не приводится к унифицированному виду. Такие преобразователи имеют достаточное распространение, так как в ряде случаев при выполнении локальных задач, например при измерении давления, уровня, температуры, при передаче специальной информации в процессе бурения и при глубинных измерениях в нефтяных и газовых скважинах, они оказываются проще и дешевле систем с унифицированными сигналами.

Дифференциально-трансформаторная система. Принципиальная схема дифференциально-трансформаторной системы телепередачи приведена на рис. 6.2.

Принцип действия дифференциально-трансформаторной системы основан на компенсации разности напряжений, создаваемых в первичной *A* и вторичной *B* катушках. В полости катушки *A* находится сердечник 2, соединенный с чувствительным элементом измерительного устройства 1. В полости катушки *B* находится сердечник 3, соединенный с механической системой вторичного прибора. Каждая из катушек имеет первичные 2 и 9 и вторичные 4 и 7 обмотки. Первичные обмотки имеют одинаковые характеристики, включены последовательно и питаются напряжением переменного тока. Вторичные обмотки (по две в каждой катушке) включены встречно и выходные концы их подключены к входу усилителя 5.

При изменении измеряемого параметра перемещение сердечника 3 приводит к пропорциональному изменению напряжения электрического тока во вторичных обмотках вследствие изменения взаимной индукции между первичной обмоткой и двумя вторичными обмотками. Дифференциальное действие заключается в том, что перемещение сердечника в одном направлении вызывает увеличение напряжения в одной из вторичных обмоток и уменьшение в другой. При обратном перемещении сердечника изменение напряжения на вторичных обмотках будет иметь обратный знак.

Когда сердечник 3 катушки А находится в среднем положении, э. д. с., индуцируемые во вторичных обмотках e_1 и e_2 , будут равны

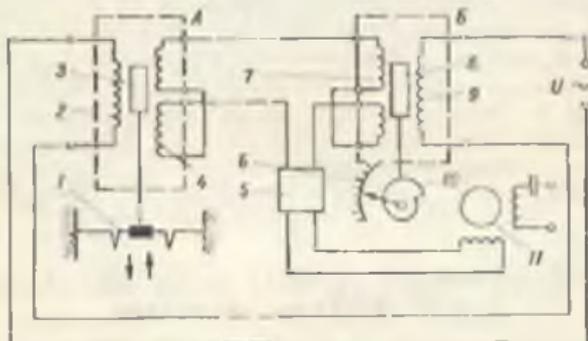


Рис. 6.2. Схема дифференциально-трансформаторной системы телепередачи

и направлены навстречу друг другу. Разность напряжений во вторичных обмотках будет равна нулю, т. е.

$$\Delta U_1 = e_1 - e_2 = 0. \quad (6.1)$$

Если сердечник 8 катушки Б также находится в среднем положении, то разность напряжений на вторичных обмотках этой катушки тоже равна нулю:

$$\Delta U_2 = e_3 - e_4 = 0. \quad (6.2)$$

При одинаковых параметрах катушек напряжение на входе усилителя равно нулю, т. е.

$$\Delta U = \Delta U_1 - \Delta U_2 = 0, \quad (6.3)$$

и система находится в равновесном состоянии.

Изменение измеряемого параметра приведет к перемещению сердечника 3 от среднего положения. При этом изменится распределение магнитных потоков во вторичных обмотках и индуцируемые в них напряжения не будут равны друг другу. В цепи вторичных обмоток возникнет ток, напряжение которого

$$\Delta U = \Delta U_1 - \Delta U_2. \quad (6.4)$$

Величина напряжения будет пропорциональна линейному перемещению сердечника, а его фаза — функции направления перемещения сердечника. Напряжение ΔU избаланса поступает из выходной катушки усилителя 5, с выхода которого — на управляющую обмотку реверсивного двигателя 11. Выходная ось реверсивного двигателя соединена с кулачком 10, который перемещает сердечник 8 до тех пор, пока он не займет то же положение относительно катушек 7, что и сердечник 3 относительно катушек 1. При этом разности напряжений ΔU_1 и ΔU_2 во вторичных обмотках будут равны, а напряжение небаланса равно нулю на входе и соответственно на выходе усилителя напряжение будет равно нулю. Выходная ось двигателя 11 вращаться не будет, и система будет в равновесии.

Таким образом, положение сердечника 8 в процессе измерения будет соответствовать положению сердечника 3, система будет работать в следящем режиме и стрелка 6 будет по шкале показывать значение измеряемого параметра.

Индукционная система. Такая система представляет собой саморавновешивающийся мост переменного тока, состоящий из двух пар индукционных катушек, соединенных в мостовую схему (рис. 6.3). Одна пара катушек 1, 2 установлена в передающем преобразователе, вторая пара 4, 5 — во вторичном приборе. Внутри катушек 1, 2 находится сердечник 3, механически связанный с чувствительным элементом первичного измерительного преобразователя. Внутри катушек 4, 5 находится сердечник 6, механически связанный с движущимися частями вторичного прибора.

При равновесии системы падения напряжений в катушках 1 и 2, а также 4 и 5 равны по величине и фазе. Следовательно,

$$U_1 = U_2 = I_1 Z_1 = I_2 Z_2, \quad (6.5)$$

$$U_4 = U_5 = I_4 Z_4 = I_5 Z_5, \quad (6.6)$$

где U — напряжение, В; I — сила тока, А; Z — полное омическое сопротивление катушек, Ом.

Из приведенных равенств видно, что в момент равновесия потенциалы средних точек обеих катушек равны и, следовательно, диагональ моста не будет. Условием равновесия моста является равенство отношений полных сопротивлений его плеч:

$$Z_1 Z_5 = Z_2 Z_4. \quad (6.7)$$

Полное сопротивление каждого плеча моста

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \quad (6.8)$$

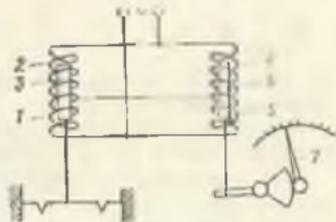


Рис. 6.3. Схема индукционной системы телепередачи

где R_a — активное сопротивление катушки, Ом; x — реактивное сопротивление катушки, Ом.

$$x = \omega(L + M). \quad (6.9)$$

Здесь $\omega = 2\pi f$ — угловая частота, с^{-1} ; f — частота, Гц; L — индуктивность, Г; M — взаимная индуктивность, Г.

При среднем положении сердечников, когда полные сопротивления катушек 1, 2, 4 и 5 равны и ток в диагонали моста отсутствует, можно записать

$$Z_1 = Z_2, \quad Z_4 = Z_5, \quad (6.10)$$

$$\varphi_1 = \varphi_2, \quad \varphi_4 = \varphi_5, \quad (6.11)$$

где φ — углы сдвига фаз между силой тока и напряжением, приложенным к катушкам.

Таким образом, в положении равновесия разности фаз напряжения на плечах 1 и 2, а также 4 и 5 равны между собой.

При изменении измеряемого параметра сердечник 3 перемещается, вследствие чего нарушается равновесие индукционной системы. При перемещении сердечника вверх полное сопротивление катушки 1 увеличивается и напряжение в катушках 1 и 2 перераспределяется таким образом, что в катушке 1 оно возрастает, а в катушке 2 уменьшается. В результате потенциал точки n будет выше потенциала точки m . В диагонали моста пойдет уравнительный ток, а в катушке 4 сила тока увеличится по сравнению с силой тока в катушке 5. Втягивающее усилие катушки 4 увеличится, и сердечник 6 будет перемещаться вверх до наступления нового равновесия моста. При перемещении сердечника 3 вниз такое же перемещение будет совершать и сердечник 6. Таким образом, сердечники 3 и 6 работают в следящем режиме, а стрелка 7 вторичного прибора по шкале показывает значение измеряемой величины.

Сельсинные системы. Представляют собой индукционные самосинхронизирующиеся системы переменного тока. Системы предназначены для дистанционной передачи угловых или линейных перемещений сравнительно больших размеров (несколько оборотов или несколько метров). Сельсинная система состоит из двух электрически связанных друг с другом одинаковых малых трехфазных синхронных электромашин, у которых обмотки возбуждения питаются переменным током. Такие электромашины называются сельсинами. Принципиальная электрическая схема сельсинной системы дистанционной передачи приведена на рис. 6.4. Один сельсин *СД* является датчиком, другой *СП* — приемником. Однофазные обмотки статоров сельсина датчика *СД* и сельсина приемника *СП* подключены к напряжению питания с угловой частотой ω , а трехфазные обмотки роторов *Р* обоих сельсинов соединены соответствующими линиями связи. Переменное напря-

жение питания создает в обмотках статоров обоих сельсинов пульсирующие магнитные потоки

$$\varphi_c = \varphi_m \sin \omega t, \quad (6.12)$$

Направления потоков совпадают с направлениями осей статорных обмоток. В фазных обмотках роторов индуцируются э. д. с., значения которых зависят от расположения их осей относительно осей обмоток статоров. При одинаковом положении роторов сельсина-датчика и сельсина-приемника по отношению к соответствующим статорным обмоткам, когда угол β равен углу α , эти э. д. с., индуцируемые в обмотках 1—1', 2—2', 3—3', равны между собой по величине и противоположны по направлению. Следовательно, результирующие э. д. с. в каждой паре соединенных между собой фазных обмоток равны нулю и ток в цепях роторов отсутствует

$$i_1 = i_2 = i_3 = 0. \quad (6.13)$$

Если ротор сельсина-датчика повернуть относительно ротора сельсина-приемника на некоторый угол θ , то э. д. с. в соответствующих фазовых обмотках обоих роторов не будут равны, так как обмотки роторов занимают относительно осей обмоток статоров неодинаковое положение. Результирующие э. д. с. в фазовых обмотках роторов не будут равны нулю и в их цепях возникнут уравнивающие токи.

Так как уравнивающие токи, протекающие в соответствующих цепях датчика и приемника, имеют противоположные направления, то и моменты, возникающие на их осях, действуют в противоположных направлениях. Таким образом, появившийся синхронизирующий момент на оси ротора сельсина-приемника стремится привести его в одинаковое положение с положением ротора сельсина-датчика, т. е. при возникновении угла рассогласования θ синхронизирующий момент поворачивает ротор сельсина-приемника в положение, при котором $\theta = 0$.

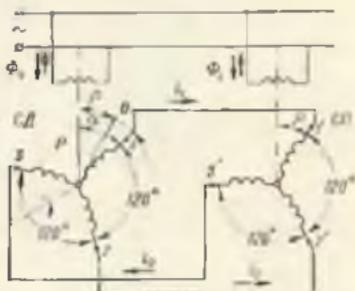


Рис. 6.4 Схема сельсинной системы телепередачи

§ 3. ВТОРИЧНЫЕ ПРИБОРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДИСТАНЦИОННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

В качестве вторичных приборов, работающих с датчиками дифференциально-трансформаторной системы, применяются электронные автоматические показывающие приборы с вращающейся цилиндрической шкалой ЭПВ-2, самопишущие и показывающие приборы ЭПИД с дисковой диаграммой, малогабаритные самопишущие

шие и показывающие приборы с ленточной диаграммой ДС-1 и ДСР-1, миниатюрные самопишущие и показывающие приборы ДСМ2, ДСМР2, миниатюрные и полупроводниковые показывающие приборы ВМД и др. Схема вторичного прибора ЭПИД показана на рис. 6.5. Катушка 8 вторичного прибора и катушки

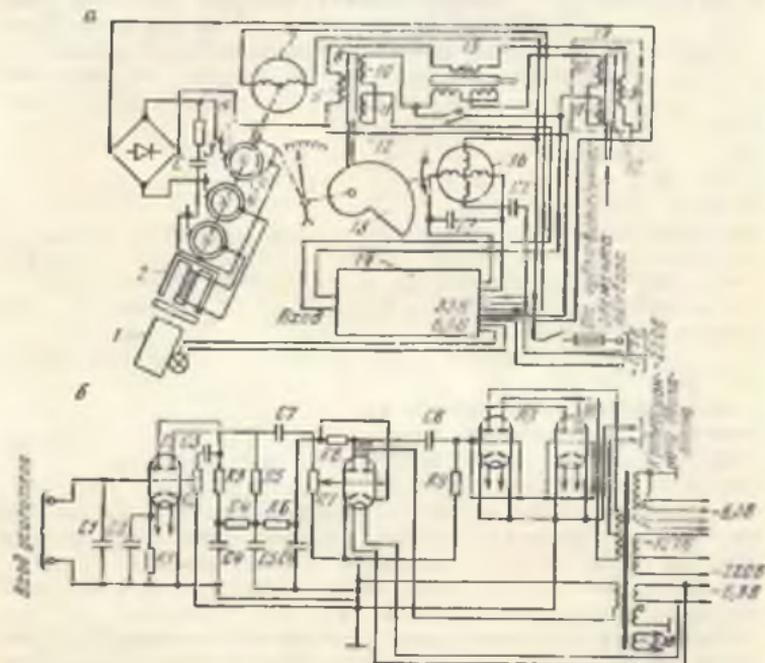


Рис. 6.5. Схема вторичного прибора ЭПИД (а) и электрическая схема его усилителя (б).

1 — счетное устройство; 2 — электромагнитная муфта; 3, 5 — контакты; 4, 6 — медные полукольца; 7 — синхронный двигатель; 8 — катушка вторичного прибора; 9 — переносные обмотки; 10, 11 — вторичные обмотки; 12 — сердечники; 13 — кулачок; 14 — усилитель; 15 — катушка регулировки нуля; 16 — реверсивный двигатель; 17 — вторичный преобразователь; С, С1 — С8 — емкости; R1 — R9 — сопротивления; J1, J2 — лампы

датчика 17 включены в дифференциально-трансформаторную схему. Последовательно с этими катушками включена катушка 15 регулировки нуля. Схема питается от силового трансформатора усилителя 14.

Усилитель напряжения небаланса (рис. 6.5, б) собран на двойных триодах (J1 и левая половина J2). Питание усилителя осуществляется от правой половины лампы J2, включенной дном. Выпрямленное напряжение сглаживается фильтрами, состоящими из сопротивлений R6 и R4 и конденсаторов С6, С5, С4. С анода последнего каскада усилителя напряжения сигнал по-

дается на сетки лампы усилителя мощности, выполненного на двух двойных триодах (*Л3* и *Л4*), включенных параллельно, что увеличивает отдаваемую мощность. Аноды усилителя мощности питаются переменным током от вторичной обмотки силового трансформатора. Управляющая обмотка реверсивного двигателя является нагрузкой в анодной цепи ламп; обмотка двигателя включена через конденсатор.

Аноды ламп *Л3* и *Л4* подсоединены к двум крайним точкам обмотки силового трансформатора, поэтому напряжение на них находится в противофазе. В зависимости от фазы напряжения на сетках проводимость каждой половины ламп будет различной. Таким образом, через управляющую обмотку реверсивного двигателя будет протекать пульсирующий ток, состоящий из постоянной составляющей и наложенной на нее переменной составляющей частотой 50 Гц. Параллельно управляющей обмотке двигателя подключен конденсатор, образующий с ней резонансный контур, настроенный на частоту 50 Гц.

Магнитное поле тока, протекающего по управляющей обмотке двигателя, вместе с полем сетевой обмотки создает вращающее магнитное поле, увлекающее за собой ротор двигателя. При перемене фазы на сетках ламп *Л3* и *Л4* изменяется фаза магнитного потока управляющей обмотки двигателя и, следовательно, направление вращения ротора двигателя. Ротор поворачивает кулачок *13* (см. рис. 6.5) до тех пор, пока система не придет в равновесие. При этом перемещаются стрелка по шкале и перо по диаграммной бумаге. Питание приборов осуществляется от сети переменного тока напряжением 127/220 В.

§ 4. ВТОРИЧНЫЕ ПРИБОРЫ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ ДИСТАНЦИОННЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

В качестве вторичных приборов пневматических дистанционных измерительных систем, использующих унифицированные пневмосиловые преобразователи ГСП, применяются сильфонные показывающие и самопишущие, одиточечные и двухточечные манометры. На рис. 6.6 приведена схема вторичного показывающего прибора ИМП-30А.

Унифицированный пневмосигнал от первичного преобразователя подводится к сильфону 3. Перемещение дна сильфона с помощью планки 4 и металлических лент 2 передается валнику 1, который поворачивается на угол, пропорциональный величине входного давления. Валник поворачивает барабан 7, на наружной поверхности которого нанесена шкала. Значение измеряемого параметра на шкале отсчитывается по указателю 6. Для уравновешивания силы, действующей на сильфон 3, предусмотрен пружина 5.

На рис. 6.7 приведена схема вторичного показывающего прибора ППВ1.2. Измерительный сигнал поступает в сильфон 3,

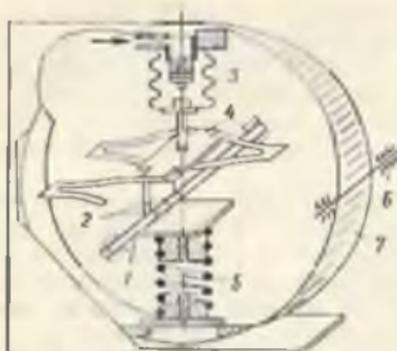


Рис. 6.6. Вторичный прибор 1MP-30A

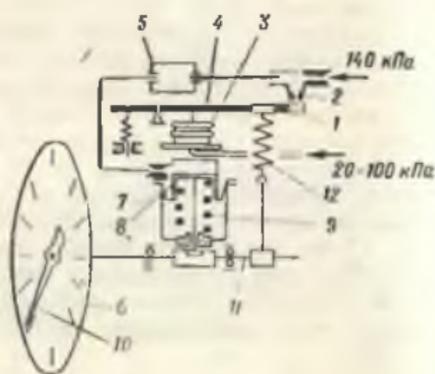


Рис. 6.7. Вторичный прибор ППВ1.2

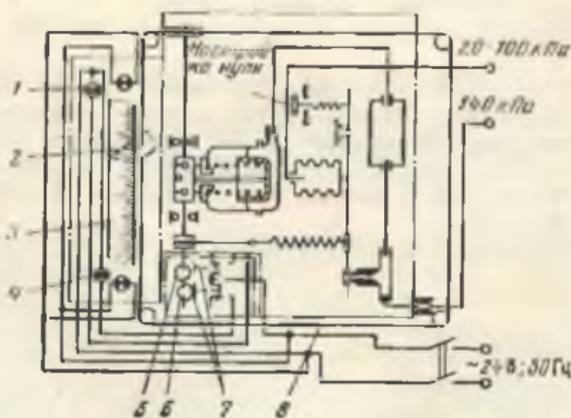


Рис. 6.8. Вторичный прибор ППВ1.3Н.

1, 4 — лампочки; 2 — визирная планка; 3 — шкалы; 5, 6 — кулачки; 7 — микропереключатели; 8 — тросик

который, воздействуя на рычаг 4, перемещает заслонку 1 относительно сопла 2. При этом изменяется давление в междроссельной камере 5, откуда воздух поступает к пневматическому реверсивному двигателю, вызывая соответствующее перемещение поршня 8. Поршень, перемещаясь поступательно, с помощью ленточной передачи вращает валик 11 с закрепленной на нем стрелкой 10. Второй

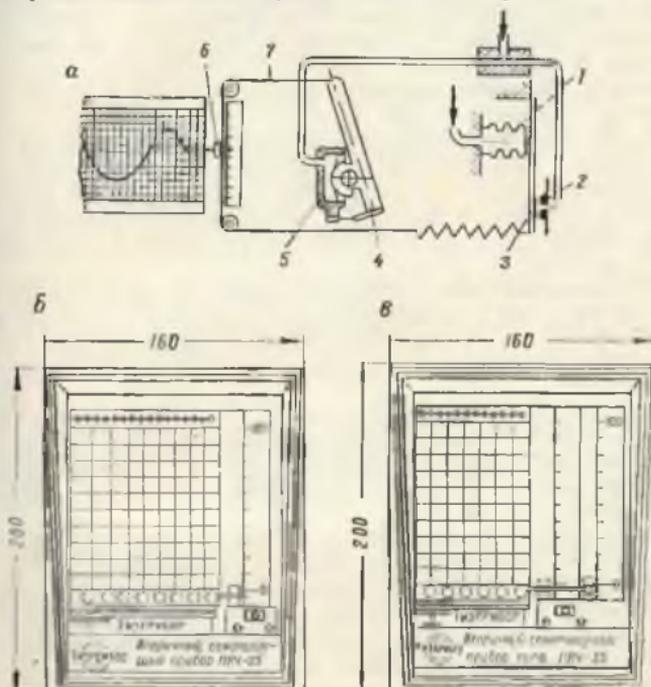


Рис. 6.9. Измерительная схема самопишущего вторичного прибора ПВ4.2 (а) и внешний вид приборов ПВ4.2 и ПВ4.3 (б и в)

конец валика соединен пружиной 12 с рычагом 4, обеспечивая обратную связь. Результаты измерений отсчитываются по шкале 6. Для герметизации поршня применена манжетная мембрана 7.

Принципиальная схема приборов ППВ1.1 и ППВ1.3 подобна рассмотренной. Но у последних вращательное движение валика с помощью тросиков преобразуется в линейное перемещение указателя. Вторичные приборы ППВ1.1 и ППВ1.3 выполняются также и с индикаторными устройствами (ППВ1.1И и ППВ1.3И), предназначенными для световой сигнализации о достижении измеримой величиной заданных максимального и минимального значений.

Принципиальная схема прибора ППВ1.3И приведена на рис. 6.8. Индикаторное устройство состоит из кулачков 5 и 6 и двух микропереключателей 7. При повороте выходного валика закрепленные на нем кулачки воздействуют на микропереключатели, включающие одну из сигнализирующих лампочек 1 или 4. При этом красный свет сигнализирует о превышении, а зеленый о понижении параметра относительно заданного диапазона его изменения. Результаты измерений показываются на шкале 3 стрелкой 2, перемещаемой тросиком 8. Диапазон сигнализации предельных значений параметра можно изменять угловым перемещением кулачков 5 и 6.

На рис. 6.9 показана схема самопишущего вторичного прибора ПВ4.2. При изменении входного давления, подводимого к сильфону 1, заслонка 3 перемещается относительно сопла 2. При этом изменяется давление в междроссельной камере и сливом элементе 5, куда поступает воздух питания через постоянный дроссель.

Изменение давления на мембране приводит к повороту рычага 4, который тросиком 7 перемещает перо и стрелку 6. Привод диаграммной ленты осуществляется синхронным электрическим (у приборов ПВ4.2Э) или пневматическим (у приборов ПВ4.2П) двигателями.

Для измерения двух параметров применяют двухточечные приборы ПВ4.3 с приводом ленточной диаграммы от синхронного электрического (приборы ПВ4.3Э) или от пневматического (ПВ4.3П) двигателей. Эти приборы имеют по два аналогичных измерительных устройства.

Выпускаются одиточечные самопишущие приборы РПВ4.1Э и РПВ4.1П с измерительными схемами, аналогичными ППВ1.1—ППВ1.3 (см. рис. 6.8). Выпускаются также самопишущие вторичные приборы РПВ4.2, предназначенные для записи на ленточной диаграмме и показания по шкале одного параметра. Для непрерывной записи двух параметров и показания одного из них по шкале имеются вторичные приборы РПВ4.3. Для регистрации двух параметров (показания одного из них и показания третьего параметра), имеются приборы РПВ4.5. Прибор РПВ4.2 имеет одно измерительное устройство, РПВ4.3— два, а РПВ4.5— три независимых измерительных устройства. Измерительная схема каждого измерительного устройства такая же, как и в приборе РПВ4.1. Так же, как и приборы РПВ4.1, вторичные приборы РПВ4.2, РПВ4.3 и РПВ4.5 выпускаются в двух модификациях: с пневматическим приводом диаграммы (РПВ4.2П, РПВ4.3П, РПВ4.5П) и электрическим приводом диаграммы (РПВ4.2Э, РПВ4.3Э, РПВ4.5Э).

ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЙ И РАЗРЕЖЕНИЙ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ

Давление является одним из параметров, характеризующих работу технологических объектов и ход технологических процессов нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности. В процессе бурения нефтяных и газовых скважин необходимо наблюдать за давлением, при котором промывочная жидкость нагнетается в буровые трубы. Давление на буфере фонтанной арматуры и в затрубном пространстве определяет режим эксплуатации фонтанной скважины. Давление, поддерживаемое в сепараторе, определяет глубину сепарации газа из газонефтяной смеси. Поддержанием давления на определенном уровне, при котором вода подается в нагнетательные скважины системы поддержания пластовых давлений, обеспечивается закачка воды в пласт.

При управлении процессами переработки нефти и газа давление является одним из параметров, определяющих характер функционирования технологических объектов. Давление определяется силой, приходящейся на единицу поверхности. При определении величины давления принято различать абсолютное давление, или полное, и избыточное давление, или относительное. Такое различие в определении давления вызвано тем, что все процессы, происходящие в природе, находятся под воздействием атмосферного давления.

Абсолютным давлением называется давление, отсчитываемое от абсолютного нуля. Оно равно сумме давлений атмосферного и избыточного. В технике обычно измеряют избыточное давление. Это объясняется тем, что приборы, если они не изолированы от атмосферы, могут показывать только избыточное давление.

В Международной системе единиц за единицу давления принят паскаль (Па) — давление, которое испытывает 1 м^2 плоской поверхности под действием равномерно распределенной, перпендикулярной к этой поверхности силы в 1 Н. Кратными единицами давления являются килопаскаль (кПа), мегапаскаль (МПа) и др.

По назначению все приборы для измерения давления можно разделить на следующие группы: манометры избыточного давления для измерения разности между абсолютным и атмосферным давлением; манометры абсолютного давления для измерения давления, отсчитываемого от абсолютного нуля; вакуумметры, предназначенные для измерения абсолютного давления ниже атмосферного (разрежения); мановакуумметры, предназначенные для измерения избыточного давления и разрежения; дифференциальные манометры (дифманометры) для измерения

разности двух давлений, ни одно из которых не является давлением окружающей среды; барометры — манометры абсолютного давления, предназначенные для измерения давления атмосферы.

По принципу действия приборы для измерения давления и разрежения можно разделить на следующие группы: жидкостные манометры, в которых измеряемое давление или разность давлений уравнивается давлением столба жидкости; грузопоршневые манометры, в которых измеряемое давление или разность давлений уравнивается давлением, создаваемым массой поршня и грузов; деформационные манометры, в которых измеряемое давление или разность давлений определяется по деформации упругого чувствительного элемента или развиваемой им силе; электрические манометры, действие которых основано на зависимости электрических параметров манометрического преобразователя от измеряемого давления; радиоактивные манометры, в которых измеряемое давление вызывает соответствующее изменение ионизации, производимой излучениями или рекомбинацией ионов.

Жидкостные и поршневые манометры применяются преимущественно для проверки и градуировки приборов, а также при лабораторных исследованиях. Использование их в производственной практике весьма ограничено, поэтому в учебнике они не приводятся.

§ 2. ДЕФОРМАЦИОННЫЕ МАНОМЕТРЫ

Преимуществом деформационных манометров являются: портативность, надежность применения в условиях тряски, толчков и большой диапазон измерения — от десятков до десятков тысяч Па. По типу чувствительного элемента, применяемого в приборе, различают трубчато-пружинные, многовитковые (геликондалные), мембранные, сильфонные и апероидные манометры.

Деформационные приборы для измерения давления и разрежения в различных производственных процессах изготовляют как образцовые, так и рабочие.

Трубчато-пружинные манометры

В трубчато-пружинном манометре упругим чувствительным элементом является трубчатая пружина. Схема устройства трубчато-пружинного манометра приведена на рис. 7.1, а.

Упругий элемент этого прибора представляет собой согнутую по кругу полую трубку 5, имеющую в сечении форму эллипса или удлиненного овала. Один конец этой трубки впаивают в держатель 11, второй конец заглушен пробкой 9. Держатель прикреплен к корпусу 4 манометра винтами и имеет выступающий из корпуса штуцер 1 с резьбой, посредством которого подсоединяют прибор к измеряемой среде. Внутри штуцера имеется канал, соединяю-

щийся с внутренней полостью трубки 5. В верхней части держателя расположена площадка, на которой смонтирован передаточный механизм. Свободный конец трубки шарнирно соединен с поводком 10, второй конец которого также шарнирно связан с зубчатым сектором 8. Сектор может свободно вращаться вокруг оси, проходящей через его середину и фиксированной в отверстиях нижней и верхней пластин механизма 7.

Сектор 8 зубчатым зацеплением соединен с трибкой (маленькой шестерней), не видимой на рисунке. Трибка жестко сидит на оси, проходящей через те же пластины, что и ось сектора.

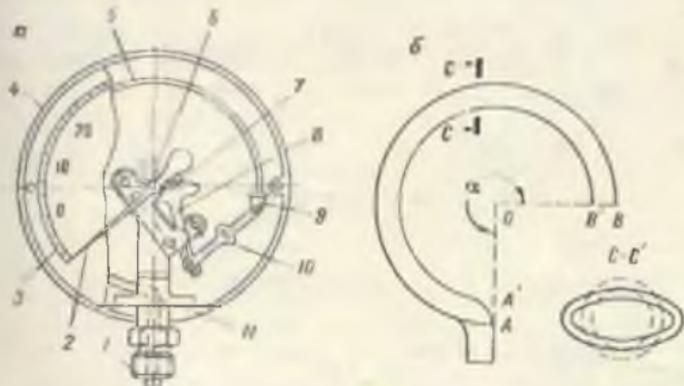


Рис. 7.1. Схема устройства трубчато-пружинного манометра

Чтобы избежать мертвого хода, к трибке присоединен упругий металлический волосок 6, другой конец которого крепится к какой-либо неподвижной части манометра. Таким образом, трибка всегда прижата к сектору силой упругости волоска, поэтому в зацеплении нет зазоров, которые являются причиной мертвого хода. На ось трибки плотно насажена стрелка 2. Под действием давления трибка раскручивается и тянет поводок, который поворачивает сектор 8 вокруг оси. Поворачиваясь, сектор вращает трибку с насаженной на ее ось стрелкой, указывающей на шкале 4 величину измеряемого давления.

Манометр регулируют изменением длины поводка и перемещением точки его соединения с хвостовиком сектора. Трубчатая пружина при увеличении давления распрямляется по следующим причинам. С повышением давления пружина в поперечном сечении стремится раздуться (рис. 7.1, б). При этом малая ось записки увеличивается, в то время как длина пружины остается неизменной. Это вызывает раскручивание ее. Принцип работы трубчатой пружины понятен из следующих рассуждений. Введем обозначения: $OA = R$, $OA' = r$ и $\angle AOB = \alpha$ до деформации, R' , r' и α' соответственно после деформации. Поскольку при

малом раскручивании трубки можно принять, что длина ее при деформации остается неизменной, то справедливым будет равенство $R\alpha = R'\alpha'$ и $r\alpha = r'\alpha'$. Вычитая из первого равенства второе, получаем

$$(R - r)\alpha = (R' - r')\alpha'. \quad (7.1)$$

Обозначим $(R - r)$ и $(R' - r')$ — малую ось эллипса трубки до и после деформации — соответственно b и b' .

Тогда равенство (7.1) примет вид

$$b\alpha = b'\alpha'. \quad (7.2)$$

Так как по принятому условию $b < b'$, то, следовательно, $\alpha > \alpha'$, т. е. трубчатая пружина с увеличением давления будет распрямляться.

Полагая, что

$$b' = b + \Delta b, \quad \alpha' = \alpha - \Delta\alpha, \quad (7.3)$$

и подставляя (7.3) в (7.2), получаем

$$b\alpha = (b + \Delta b)(\alpha - \Delta\alpha). \quad (7.4)$$

Решая уравнение (7.4) относительно $\Delta\alpha$, получаем

$$\Delta\alpha = \frac{\Delta b}{b + \Delta b} \alpha. \quad (7.5)$$

Из формулы (7.5) следует, что $\Delta\alpha$ будет тем больше, чем больше первоначальный угол закручивания α и чем меньше малая ось эллипса. Пружина круглого сечения с увеличением внутреннего давления распрямляться не будет, так как для нее $\Delta b = 0$, следовательно, и $\Delta\alpha$ будет равно нулю.

В зависимости от назначения пружинные манометры делятся на образцовые, контрольные и технические (общего назначения и специальные). По конструкции эти манометры мало отличаются друг от друга. Основное отличие этих манометров — качество упругого элемента (трубчатой пружины) и различная тщательность отделки деталей прибора.

Образцовые манометры являются приборами 3-го разряда и предназначены для проверки контрольных и технических манометров, а также для точных измерений. Допустимая погрешность 0,2 и 0,35%. Чувствительность 0,04–0,05% от предельного значения шкалы. Шкала круговая, чаще в угловых градусах, иногда именованная.

Контрольные манометры служат для проверки рабочих технических манометров на месте их установки (в рабочем состоянии, без монтажа). Допустимая погрешность этих манометров $\pm 1,0\%$.

Технические манометры общего назначения служат для измерения давлений нейтральных взрывобезопасных

некристаллизующихся жидкостей и газов с температурой в пределах от -20 до $+60^{\circ}\text{C}$.

Отечественная промышленность выпускает манометры для измерения давлений и разрежений, вакуумметры и мановакуумметры.

Устройство вакуумметра аналогично устройству манометра. Рабочий элемент заключается в меньшей упругости пружины. При разрежении пружина скручивается и стрелка вакуумметра движется против часовой стрелки. На шкале вакуумметра нулевая отметка справа.

Мановакуумметры предназначены для измерения переменных давлений, которые могут быть большие и меньше атмосферного. На шкале мановакуумметра нуль в средней части. Деления шкалы справа от нуля соответствуют единицы давления, деления шкалы влево от нуля указывают разрежение. Деления манометрической части шкалы соответствуют единицам давления и выражены в Па (или кгс/см²); делениям вакуумметрической части шкалы соответствуют разрежения давлений и выражены в мм рт. ст. На шкалах могут быть нанесены отметки, соответствующие максимальному рабочему давлению. В манометрах, устанавливаемых на котельных установках, такая отметка в виде красной черты нарисована против максимального допустимого давления, разрешенного инспекцией котлонадзора. Для фиксирования максимального давления в манометрах иногда ставят контрольную стрелку.

Промышленность выпускает следующие показывающие трубчато-пружинные манометры (МП), вакуумметры (ВП), мановакуумметры (МВП), предназначенные для измерения давления и разрежения неагрессивных газов, паров и жидкостей.

Тип прибора	Пределы измерений, МПа (кгс/см ²)
МПЗ	0,06 ÷ 60 (0,6 ÷ 600)
МП4, МП5	0,06 ÷ 160 (0,6 ÷ 1600)
ВП4, ВП5	-0,06 ÷ 0 (-0,6 ÷ 0); -0,1 ÷ 0 (-1 ÷ 0)
МВП3, МВП4, МВП5	-0,1 ÷ 2,4 (-1 ÷ 24)

Выпускаются также самопишущие трубчато-пружинные манометры МТС-711 с записью одного параметра, двухзаписной МТС-711 с приводом диаграммы от синхронного двигателя, МТС-712 с записью одного параметра, двухзаписной МТС-712 с приводом диаграммы от часового механизма.

Двухзаписные приборы предназначены для измерения давления в двух объектах. В таких приборах имеются две независимые измерительные пружины и два держателя с перьями, записывающими измеряемые параметры на одной диаграмме.

Для сигнализации заданной величины контролируемого давления выпускаются контактные манометры. В отличие от обычного показывающего манометра в этом приборе имеются два электрических контакта, которые замыкаются при определенных

заданных величинах давления, передавая при этом по проводам соответствующий сигнал. Пределы, при которых подаются сигналы, устанавливаются перемещением контактных стрелок с помощью двух головок, выведенных наружу через стекло и помещенных над осью вращения стрелки прибора. Электрическая часть контактных манометров может питаться постоянным или переменным током. Для безопасности корпус контактного манометра имеет особую клемму, которая должна быть соединена с землей.

Манометр с многовитковой (геликоидальной) пружиной

Винтовая трубчатая пружина (геликоидальная) представляет собой полую спиральную трубку с витками, расположенными по винтовой линии. В сечении эта пружина имеет форму эллипса или удлиненного овала.

Самопишущие манометры с винтовой трубчатой пружиной предназначены для измерения и записи давления жидкости, пара и газов и относятся к группе технических манометров. Устройство самопишущего манометра с геликоидальной пружиной показано на рис. 7.2.

Измеряемое давление подводится к штуцеру 2, закрепленному в нижней части корпуса прибора (не показанного на рисунке), и через капиллярную трубку 1 воздействует на геликоидальную пружину 5.

Один конец пружины припаян к угольнику, который крепится к корпусу, другой — соединен с осью 6. При повышении давления свободный конец пружины перемещается в направлении, показанном стрелкой, и вращает ось 6. Вращение оси через закрепленный на ней рычаг 7 и тягу 10 передается рычагу 4, жестко сидящему на одной оси со стрелкой 3. Таким образом, изменение давления перемещает на пропорциональный угол стрелку 3, на конце которой закреплено перо 11.

Перо записывает изменения давления на диаграммном бланке 12, перемещаемом часовым механизмом или синхронным электродвигателем СД-60. На рычаге 7 имеется ползун 8 с винтом 9. Вращением винта 9 при регулировке прибора можно изменять размах стрелки 3 при одном и том же значении измеряемого параметра.

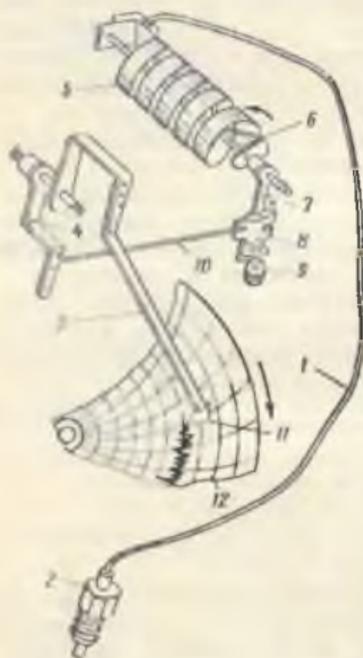


Рис. 7.2. Схема манометра с винтовой трубчатой пружиной

Мембранные манометры

В мембранном манометре упругим чувствительным элементом является мембрана (упругая пластина) или мембранная коробка. Устройство мембранного манометра показано на рис. 7.3.

Давление, подаваемое на штуцер 1, действует на мембрану 3, и сжатую между крышками 2 и 10 корпуса. Под действием давления мембрана прогибается, и прогиб ее через толкатель 4, рычаг 9 и сектор 8, расположенные в корпусе 7, приводит к пропорциональному угловому перемещению стрелки 6. При этом стрелка по шкале 5 показывает зна-

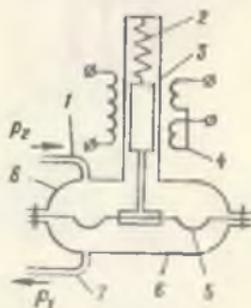
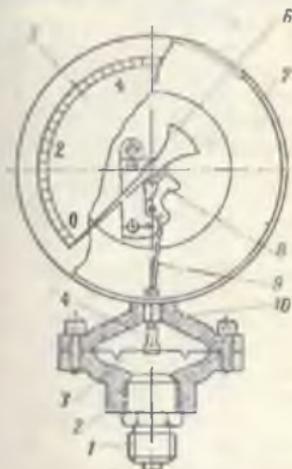


Рис. 7.3. Мембранный манометр

Рис. 7.4. Дифференциальный манометр с мембраной

чение измеренного давления. Величина прогиба мембраны может быть определена по формуле

$$l = 1,17 \frac{pR^4}{Eb^3} \quad (7.6)$$

где $2R = D$ — диаметр мембраны; b — толщина мембраны; E — модуль упругости.

Выразив постоянные для данной мембраны величины через постоянный коэффициент, получим

$$l = k p, \quad (7.7)$$

т. е. между прогибом мембраны и измеряемым давлением существует функциональная зависимость.

Из принципа действия мембранного манометра видно, что этим прибором можно измерять как давление, так и разрежение. Но свойство использовать при изготовлении мембранных вакуумметров и мановакуумметров.

В отличие от упругих мембран в некоторых приборах применяются так называемые вялые мембраны. Вялые мембраны обычно изготавливаются из резины с тканевой основой, из ткани с газонепроницаемой пропиткой или из синтетических материалов. Давление, воспринимаемое вялой мембраной, уравнивается пружиной.

Вялые мембраны применяются в тягомерах, напоромерах, дифманометрах.

На рис. 7.4 показана схема дифманометра с вялой мембраной. Чувствительный элемент — вялая мембрана 5, зажатая между крышками 6 и 8 корпуса, образует две полости дифференциального манометра. Измеряемые давления p_1 и p_2 подводятся по трубкам 7 и 1. Разность давлений, воспринимаемая вялой мембраной, вызывает прогиб ее, вследствие чего соединяющий с ней сердечник 3 перемещается в катушках 4 дифференциально-трансформаторного датчика. Разность давлений уравнивается пружиной 2.

На рис. 7.5 показана схема мембранного дифманометра с пневматической компенсацией (ДМПК-4). Под действием разности давлений, действующих на вялую мембрану 1, на подвижном

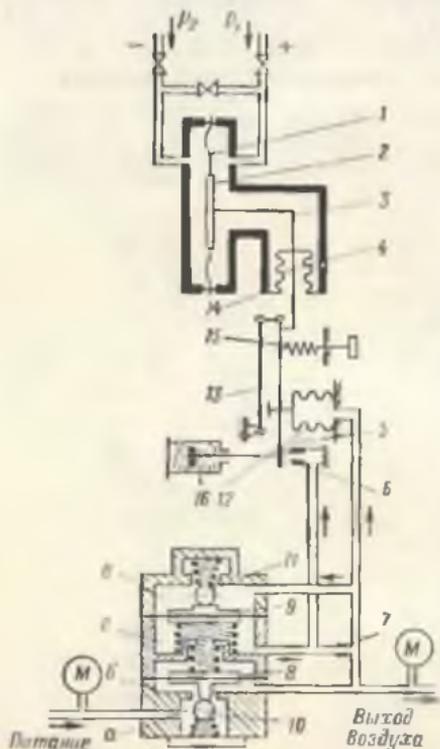


Рис. 7.5. Мембранный дифманометр с пневматической силовой компенсацией

жестком центре 2 мембраны возникает усилие, которое через стержень 3 и рычаг 4 вызывает изменение положения заслонки 5 относительно сопла 6. Изменение зазора между соплом и заслонкой приводит к изменению давления воздуха, поступающего к соплу через дроссель 7 постоянного сечения. Одновременно изменяется давление в камере 8 усилительного пневмореле. При этом мембраны 8 и 9 прогибаются и изменяется положение выпускного 10 (в камере а) и выпускного 11 клапанов. Это вызывает изменение давления в камерах б и в, которое будет продолжаться до тех пор, пока заслонка 5 под действием сифона обратной связи 12

не занимает такого положения относительно сопла, при котором усилие на сильфоне обратной связи не станет равным усилию на мембране 1. Величина перемещения заслонки при изменении измеряемого перепада в пределах диапазона не превышает 0,01—0,03 мм, поэтому деформации мембраны и сильфона обратной связи также незначительны. Вследствие незначительных деформаций мембраны и сильфона усилия на них, пропорциональные действующим избыточным давлениям, практически не зависят от небольших изменений их жесткости и вида статических характеристик. Пределы измерения изменяются перемещением сильфона 12 вдоль рычага 11. Рычаг 4 выводится из измерительной полости, находящейся под избыточным давлением, через уплотняющий сильфон 14. Пружина 15 предохраняет для корректировки начального давления воздуха после механизма пневматической дистанционной передачи. Нулевая точка прибора устраняется гидравлическим демпфером 16. Давления питания и выходное контролируются манометрами М. Дифманометры ДМПК-4 имеют диапазоны измерений разности давлений от 0 до 245 Па и от 0 до 3924 Па (0—25 и 0—100 мм вод. ст.) и работают при избыточном давлении до 0,392 МПа. Основная допустимая погрешность, определяемая по выходному давлению сжатого воздуха, не превышает 1%. Максимальная длина пневмолинии — 300 м.

На рис. 7.6 приведена схема мембранного электрического дифманометра электрической аналоговой ветви ГСП. Принцип действия его основан на электрической силовой компенсации. Давления p_1 и p_2 подводятся к корпусу, между крышками которого зажата вялая мембрана. Усилие, развиваемое на мембране, с помощью рычага 11, уплотненной мембраной 10, передается с помощью рычагов 1, 2 и 8 пластине 5 индикатора рассогласования 6. Возникающий в индикаторе электрический сигнал рассогласования подается на вход усилителя 7 и после усиления поступает в силовое устройство обратной связи 9 и одновременно

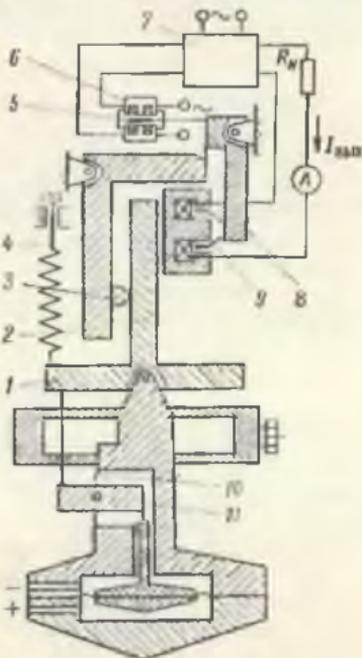


Рис. 7.6. Мембранный дифманометр с электрической силовой компенсацией

в линию дистанционной передачи. Таким образом, выходной сигнал преобразователя пропорционален значению измеряемой разности давлений. Регулировка прибора осуществляется перемещением сухаря 3 вдоль рычагов 1 и 2, чем изменяется передаточное отношение рычажного механизма. Корректировка нулевого значения выполняется пружиной 4. Приборы выпускаются на пределы разности давлений от 100 Па до 6,3 кПа. Предельное избыточное давление — до 1 МПа. Класс точности 1.

Приборы с коробчатой мембраной

Коробчатые мембраны применяются для измерения разрежений, давлений, атмосферного давления и разности давлений. В качестве измерительного элемента в приборах этого типа применяется коробчатая мембрана (иногда ее вызывают анероидом), представляющая собой упругую тонкостенную коробку. В не-

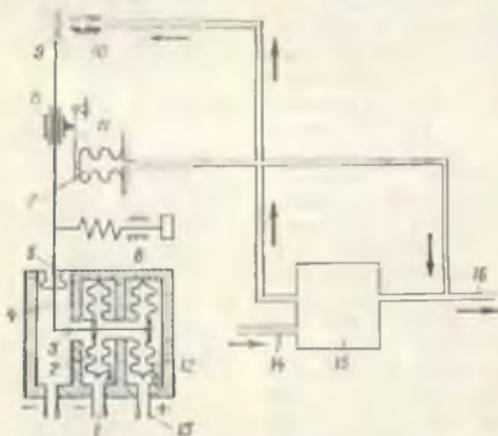


Рис. 7.7. Схема мембранного дифманометра ДМПК-100А

которых случаях в этих коробках создают вакуум (барометры), тягомеры, пазоромеры). Коробчатые мембраны, используемые в дифманометрах, заполнены жидкостью.

На рис. 7.7 приведена принципиальная схема мембранного дифманометра ДМПК-100А, у которого в качестве чувствительного элемента применены две мембранные коробки, внутренние полости которых соединены. Дифманометр ДМПК-100А предназначен для непрерывного преобразования контролируемого или регулируемого перепада давления в пропорциональные по величине значения давления воздуха дистанционной передачи. Действие дифманометра основано на принципе пневматической силовой компенсации. Усилие на чувствительном элементе, представ-

движением собой две коробчатые мембраны 2 и 12, уравнивается через систему рычагов усилием, развиваемым давлением в сиффоне 7 обратной связи.

Давление к измерительным камерам А и Б подводится по трубкам 1 и 13. Питающий воздух подается в измерительную систему по трубке 14. Изменение измеряемой разности давлений с помощью толкателя 3 приводит к повороту рычага 4 в уплотнении 5. При этом изменяется расстояние заслонки 9 относительно сопла 10, и также давление в выходной линии 16 пневмоусилителя 15. С выхода пневмоусилителя давление подается к сиффону 7 обратной связи через рычаг 11 и упор 8 осуществляет пневмокомпенсацию. Таким образом, давление на выходе пневмоусилителя будет изменяться пропорционально изменению измеряемой разности давлений. Изменение передаточного отношения пневмопреобразователя, настройка на заданный предел измерения разности давлений осуществляются перемещением опоры 8. Регулировка нулевого положения выполняется винтом 6. Дифманометр ДМПК-100А изготавливается для измерения разности давлений: 0—630; 0—1000; 0—2500 Па при абсолютном давлении 0,01; 0,063; 0,1 и 0,16 МПа.

Сиффонные манометры

Чувствительным элементом в приборах этого типа является сиффон, представляющий собой металлический цилиндр с гофрированными стенками. Сиффоны изготавливаются из латуны, нержавеющей бронзы и специального сплава — нержавеющей стали. Действие на сиффон внешнего или внутреннего давления приводит к изменению длины его (сжатие или растяжение — в зависимости от направления действующей нагрузки). В пределах рабочего диапазона характеристика сиффона близка к линейной. Это значит, что отношение действующей силы к вызванной ею деформации, называемое жесткостью сиффона, будет постоянным.

Зависимость изменения длины δ сиффона от действия измерительного давления p выражается формулой

$$\delta = 2nA_r \frac{p r^3}{E \sigma^2} \quad (7.8)$$

где n — число гофр; h — толщина стенки; A_r — коэффициент, зависящий от отношения R_n/R_n , R_n и R_n — соответственно наружный и внутренний диаметры сиффона (при $R_n/R_n = 1,5 \div 2$ $A_r = 0,01 \div 0,04$); r — средний радиус сиффона.

Для увеличения жесткости, уменьшения влияния гистерезиса и обеспечения линейности характеристики в сиффон часто помещают проволочную цилиндрическую пружину. Жесткость пружины обычно в несколько раз превышает жесткость сиффона, вследствие чего резко уменьшается характерное для сиффонов явление гистерезиса и нелинейности характеристики.

На рис. 7.8 показана схема сильфонного тягонапоромера ТНС-П, входящего в пневматическую ветвь ГСП. Сильфонный тягонапоромер предназначен для непрерывного преобразования давления или разрежения в унифицированный пропорциональный пневматический сигнал дистанционной передачи. Принцип действия прибора основан на пневматической силовой компенсации.

Измеряемое давление или разрежение действует на сильфон 9

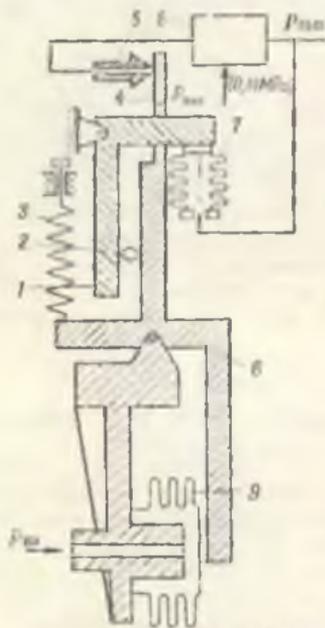


Рис. 7.8. Сильфонный тягонапоромер ТНС-П

Рис. 7.9. Сильфонный самопишущий манометр

и передается рычагу 8, который перемещает заслонку 4 относительно сопла 5. При этом давление на выходе пневмоусилителя 6 изменяется и с выхода поступает в линию дистанционной передачи и на сильфон обратной связи 7. Усилие обратной связи, действуя через рычаг 1 и сухарик 2 на рычаг 8, держит заслонку 4 относительно сопла 5 на расстоянии, соответствующем значению измеряемого параметра. Таким образом, давление на выходе пневмоусилителя будет соответствовать значению измеряемого параметра. Регулировка прибора осуществляется перемещением сухарика 2 вдоль рычагов 1 и 8. Настройка нулевого значения выполняется пружиной 3.

На рис. 7.9 показано устройство сильфонного самопишущего манометра. Давление через штуцер 1 подается в камеру 2, где находится сильфон 4. Внутреннее пространство сильфона сообщается

щается с атмосферой. Внутри сильфона расположена пружина 3, противодействующая сжатию его. В дно сильфона упирается штифт 4, соединенный с рычагом 6, передающим движение от сильфона к рычагу 7. Рычаг 7 тягой 8 соединен с рычагом 9, передающим движение стрелке 10 с укрепленным на ней пером.

Таким образом, изменение давления в камере 2 вызывает перемещение дна сильфона 4, которое через штифт 5 и систему, состоящую из рычагов 6, 7, 9 и тяги 8, передается стрелке 10. След движения стрелки записывается на диаграмме, перемещаемой часовым механизмом или синхронным двигателем.

§ 3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАНОМЕТРЫ

Электрические манометры можно разделить на две группы: манометры одной группы основаны на свойстве некоторых материалов изменять свои электрические параметры под воздействием давления, манометры другой группы — на преобразовании механического воздействия измеряемой величины в электрический параметр соответствующими преобразователями.

Электрические манометры под действием давления изменяют:

$$R = f_1(p);$$

магнитную проницаемость

$$\mu = f_2(p);$$

индуктивность

$$L = f_3(p);$$

емкость

$$C = f_4(p);$$

электродвижущую силу (э. д. с.)

$$E = f_5(p).$$

Манометры сопротивления

К манометрам сопротивления (их называют также резистивными) относятся приборы для измерения давления, в которых используются реостатные и тензочувствительные (тензорезисторы) преобразователи.

В реостатном преобразователе движок перемещается в функции измеряемого давления. Таким образом, естественной входной величиной реостатных преобразователей является перемещение движка, а выходной — активное сопротивление, распределенное линейно или по некоторому закону по пути движения движка. При непрерывном изменении измеряемого давления выходная величина в реостатном преобразователе изменяется дискретно (ступенчато). Это обстоятельство вызывает погрешность квантования.

вания, уменьшающуюся с увеличением числа витков W преобразователя. Для преобразователей с равномерной намоткой погрешность квантования $\delta = 100 \frac{2W}{\%}$. Число витков преобразователя, определяющее разрешающую способность, обычно выбирают не менее 100—200.

Принцип действия тензорезисторов заключается в изменении активного сопротивления проводников при их механической деформации под влиянием измеряемого давления. Это явление называется тензоэффектом.

Характеристикой тензоэффекта материала является коэффициент относительной тензочувствительности $k = \epsilon_R / \epsilon_L$, где $\epsilon_R = \frac{\Delta R}{R}$ — относительное изменение сопротивления проводника; $\epsilon_L = \frac{\Delta l}{l}$ — относительное изменение длины проводника.

Применяются два метода реализации тензоэффекта при создании манометров сопротивления. Первый метод заключается в использовании тензоэффекта проводника, находящегося в состоянии объемного сжатия, когда естественной входной величиной является давление окружающего газа или жидкости. Выходной величиной является изменение активного

Рис. 7.10. Проволочный тензорезистор.

сопротивления проводника. На этом принципе строятся манометры для измерения высоких и сверхвысоких давлений.

Преобразователь представляет собой катушку манганинового провода, помещенную в область измеряемого давления.

Второй метод заключается в использовании тензоэффекта растягиваемого тензочувствительного проводника. В качестве тензоэлемента применяют так называемые тензорезисторы.

Проволочный тензорезистор (рис. 7.10) состоит из манганиновой проволоки диаметром 0,002—0,005 см, которая уложена в ряд петель (от 2 до 40) длиной 5—25 мм и шириной до 10 мм. Петли накладывают на бумажную подкладку 1 и сверху заклеивают защитной бумажной полоской. Тензорезистор наклеивают на поверхность, деформирующуюся под действием давления. Деформация упругого элемента, испытывающего измеряемое давление, вызывает соответствующее растяжение проволоки 2 тензорезистора. Изменение сопротивления тензорезистора, соединенного с измерительной схемой проводниками 3, пропорционально измеряемому давлению.

Из-за того, что упругие деформации чувствительных элементов весьма малы и не превышают $2,5 \cdot 10^{-3}$, относительное изме-

ление сопротивления преобразователя не превышает $5 \cdot 10^{-3}$, т. е. 0,5%. При столь малых рабочих изменениях сопротивления проводочного тензоэлемента особое значение имеет температурный коэффициент сопротивления проволоки. В этих условиях изменение сопротивления, обусловленное колебаниями температуры на несколько градусов, сопоставимо с изменением сопротивления, называемым измеряемой деформацией.

Поэтому измерительная схема, использующая в качестве чувствительного элемента тензорезистор, должна предусматривать температурную компенсацию.

Манометры с переменной магнитной проницаемостью

Принцип действия преобразователей с переменной магнитной проницаемостью основан на изменении магнитной проницаемости электромагнитного дросселя при его сжатии или растяжении. Магнитная проницаемость является функцией напряженности поля. Как видно из рис. 7.11, б, эта зависимость имеет нелинейный характер (кривая 1). Если приложить к дросселю сжимающую или растягивающую силу P (рис. 7.11, а), то кривая сместится (кривая 2) на величину, зависящую от удельной нагрузки $\sigma = \frac{P}{S}$, где S — общее сечение сердечной дросселя.

В общем случае при наличии механической нагрузки магнитная проницаемость $\mu = f(H, \sigma)$ зависит от двух переменных: напряженности поля H и удельной нагрузки σ . Если поддерживать напряженность магнитного поля постоянной, то $\mu = f_1(\sigma)$. Относительное изменение магнитной проницаемости является функцией удельной нагрузки и зависит от материала сердечной $\Delta \mu = f_2(\sigma)$.

Индуктивные манометры

Прибор представляет собой мембранный манометр с индуктивным преобразователем. Прибор (рис. 7.12) состоит из мембранного чувствительного элемента 3 с закрепленным на нем железным сердечником 5 и катушки, надетой на железный сердечник. Измеряемое давление, поступающее по трубке 1 в полость 2, вызывает прогиб мембраны 3, вследствие чего сердечник 5 приближается к сердечнику индуктивной катушки 4.

Вследствие изменения зазора изменяется магнитное сопротивление магнитной цепи, а следовательно, и индуктивность катушки, надетой на сердечник и включенной в цепь переменного тока. Изменение индуктивного сопротивления катушки ведет к со-

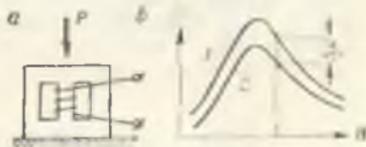


Рис. 7.11. Электромагнитный дроссель а — принципиальная схема; б — график зависимости магнитной проницаемости от напряженности магнитного поля без нагрузки (1) и с нагрузкой (2)

ответствующему изменению полного сопротивления Z . Таким образом, существует функциональная зависимость между измеримым давлением p и электрическим сопротивлением преобразователя:

$$Z = f(p), \quad \Delta Z = f_1(\Delta p).$$

Основные погрешности индуктивных преобразователей обусловлены колебаниями напряжения и частоты источника питания. Погрешность может быть уменьшена выбором соответствующего значения напряжения, применением дифференциальных преобразователей и увеличением относительной чувствительности к измеряемой среде [42]. Увеличения чувствительности можно достичь максимальным использованием длины зазора δ , т. е. увеличением $\Delta \delta$, уменьшая при заданном изменении зазора $\Delta \delta$ начальный зазор δ_0 . Однако увеличение $\Delta \delta$ влияет на линейность характеристики преобразователя.

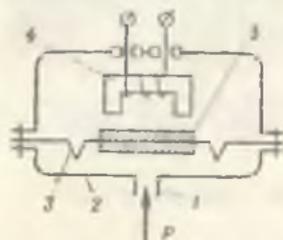


Рис. 7.12. Индуктивный преобразователь давления

Емкостные манометры

Прибор представляет собой магнитоупругий мембранный манометр с емкостным преобразователем. Схема прибора показана на рис. 7.13.

Измеряемое давление подводится к штуцеру 1 и воспринимается мембраной 2. Мембрана 2 и электрод 3 представляют собой обкладки конденсатора, подключенного к измерительной схеме с помощью клемм 4. Известно, что емкость конденсатора зависит от площади обкладок S диэлектрической проницаемости разделяющей их среды ϵ и расстояния между обкладками l :

$$C = S\epsilon/l. \quad (7.10)$$

Под действием давления мембрана прогибается и приближается к электроду 3. Площадь обкладок в процессе измерения не изменяется. Неизменна в процессе измерения также и диэлектрическая постоянная ϵ . В процессе измерения давлений вследствие прогиба мембраны изменяется только расстояние l между обкладками пропорционально измеряемому давлению. Следовательно, формулу (7.10) можно написать в следующем виде:

$$C = kl, \quad (7.11)$$

где $k = S\epsilon$.

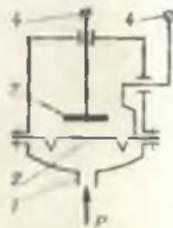


Рис. 7.13. Емкостный преобразователь давления

Иными словами, емкость конденсатора обратно пропорциональна измеряемому давлению.

Емкостные датчики при промышленной частоте имеют малую мощность и большое сопротивление, доходящее до десятка мегом. Для увеличения мощности емкостных датчиков их применяют в цепях повышенной и высокой частот.

Пьезоэлектрические манометры

Прибор представляет собой электрический манометр, в котором давление определяется по значению электрического заряда пьезоэлемента. Принцип действия этих приборов основан на использовании пьезоэффекта, заключающегося в свойстве некоторых кристаллов (кварца, турмалина, селеновой соли) под действием давления создавать на гранях разность потенциалов.

Если из кристалла кварца (рис. 7.14) вырезать прямоугольную призму таким образом, чтобы ее ребра a , b и c были параллельны главным осям x , y и z , и сжимать ее по оси x силой F_x , то на гранях b , c появится разность потенциалов. При этом интенсивность поляризации P будет пропорциональна деформации (или, в пределах упругих деформаций, давлению):

$$P = k p_x = k \frac{F_x}{S_x}, \quad (7.12)$$

где p_x , F_x — давление и сила, действующая на площадь грани bc ; S_x — площадь грани bc ; k — пьезоэлектрическая постоянная.

Заряд, возникающий на каждой из граней, перпендикулярных к электрической оси x , согласно определению интенсивности поляризации

$$q = HS_x, \quad (7.13)$$

Подставив P из (7.12) в (7.13), получим

$$q = k F_x. \quad (7.14)$$

Уравнение (7.14) показывает, что величина зарядов, возникающих на гранях bc , при действии силы, направленной вдоль электрической оси, не зависит от геометрических размеров кристалла.

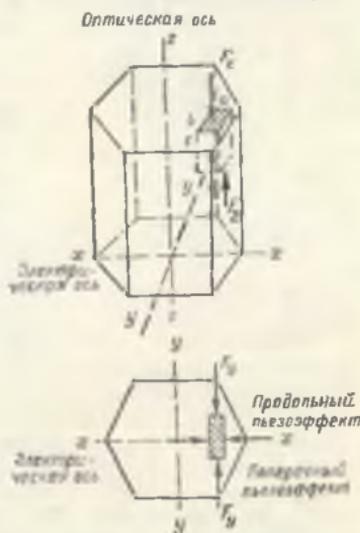


Рис. 7.14. Кристалл кварца

При растяжении силой, направленной вдоль электрической оси, заряды, возникающие на гранях bc , будут иметь противоположные знаки по сравнению с зарядами, возникающими на них при сжатии. Если сила, действующая на кварцевую прямоугольную призму, направлена вдоль механической оси y , то заряды снова возникают на гранях bc , перпендикулярных к электрической оси, однако направление вектора поляризации будет отрицательным:

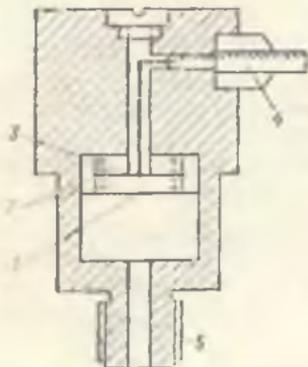


Рис. 7.15. Пьезоэлектрический преобразователь давления

$$-D = k p_x = -k \frac{F_x}{S_x}, \quad (7.11)$$

отсюда согласно (7.13)

$$\begin{aligned} -q &= -D S_x = -k F_x \frac{S_x}{S_x} \\ &= -k F_x \frac{a}{a} \end{aligned}$$

или

$$-q = -k F_x \frac{a}{a}. \quad (7.16)$$

Уравнение (7.16) показывает, что при действии на кварц силы, направленной вдоль механической оси, заряды, возникающие на гранях, перпендикулярных к электрической оси, зависят от геометрических размеров кристалла.

Таким образом, для увеличения чувствительности пьезоэлектрического преобразователя нужно увеличить отношение b/a . В случаях, когда параллелепипед кварца вырезан не вдоль осей, а под углом к ним, а также в случаях, когда сила действует под углом к оси x или y , возникающие заряды будут меньше, чем рассчитываемые по приведенным формулам.

Пример устройства пьезоэлектрического преобразователя давления показан на рис. 7.15. Измеряемое давление, подводимое к штуцеру 5, действует на мембрану 1. Кварцевые пластинки 2 соединены параллельно. Наружние обкладки кварцевых пластин заземляются, а средняя обкладка (латунная фольга 3) изолируется относительно корпуса самим кварцем, имеющим очень высокое удельное сопротивление. Сигнал с кварцевых пластин снимается экранированным кабелем 4.

Выходная мощность пьезоэлектрических преобразователей мала, поэтому на выход преобразователя должен быть включен усилитель с возможно большим входным сопротивлением.

ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

Физические свойства нефти (плотность, вязкость, количество газа и парафина, растворенных в нефти, и фазовые состояния нефти) в значительной степени зависят от ее температуры. Технологический процесс добычи, промышленного сбора и первичной подготовки нефти на промыслах, транспорт и переработка ее зависят от температурных факторов, при которых протекают эти процессы. Поскольку физические свойства нефти зависят от температуры, при взятии глубинной пробы для изучения ее специальной исследовательской аппаратурой в пластовых условиях необходимо измерить температуру в скважине в месте ее отбора. Контроль температуры на забое скважины необходим при обработке призабойной зоны (соляноислотная, термокислотная и искусственный разогрев пласта) с целью увеличения добычи нефти. Температура пласта в некоторой степени характеризует состояние его и требует периодического контроля.

Температура является одним из важнейших параметров, характеризующих химико-технологические процессы при переработке нефти и газа, поскольку агрегатные состояния, фракционный состав и качество промежуточных процессов переработки нефти на заводах характеризуются температурными параметрами и зависят от точного поддержания температуры. Температуру необходимо измерять в трубопроводах с теплоносителем, в водонасосных, нефтенасосных и компрессорных станциях для контроля состояния подшипников.

Измерение температуры в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами является необходимым элементом количественного учета.

§ 1. ТЕМПЕРАТУРНАЯ ШКАЛА И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

Температурой называют степень нагретости вещества. Температура вещества связана с запасом его внутренней энергии, носителями которой являются атомы и молекулы. Поскольку средняя кинетическая и потенциальная энергии атомов и молекул вещества зависят от температуры, то практически все физические свойства вещества зависят от его температуры. Так, при изменении температуры твердого тела изменяются его линейные размеры, плотность, твердость, модуль упругости, разрушающие напряжения, электропроводность, теплопроводность, теплоемкость и ряд других свойств. Свойства газов, жидких тел (фазовые состояния, плотность, объем, вязкость и др.) являются функцией температуры вещества.

Возможность измерения температур основана на теплообмене, на передаче тепла от более нагретого вещества к менее нагретому. Для того чтобы иметь возможность количественно определить

значение измеряемой температуры, необходимо установить единицу измерения. Установление единицы измерения температуры (градус) связано с установлением шкалы температур. Шкала температур представляет собой непрерывную совокупность чисел, линейно связанных с численными значениями какого-либо удобно и достаточно точно измеряемого физического свойства, представляющего собой однозначную функцию температуры. Для построения температурной шкалы выбирают опорные точки, характеризующиеся неизменностью и воспроизводимостью температуры при определенных физических условиях. Допустим, такими опорными точками выбраны температуры кипения или затвердевания чистых веществ и им присвоены значения t_1 и t_2 . Тогда единица измерения

$$1 \text{ град} = \frac{t_1 - t_2}{N}, \quad (8.1)$$

где N — целое число, на которое разбивается температурный интервал между опорными (реперными) точками.

В течение длительного времени широко применялась температурная шкала, предложенная Цельсием, в которой в качестве двух реперных точек брались температуры таяния льда и кипения воды при давлении 760 мм рт. ст. и ускорении силы тяжести 980, 665 см/с². Цельсий полагал, что зависимость между изменением температуры и объемным расширением жидкости линейная. Однако в природе не существует жидкостей с линейной зависимостью между объемным расширением и температурой. Поэтому показания термометров зависят от природы термометрического вещества.

С развитием науки и техники возникла необходимость создания температурной шкалы, не связанной с какими-либо свойствами термометрического вещества и пригодной в широком интервале температур. В 1848 г. английский физик Кельвин предложил построить температурную шкалу на основе второго начала термодинамики [16]. Такая шкала была названа термодинамической шкалой температур. Решением XI Генеральной конференции по мерам и весам и ГОСТ 8550-61 предусматривается применение двух температурных шкал: термодинамической с единицей измерения Кельвин (К) и международной практической с единицей измерения градус Цельсия (°С).

В термодинамической шкале Кельвина нижней точкой является точка абсолютного нуля (0 К), а единственной экспериментальной реперной точкой — тройная точка воды. Этой точке присвоено числовое значение 273,16 К. Тройная точка воды — точка равновесия воды в твердой жидкой и газообразной фазах — лежит выше точки таяния льда на 0,01 К. Термодинамическую температуру обозначают буквой T .

Практически осуществить шкалу Кельвина невозможно, так как уравнение ее выведено для идеального цикла Карно. Термо-

динамическая шкала совпадает со шкалой газового термометра, заполненного идеальным газом, если при нормальном давлении принять точку кипения воды за 100° , а точку таяния льда за нуль. Такую шкалу принято называть *стоградусной термодинамической*.

Некоторые реальные газы (гелий, неон, водород) в широком интервале температур по своим свойствам мало отличаются от идеального газа, поэтому температурная шкала газового термометра, заполненного одним из этих газов, близка к термодинамической шкале температур. Создать точные газовые термометры сложно, вследствие чего практическое решение воспроизведения термодинамической шкалы весьма затруднительно. Поэтому термодинамическая шкала по существу является теоретической. Возникла необходимость создания такой температурной шкалы, отдельные точки которой были бы постоянны, легко воспроизводимы и расстояния между ними достаточно велики. Такой шкалой явилась международная практическая температурная шкала. Соотношение между температурой, выраженной по абсолютной термодинамической шкале, и той же температурой по международной шкале устанавливается равенством

$$T = t + 273,15. \quad (8.2)$$

Все приборы для измерения температуры основаны на изменении свойств различных веществ в зависимости от температуры. Многообразное влияние температуры на изменение физических свойств веществ вызвало применение различных методов и средств измерения температуры.

В настоящее время существуют приборы для измерения температур, основанные на изменении:

- 1) объема тела (термометры расширения);
- 2) давления рабочего вещества в замкнутой камере (манометрические термометры);
- 3) электрического сопротивления проводников (электрические термометры сопротивления);
- 4) термоэлектродвижущей силы (термоэлектрические термометры);
- 5) лучеиспускающей способности нагретых тел (пирометры излучения).

§ 2. ТЕРМОМЕТРЫ РАСШИРЕНИЯ

Жидкостно-стеклянные термометры

Действие жидкостно-стеклянных термометров основано на тепловом расширении жидкости в стеклянном резервуаре в функции температуры. Тепловое расширение жидкости в интервале температур $t_1 - t_2$ характеризуется коэффициентом объемного расширения α_{t_1, t_2} . Этот коэффициент определяется по формуле

$$\alpha_{t_1, t_2} = \frac{V_{t_1} - V_{t_2}}{(t_2 - t_1) V_0}, \quad (8.3)$$

где V_{t_1} и V_{t_2} — объем рассматриваемой жидкости при температурах t_1 и t_2 ; V_0 — объем той же жидкости при 0° С.

Поскольку ртуть находится в стеклянном резервуаре, показания термометра зависят не только от изменения объема ртути, но и от изменения объема резервуара. С повышением температуры объем резервуара увеличивается, вследствие чего происходит понижение показаний термометра.

Поэтому для характеристики термометра пользуются видимым коэффициентом расширения ртути в стекле

$$\alpha_{v, t} = \alpha_{v, t}^* - \alpha_{t, t}^* \quad (8.4)$$

где $\alpha_{v, t}^*$ — температурный коэффициент расширения жидкости в интервале температур t_1 , t_2 ; $\alpha_{t, t}^*$ — температурный коэффициент расширения стекла в том же интервале температур.

Для изготовления термометров применяют специальные стекла с малым коэффициентом α^* .

Дилатометрические термометры

Термометры основаны на изменении линейных размеров твердого тела при изменении температуры. Степень удлинения твердого тела характеризуется термическим коэффициентом линейного расширения β (в °С⁻¹), означающим относительное изменение длины тела при изменении его температуры в среднем на 1° С в соответствующем температурном интервале:

$$\beta_{t, t_0} = \frac{l_{t_2} - l_{t_1}}{(t_2 - t_1) l_{t_1}} \quad (8.5)$$

где l_{t_1} и l_{t_2} — линейные размеры тела при температурах соответственно t_1 и t_2 ; β_{t, t_0} — термический коэффициент линейного расширения материала в том же интервале температур.

Линейное изменение твердого тела в зависимости от изменения температуры выражается формулой

$$l_t = l_0(1 + \beta t) \quad (8.6)$$

где l_t — длина твердого тела при температуре t ; l_0 — длина того же тела при температуре 0° С; β — средний коэффициент линейного расширения в интервале температур от 0 до t ° С.

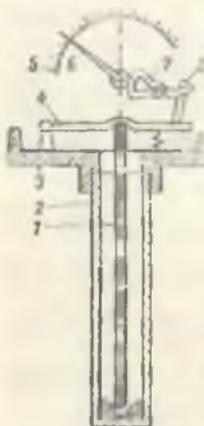


Рис. 8.1. Схема устройства дилатометрического термометра

Схема устройства дилатометрического термометра изображена на рис. 8.1. В качестве чувствительного элемента в этом приборе применена трубка 2, изготовленная из материала (латуни или меди), имеющего значительный температурный коэффициент линейного расширения. Внутри трубки, впаивающей в корпус 3, нахо-

дится стержень 1, изготовленный из материала с малым коэффициентом линейного расширения (например, инвар). При повышении температуры измеряемой среды длина трубки 2 увеличится. Это вызовет перемещение вниз стержня 1. При этом пружина 9 переместит вниз свободное плечо коромысла 4, которое через тягу 8 и зубчатый сектор 7 повернет вокруг своей оси стрелку 6. Последняя по шкале 5 покажет значение измеряемой температуры.

Промышленность выпускает dilatометрический преобразователь температуры ПТПД с унифицированным пневматическим выходным сигналом. Преобразователи ПТПД-1-1 предназначены для измерения температуры среды, не вызывающей коррозии латуни Л63 (ГОСТ 15527-70) и П_{ср}40; преобразователи ПТПД-2-1, ПТПД-2-2, ПТПД-2-3 и ПТПД-2-4 — для измерения температуры среды, не вызывающей коррозии стали Х17Н13М2Т (ГОСТ 5632-72).

Биметаллические термометры

Чувствительный элемент биметаллического термометра представляет собой пружину, состоящую из двух, спаянных по всей плоскости пластин, имеющих существенно различные термические коэффициенты линейного расширения. Изменение температуры вызывает различное линейное удлинение пластин. Так как пластины не могут перемещаться относительно друг друга, пружина прогибается в сторону пластины, имеющей меньший термический коэффициент линейного расширения. Чем больше разница термического коэффициента линейного расширения пластин, тем больший прогиб пружины при изменении температуры.

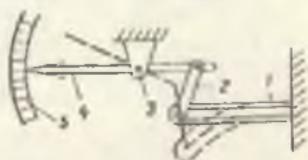


Рис. 8.2. Схема устройства биметаллического термометра

Схема устройства биметаллического термометра показана на рис. 8.2. При изменении температуры биметаллическая пружина 1 прогнется вниз. При этом тяга 2 повернет стрелку 4 вокруг оси 3. Стрелка покажет по шкале 5 значение измеренной температуры.

§ 3. МАНОМЕТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Принцип действия манометрических термометров основан на изменении давления вещества, заключенного в замкнутом объеме, при изменении его температуры. Известно, что тепловое воздействие на термометрическое вещество должно привести к изменению его объема. Если в качестве термометрического вещества применить жидкость, то

$$\Delta l = \alpha V_{нач} \Delta t, \quad (8.7)$$

где α — термический коэффициент объемного расширения; $V_{нач}$ — начальный объем; Δt — разность температур (диапазон нагрева).

В случае, если объем постоянной ($V = \text{const}$), тенденция к расширению термометрического вещества приводит к повышению его давления согласно закону сжимаемости, из которого следует, что

$$\Delta p = \Delta V / \mu V_{\text{нач}} \quad (8.8)$$

где Δp — изменение давления, необходимое для уменьшения начального объема $V_{\text{нач}}$ на величину ΔV ; μ — коэффициент сжимаемости термометрического вещества.

Решая совместно (8.7) и (8.8), получаем

$$\Delta p = \frac{\alpha}{\mu} \Delta t, \quad (8.9)$$

Введя в выражение (8.9) начальное давление, получаем

$$\Delta p = \frac{\alpha}{\mu p_{\text{нач}}} \Delta p_{\text{нач}} \quad (8.10)$$

$$\Delta p = \delta p_{\text{нач}} \Delta t, \quad (8.11)$$

где $\delta = \alpha / \mu p_{\text{нач}}$ — термический коэффициент давления (при постоянном объеме термометрического вещества), $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

В общем случае величина δ постоянна и зависит от температуры и начального давления термометрического вещества. Из приведенных рассуждений видно, что чем выше термический коэффициент объемного расширения α , тем выше его термический коэффициент давления δ , следовательно, выше чувствительность прибора.

В качестве термометрического вещества в манометрических термометрах могут быть газ, жидкость или пар. Соответственно манометрические термометры называют жидкостными, газовыми и конденсационными.

Пределы измерений термометра зависят от температуры затвердевания и кипения термометрического вещества. Если точки затвердевания термометрического вещества в манометрическом термометре постоянна для каждого отдельного вещества, то точки кипения его лежит выше той, которая определена при нормальных условиях. Это объясняется тем, что термометрическое вещество в термометре при повышении температуры находится под давлением.

Манометрический термометр представляет собой замкнутую систему, состоящую из термобаллона, капилляра и манометрической трубки, заполненных термометрическим веществом. Конструктивно манометрические термометры (газовые, жидкостные и паровые) сходны между собой и различаются в основном лишь термометрическим веществом, заполняющим термобаллон, капилляр и манометрическую трубку.

Схема прибора показана на рис. 8.3. Термобаллон 1 представляет собой стальной или латунный продолговатый цилиндриче-

кий толстостенный сосуд, практически не деформирующийся при давлении, возникающем в сосуде от нагревания термометрического вещества. Капилляр 2 изготовляется из бесшовной стальной или медной трубки внутренним диаметром 0,1–0,5 мм. Длина капилляра может изменяться от нескольких сантиметров до десятков метров в зависимости от расстояния между местом измерения и вторичным прибором. Вторичным прибором служит манометр с трубчатой одновитковой или многовитковой пружиной 6. Перемещение свободного конца пружины с помощью передаточного механизма 5 преобразуется в перемещение пера 4 на диаграмме 3.

Газовые манометрические термометры заполняют газом, химически инертным, с малой теплоемкостью, легко получаемым в чистом виде. Таким газом выбирают азот. Термометры, заполненные азотом, применяются для измерения температур от 0 до 600° С. Начальное давление в газовых термометрах устанавливают в зависимости от пределов измерения 0,98–4,7 МПа (10–50 кгс/см²). Чем выше предел измерения, тем выше давление, и наоборот.

Капилляр и манометрическая пружина окружены средой, температура которой отлична от измеряемой, где находится чувствительный элемент — термобаллон.

Температура окружающей среды, если она не равна температуре градуировки прибора, воздействуя на капилляр и манометрическую пружину вторичного прибора, может внести погрешность в показания термометра. Погрешность измерения при нагревании манометрической трубки можно определить по формуле

$$\Delta t_m = \frac{V_m}{V_G} (t_m - t_0), \quad (8.12)$$

где V_m — объем манометрической пружины; V_G — объем термобаллона; t_m — температура среды, окружающей манометр, °С; t_0 — температура градуировки прибора (+20° С).

Погрешность при нагревании капиллярной трубки

$$\Delta t_k = \frac{V_k}{V_G} (t_k - t_0), \quad (8.13)$$

где V_k — объем капиллярной трубки; t_k — температура среды, окружающей капилляр.

Как видно из формул (8.12) и (8.13), дополнительная погрешность тем больше, чем больше объемы манометрической трубки V_m и капиллярной трубки V_k . Для уменьшения влияния манометрической трубки и капилляра на погрешность измерения термо-

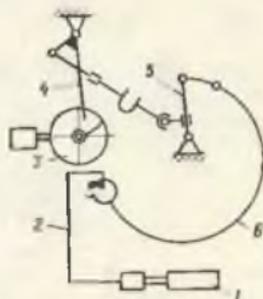


Рис. 8.3. Манометрический термометр

метр конструируют так, чтобы объем термобаллона составлял 90% от общего объема термометра. Пользуясь формулой (8.13), можно определить наибольшую длину капилляра, при которой в заданном интервале температур погрешность не будет превышать допустимого значения. При правильно выбранном соотношении объемов газовые манометрические термометры с достаточной точностью можно эксплуатировать при длине капилляра до 40—60 м. При очень большой длине капиллярной трубки необходимый объем термобаллона может оказаться настолько большим,

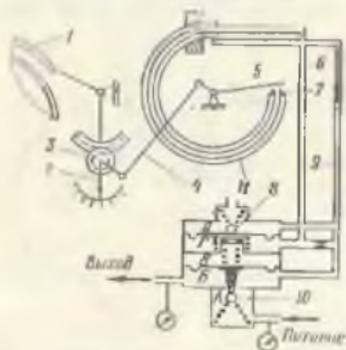


Рис. 8.4. Схема газового манометрического термометра с пневмопреобразователем

что это вызовет значительную тепловую инерцию прибора.

У технических манометрических термометров газовых и жидкостных длина термобаллонов 253—455 мм, диаметры газовых 22, а жидкостных 20 и 14 мм. В ряде случаев для компенсации погрешностей от колебаний температуры окружающей среды применяют компенсационное устройство, которое представляет собой биметаллическую пружину, связанную с указателем прибора и действующую в направлении, противоположном действию манометрической пружины.

На рис. 8.4 приведена схема газового манометрического термометра с пневмопреобразователем (ТПС-189П) для дистанционной передачи показаний. При изменении измеряемой температуры манометрическая пружина 1 с помощью тяги и шестеренки 3 поворачивает на соответствующий угол указатель 2. Одновременно тяга 4 перемещает заслонку 5 относительно сопла 7. Сжатый воздух проходит через дроссель постоянного сечения и поступает к соплу по трубке 6, которая проходит внутри манометрической пружины 11.

При повышении измеряемой температуры заслонка 5 приближается к соплу 7. При этом давление воздуха в камерах Г и В возрастает. Мембраны, ограничивающие камеру В снизу, а камеру Г сверху, прогибаются, вследствие чего клапан 8 закрывается, а клапан 10 открывается. Давление в камере В и на выходе усилителя, а также в трубке 9 обратной связи увеличивается. При этом манометрическая пружина 11 под воздействием давления обратной связи будет раскручиваться и отводить сопло 7 от заслонки 5. При уменьшении измеряемой температуры заслонка отойдет от сопла, давление в камерах Г и В уменьшится, клапан 7 откроется, а клапан 10 закроется. Давление на выходе усилителя и в канале обратной связи уменьшается. Пружина 11 будет скручиваться и

совло 7 приблизится к заслонке 5. Диапазон изменения давления воздуха на выходе преобразователя 20—100 кПа. Давление питающего воздуха 140 кПа.

Недостатками газовых манометрических термометров являются сравнительно большая тепловая инерция, обусловленная низким коэффициентом теплообмена, между стенками термобаллона и наполняющим его газом и малой теплопроводностью газа, а также большими размерами термобаллона, что затрудняет установку его на трубопроводах малого диаметра. Кроме того, в процессе эксплуатации газовых термометров возможны случаи нарушения герметичности и утечки газа, что не всегда можно заметить. Последнее обстоятельство приводит к необходимости частой проверки этих приборов.

Манометрические жидкостные термометры заполняют жидкостью под некоторым начальным давлением. Жидкости, применяемые для термометров, должны обладать возможно большим термическим коэффициентом объемного расширения, высокой теплопроводностью и должны быть химически инертными к материалу термометра. В качестве таких жидкостей для манометрического термометра выбирают ртуть (диапазон измерений от -30 до 600 С) и ксилол (диапазон измерений от -40 до $+200$ С).

Чтобы жидкость не закипела, в термометре создается начальное давление 1,47—1,96 МПа. В конденсационных парожидкостных манометрических термометрах термобаллон заполняется на 2/3 объема низкокипящей жидкостью. В замкнутой системе термометра всегда существует динамическое равновесие одновременно протекающих процессов испарения и конденсации. При повышении температуры усиливается испарение жидкости и увеличивается упругость пара, а в связи с этим усиливается также процесс конденсации. В результате этого насыщенный пар достигает некоторого определенного давления, строго отвечающего температуре. Давление пара, изменяясь с температурой, передается через среду, заполняющую капилляр, манометрической трубке. К достоинствам парожидкостного термометра следует отнести то, что изменение температуры манометрической трубки и капилляра не влияет на величину давления в системе. Это позволяет располагать вторичный прибор от термоприемника на расстояниях, больших (до 75 м), чем в газовом и жидкостном термометрах. К недостаткам конденсационного термометра следует отнести неинертность шкалы.

Термобаллон конденсационного термометра заполняют с таким расчетом, чтобы при наиболее низкой температуре в нем осталось некоторое количество пара, а при наиболее высокой — некоторое количество неспарившейся жидкости.

Выпускаются следующие типы манометрических термометров. Термометры манометрические показывающие без дополнительных устройств: газовые ТПГ-180, жидкостные ГПЖ-180 и конденсационные (прожидкостные) ТПП-180.

Термометры манометрические показывающие с устройством для пневматической дистанционной передачи: газовые ТПГ-189П, жидкостные ТПЖ-189П.

Термометры манометрические показывающие с фотоэлектрическим контактным устройством: газовые ТПГ-188, жидкостные ТПЖ-188.

Термометры самопишущие с дисковой диаграммой без дополнительных устройств с приводом диаграммы от часового механизма — газовые ТСГ-710А и жидкостные ТСЖ-710А; с приводом диаграммы от синхронного двигателя — газовые ТСГ-710 и жидкостные ТСЖ-710; двухзаписные — с двумя термосистемами и записью температур в двух точках на одной диаграмме — газовые ТСГ-720 (с синхронным двигателем), ТСГ-720А (с часовым механизмом); жидкостные ТСЖ-720 (с синхронным двигателем), ТСЖ-720А (с часовым механизмом).

Термометры манометрические самопишущие с дисковой диаграммой и устройством для пневматической дистанционной передачи: газовые ТСГ-710П и ТСГ-710П; жидкостные ТСЖ-710П и ТСЖ-710.

Термометры манометрические самопишущие с дисковой диаграммой и фотоэлектрическим контактным устройством: газовые ТСГ-718ПЭ.

В каждом из перечисленных типов приборов предусмотрено несколько модификаций по пределу измерения, длине дистанционного капилляра, длине погружаемой части (термобаллона и жесткого хвостовика). Класс точности всех типов 1 и 1,5.

§ 4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Действие электрических термометров сопротивления основано на свойстве материалов изменять свою электропроводность в зависимости от температуры. Большинство металлов при нагреве на 1°C увеличивает свое сопротивление в среднем на 0,4—0,6%, а окислы металлов (полупроводники) уменьшают свое сопротивление в 8—15 раз по сравнению с металлами.

В комплект электрического термометра сопротивления входят чувствительный элемент, измерительный прибор и соединительные провода. В качестве чувствительного элемента в термометре сопротивления применяется мегаллическая проволока (или лента), намотанная на изоляционный каркас и заключенная в защитный кожух. Чувствительными элементами полупроводниковых термометров сопротивления являются термосопротивления, или так называемые термисторы. Измерительной частью служат электроизмерительные приборы, уравновешенные и неуравновешенные мосты, потенциометры и магнитоэлектрические логометры.

Электрические термометры применяются для измерения температур в диапазоне от -200 до $+700^{\circ}\text{C}$. Электрические термометры обладают следующими преимуществами, обеспечивающими широкое применение их в промышленности:

а) возможность градуировки термометра в значительном диапазоне (от -200 до $+700^{\circ}\text{C}$) на любой температурный интервал;

б) высокая степень точности измерения температуры;

в) возможность расположения вторичного измерительного прибора на значительном расстоянии от места измерения температуры (термоприемника);

г) возможность автоматической записи температуры и автоматического регулирования ее;

д) централизация контроля температуры путем присоединения нескольких термометров к одному измерительному прибору.

К недостаткам термометров сопротивления следует отнести: необходимость постороннего источника питания, ограниченное применение его во взрывоопасной среде, значительная длина чувствительного элемента (у металлических), не позволяющая измерить температуру в заданной точке, и разрушаемость при вибрациях (платиновых термометров).

В термометрах сопротивления применяются различные материалы: платина, медь и полупроводниковые элементы.

К материалам предъявляются следующие требования:

1. Большой температурный коэффициент электрического сопротивления, что обеспечивает высокую чувствительность прибора. Температурный коэффициент (изменение электрического сопротивления материала при изменении его температуры) принято характеризовать уравнением

$$\alpha = \frac{R_{100} - R_0}{R_0 \cdot 100} \quad (8.14)$$

где R_0 и R_{100} — соответственно сопротивление материала при 0 и 100°C .

2. Большое удельное сопротивление, обеспечивающее при выбранном сечении проволоки небольшую длину, а также снижение влияния на результаты измерения соединительных и коммутиционных проводов.

3. Линейная или близкая к ней зависимость изменения сопротивления от изменения температуры.

4. Химическая инертность — металл не должен окисляться или вступать в какое либо иное взаимодействие с окружающей средой.

5. Отсутствие старения, обуславливающее неизменность физических свойств материала.

6. Воспроизводимость материала, обеспечивающая возможность изготовлять термометры в больших количествах с одинаковыми характеристиками.

В окислительной среде платина инертна даже при высокой температуре. В восстановительной среде при высоких температурах возможно загрязнение платины окисью углерода и парами металлов, что вызывает хрупкость и неустойчивость ее характери-

стики. Температурный коэффициент сопротивления платины $\alpha \approx 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Удельное сопротивление платины $\rho = 0,1 \text{ Ом мм/м}$.

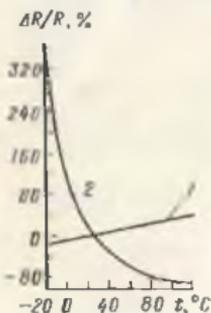
Чистоту платины принято характеризовать отношением R_{100}/R_0 . Для изготовления термометров сопротивления по ГОСТ 6651-78 применяется чистая платина марки «экстра» с отношением $R_{100}/R_0 = 1,391$. Платина применяется в виде проволоки диаметром от 0,05 до 0,07 мм или ленты сечением от 0,002 до 0,005 мм². Промышленные платиновые термометры сопротивления изготавливаются на интервалы температу-

тур от -200 до $+650^\circ \text{C}$.

Медь сравнительно дешевый металл, легко получаемый в чистом виде, обладает высоким температурным коэффициентом сопротивления, равным $4,25 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Одним из достоинств меди является линейный характер зависимости сопротивления от температуры в интервале от -50 до 200°C .

Характерной особенностью полупроводников является резкий рост проводимости с повышением температуры. Полупроводниковые элементы, электрическое сопротивление которых резко уменьшается при увеличении температуры, называются термосопротивлениями (ТС).

Рис. 8.5. Относительная зависимость сопротивления от температуры для металлов (1) и полупроводников (2)



На рис. 8.5 показана относительная зависимость сопротивления от температуры для металлов и полупроводников. Возможно изготовление таких полупроводников, сопротивление которых в интервале температур от 0 до 300°C изменяются в 1000 раз. Сопротивление платины в этом же температурном интервале увеличивается приблизительно в 2 раза.

Для изготовления термосопротивлений используют смеси окиси титана и окиси магния, окиси никеля в соединении с оксидами марганца, смеси окислов марганца, никеля и кобальта, окись железа в соединении с такими веществами, как MgAl_2O_4 , MgCr_2O_4 , ZnTiO_4 и др. Различным сочетанием компонентов и их пропорций можно изменять электропроводность и температурный коэффициент сопротивления. Термосопротивления имеют цилиндрическую форму или форму дисков. Диаметр стержня ТС от 20 мкм до 5—10 мм, длина 1—50 мм. Диаметр диска от 1 мм до нескольких сантиметров и толщина 0,02—1 см. Изготавливают термосопротивления путем спекания мелкодисперсных порошковых материалов, замешанных с соответствующей органической связкой и растворителем. К числу основных параметров ТС относятся габаритные размеры, сопротивление при определенной температуре окружающей среды. Чаще всего указывают величину сопротивления R_{25}

при 20° С и называют его холодным сопротивлением. Величина температурного коэффициента сопротивления α_{20} выражается в процентах на 1° С (обычно указывается при температуре холодного сопротивления). Термосопротивления благодаря малым габаритным размерам имеют малую тепловую инерцию и позволяют измерять температуру в труднодоступных местах. Кроме того, их высокое омическое сопротивление (30 000—40 000 Ом) позволяет

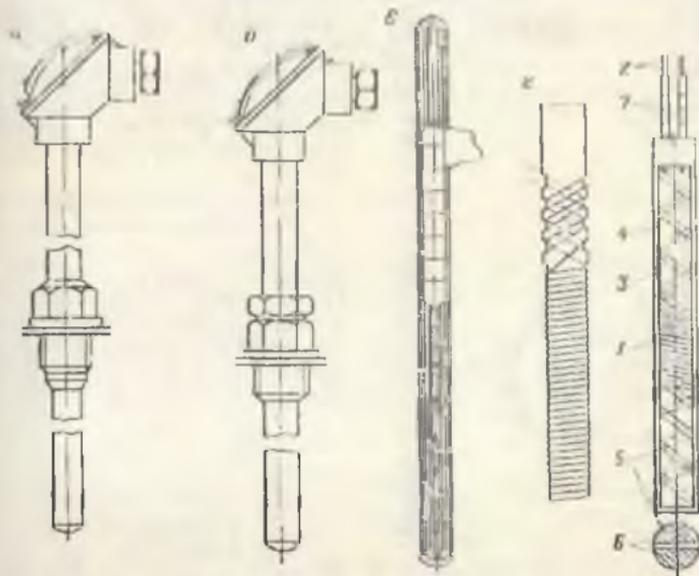


Рис. 8.6. Платиновый термометр сопротивления.

а — с неподвижным штуцером; *б* — с подвижным штуцером; *а* — чувствительный элемент в защитном чехле; *д* — чувствительный элемент

пренебрегать сопротивлением подводящих проводников и переходными контактными сопротивлениями. К недостаткам полупроводниковых термосопротивлений следует отнести нестабильность их характеристики во времени.

Платиновые термометры сопротивления выполнены из платиновой проволоки диаметром 0,07 мм, бифилярно намотанной на слюдяную пластинку 1 (рис. 8.6) длиной 120 мм, шириной 11 мм с зубчатыми краями.

В прорезях слюдяной пластинки укреплены концы серебряных выводов 2 диаметром 1 мм, к которым припаяны концы проволоки элемента сопротивления. Платиновая проволока, намотанная на слюдяную пластинку, изолирована с двух сторон слюдяными накладками 3, скрепленными обмоткой из серебряной ленты 4,

Элемент сопротивления помещен в защитную трубку 5 из нержавеющей стали. Свободное сечение трубки с обеих сторон изолированного элемента сопротивления заполнено по всей длине алюминиевыми вкладышами 6. Провода выводов изолированы фарфоровыми трубчатыми изоляторами 7. Эти выводы прикреплены к латунным зажимам на головке из пластмассы. Сопротивление подводющих проводов при температуре 0° С не должно превышать 0,1% номинальной величины R_n .

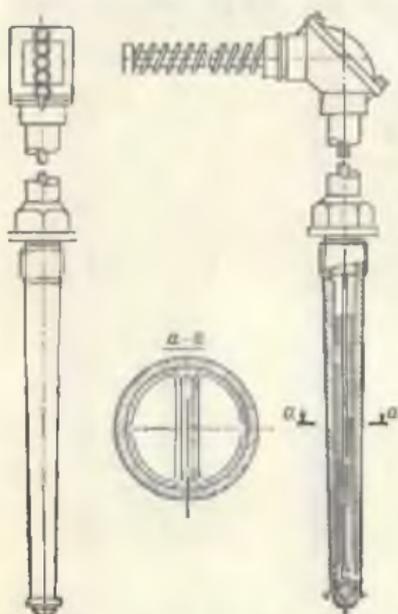


Рис. 8.7. Термометр сопротивления платиновый с лестничным креплением элемента

Пакет термометра сопротивления помещается в арматуру, состоящую из трубы с заваренным дном, штуцерной гайки и головки.

В настоящее время выпускают платиновые термометры сопротивления с лестничным креплением элемента (рис. 8.7). В них вместо алюминиевых вкладышей использованы тепловые мостики-лесточки из тонкой фольги, создающие хороший тепловой контакт между слюдой, на которую намотана платиновая проволока, и внешней защитной трубой — арматурой, через которую происходит теплообмен с окружающей средой.

Для повышения теплового контакта и снижения тепловой инерции применяют также обжим чувствительного элемента. Пакет из слюдяных пластинок, на одной из которых намотана платиновая проволока, а другие являются изоляционными, помещают в тонкостенный плоский металлический чехол и осторожно опрессовывают под давлением до 1,2 МПа. В результате слюда с намоткой оказывается плотно упакованной в металлической оболочке.

Термометры сопротивления выпускают также с остеклованным чувствительным элементом, в котором платиновая проволока герметизирована вплавлена в стекло.

Чувствительный элемент медного термометра сопротивления типа ТСМ состоит из медной эмалированной проволоки диаметром 0,1 мм, намотанной на пластмассовый цилиндрический стержень и покрытой сверху слоем лака. К концам медной проволоки припаяны медные выводы диаметром 1,0—1,5 мм. Собранный термометр сопротивления помещают в защитную стальную трубку.

Термометры сопротивления выпускают также с остеклованным чувствительным элементом, в котором платиновая проволока герметизирована вплавлена в стекло.

Чувствительный элемент медного термометра сопротивления типа ТСМ состоит из медной эмалированной проволоки диаметром 0,1 мм, намотанной на пластмассовый цилиндрический стержень и покрытой сверху слоем лака. К концам медной проволоки припаяны медные выводы диаметром 1,0—1,5 мм. Собранный термометр сопротивления помещают в защитную стальную трубку.

Все технические термометры сопротивления выпускаются взаимозаменяемыми. Типы, основные параметры и размеры термометров сопротивления, выпускаемых в СССР, регламентированы ГОСТ 6651-78. Условные обозначения градуировки (гр.) термометров ТСП установлены следующие: гр. 20, гр. 21 и гр. 22.

Для термометров с градуировкой гр. 20, гр. 21 и гр. 22 сопротивление составляет соответственно 10,46 и 100 Ом.

Термометры сопротивления ТСМ выпускают с сопротивлением $R_0 = 50$ Ом (гр. 23) и $R_0 = 100$ Ом (гр. 24).

Температуру измеряемой среды определяют термометром сопротивления путем измерения электрического сопротивления чувствительного элемента, погруженного в измеряемую среду, применением мостовых схем и магнитоэлектрическими логометрами.

§ 5. ТЕРМОМЕТРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ЖИДКОСТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Измерять температуру в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами необходимо с целью количественного учета объема и массы нефти и нефтепродуктов. При количественном учете требуется измерение средней температуры всей массы нефти или нефтепродуктов, находящейся в резервуаре. Установлено, что температура, измеренная в одной точке резервуара, даже в середине разлива не характеризует среднюю температуру продукта.

Для вертикальных резервуаров с достаточной степенью точности принято, что средняя температура продукта характеризуется средним арифметическим значением температур, измеренных в нескольких, равно отстоящих друг от друга по высоте точках. Прибор для измерения по такому методу был бы сложным по техническому исполнению и неудобным в эксплуатации. В Советском Союзе и за рубежом применяют термометры, дающие сразу среднее значение температуры продукта в резервуаре. По конструктивному оформлению термометры могут быть разделены на три типа: одноэлементные, многоэлементные, пружинные.

Одноэлементный термометр (рис. 8.8. а) представляет собой жесткую трубу 1 с поплавком 2, шарнирно закрепленную у основания стенки резервуара. Вдоль трубы располагается термометр сопротивления 3, равный по длине шарнирно закрепленной трубе и заключенный в гибкий защитный кожух. Труба поворачивается относительно оси 4 таким образом, что термометр сопротивления все время погружен в жидкость, пересекая ее толщину по диагонали.

На рис. 8.8, б изображена схема многоэлементного термометра, который представляет собой набор термoeлементов различной длины, заключенных в общий герметичный кожух. Включение термометров производится ступенчато коммутрующим устройством, сопряженным с указателем уровня. При каждом определя-

емом уровне жидкости в резервуаре включается тот элемент, длина которого соответствует этому уровню. Таким образом, средняя температура измеряется элементом, полностью погруженным в жидкость. Термозлементы различной длины имеют одну и ту же величину сопротивления.

Схема пружинного термометра показана на рис. 8.8, а. Чувствительный элемент 2 представляет собой спираль из никелевой проволоки длиной 40 м, обладающей большим температурным коэффициентом сопротивления. Спираль одним концом прикреп-

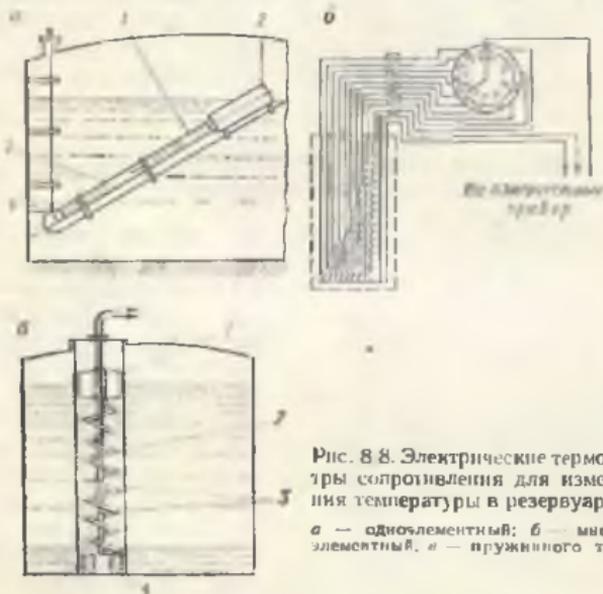


Рис. 8.8. Электрические термометры сопротивления для измерения температуры в резервуарах.
а — одноэлементный; б — многоэлементный, в — пружинного типа

лена к поплавку 1, а вторым — к грузу 4, опущенному на дно резервуара. Поплавок, перемещаясь вдоль направляющих ступ 3, растягивает или сжимает спираль. Таким образом, термозлемент полностью находится в жидкости, а его высота соответствует уровню жидкости в резервуаре.

Никелевая проволока располагается внутри эластичной нейлоновой трубки. Для измерения средней температуры необходимо равномерное распределение витков спирали по высоте. Это возможно в случае, если приведенная плотность термозлемента на всей его длине будет равна плотности измеряемой жидкости. Подгонка плотности спирали производится медной изолированной проволокой, помещенной внутрь нейлоновой трубки.

С эксплуатационной точки зрения наибольшим преимуществом из рассматриваемых типов термометров обладает многоэлементный, так как он не имеет подвижных частей внутри резервуара и

позволяет осуществлять его монтаж и демонтаж без опорожнения резервуара. Каждый элемент термометра имеет одно и то же сопротивление в соответствии с ГОСТом, поэтому среднюю температуру можно измерять любым стандартным вторичным прибором. Недостатком многоэлементного термометра является чрезмерно большое число термоэлементов, необходимых для высокой точности измерения температуры, и необходимость в коммутирующем устройстве с малыми переходными сопротивлениями между контактами.

§ 6. ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Принцип действия термоэлектрических термометров основан на эффекте возникновения электродвижущей силы в цепи, составленной из разнородных проводников, если места их соединений имеют различную температуру. Рассмотрим цепь (рис. 8.9), составленную из разнородных проводников A и B .

Такие спаянные проводники называются **термопарами**, а возникающая в них при изменении температуры электродвижущая сила называется термоэлектродвижущая сила — т. э. д. с. Возникновение т. э. д. с. объясняют диффузией имеющихся в металле свободных электронов из металла, где плотность свободных электронов больше, в металл, где плотность свободных электронов меньше. Возникающее при этом в месте соприкосновения двух разнородных металлов электрическое поле будет препятствовать этой диффузии. Когда скорость диффузионного перехода электронов станет равна скорости их обратного перехода под влиянием установившегося электрического поля, наступит состояние подвижного равновесия. При таком равновесии между металлами A и B возникает некоторая разность потенциалов. Допустим, что температура в местах спая проводников 1 и 2 различна. Так как интенсивность диффузии электронов зависит также и от температуры мест соединения проводников, т. э. д. с., возникающие в спаях 1 и 2 , будут различны. Электроны из более нагретых частей проводников будут диффундировать с большей интенсивностью, чем в обратном направлении. В таком проводнике появится т. э. д. с. и на концах его возникает разность потенциалов.

Учитывая сказанное, можно определить величину т. э. д. с. в цепи, изображенной на рис. 8.10:

$$E_{AB}(t, t_0) = e_{AB}(t) - e_{BA}(t_0), \quad (8.15)$$

где $E_{AB}(t, t_0)$ — суммарная т. э. д. с., определяемая действием обоих факторов; $e_{AB}(t)$ и $e_{BA}(t_0)$ — т. э. д. с., обусловленные контактной разностью потенциалов и разностью температур концов проводников A и B .

Порядок индексов при e указывает, при переходе от какого проводника к какому учитывается э. д. с. Если температура спая одинакова, то т. э. д. с. в цепи равна нулю, так как в обоих

случаях возникают т. э. д. с., равные по величине и направленные навстречу друг другу. Следовательно, при $t = t_0$

$$E_{AB}(t_0) = e_{AB}(t_0) - e_{BA}(t_0) = 0, \quad (8.16)$$

$$e_{BA}(t_0) = -e_{AB}(t_0). \quad (8.17)$$

Подставляя (8.17) в (8.15), получаем

$$E_{AB}(t, t_0) = e_{AB}(t) - e_{AB}(t_0). \quad (8.18)$$

Из уравнения (8.18) видно, что т. э. д. с. представляет собой сложную функцию двух переменных t и t_0 , т. е. температур обоих

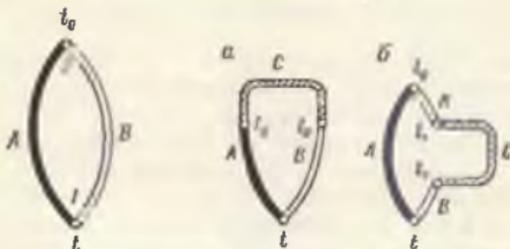


Рис. 8.9. Термоэлектрическая цепь, составленная из двух проводников

Рис. 8.10. Схемы включения третьего проводника

а — в спай термопары; б — в разрыв термоэлектрода

спаев. Поддерживая температуру одного из спаев постоянной, например $t_0 = \text{const}$, получаем

$$E_{AB}(t, t_0) = f(t). \quad (8.19)$$

Последнее выражение показывает, что если для данной термопары экспериментально, т. е. путем градуировки, найдена зависимость между т. э. д. с. и температурой, измерение температуры сводится к решению обратной задачи: измеряя т. э. д. с. термопары, можно определить значение интересующей нас температуры.

Для включения электрического прибора необходимо разорвать электрическую цепь термопары. Электрический прибор можно включить, разорвав цепь в одном из спаев (рис. 8.10, а) или разорвав один из термоэлектродов (рис. 8.10, б). Рассмотрим, какова будет суммарная т. э. д. с. в двух вариантах включения в цепь термопары третьего проводника С. Для случая, показанного на рис. 7.10, а,

$$E_{ABC}(t, t_0, t_0) = e_{AB}(t) + e_{BC}(t_0) + e_{CA}(t_0). \quad (8.20)$$

Если $t = t_0$, т. е. температуры спаев равны, то

$$E_{ABC}(t_0) = e_{AB}(t_0) + e_{BC}(t_0) + e_{CA}(t_0) = 0. \quad (8.21)$$

Из уравнения (8.21) очевидно, что

$$e_{BC}(t_0) + e_{CA}(t_0) = -e_{AB}(t_0). \quad (8.22)$$

Подставляя (8.22) в (8.20), мы получаем уравнение (8.18). Для случая, показанного на рис. 8.10, б.

$$E_{\text{ДВС}}(t, t_1, t_0) = e_{\text{ДВ}}(t) + e_{\text{ВС}}(t_1) + e_{\text{СВ}}(t_1) + e_{\text{ВА}}(t_0). \quad (8.23)$$

Если учесть, что

$$e_{\text{ВС}}(t_1) = -e_{\text{СВ}}(t_1) \text{ и } e_{\text{ВА}}(t_0) = -e_{\text{АВ}}(t_0),$$

то уравнение (8.23) также превращается в уравнение (8.18). Исходя из этого, можно сделать важный вывод: т. э. д. с. терморпары не изменяется от введения в ее цепь третьего проводника, если концы этого проводника имеют одинаковые температуры. Это означает, что в цепь терморпары можно включать соединительные провода, измерительные приборы и подгоночные сопротивления.

При неравенстве температур концов третьего проводника т. э. д. с. терморпары уменьшится на величину т. э. д. с. паразитной терморпары АС (см. рис. 8.10, а) или ВС (см. рис. 8.10, б) при температурах концов t_0 и t_0' или t_1 и t_1' .

Из сказанного следует, что для присоединения электроизмерительных приборов желательно употреблять проводники, незначительно отличающиеся по термоэлектрическим свойствам от термоэлектродов терморпары.

Как было установлено (8.19), т. э. д. с. является однозначной функцией измеряемой температуры лишь при условии поддержания неизменной температуры холодного спая, т. е. $t_0 = \text{const}$. Если температура холодного спая изменилась, то необходимо вводить соответствующую поправку.

Пусть температура холодных спаев, равная при градуировке t_0 , изменилась и стала равной t_0' . Тогда и т. э. д. с. терморпары $E_{\text{ДВ}}(t, t_0)$ будет отличаться от градуировочного ее значения $E_{\text{ДВ}}(t, t_0')$. Пользуясь уравнением (8.18), определим разность

$$E_{\text{ДВ}}(t, t_0) - E_{\text{ДВ}}(t, t_0') = e_{\text{ДВ}}(t) - e_{\text{ДВ}}(t_0) - e_{\text{ДВ}}(t) + e_{\text{ДВ}}(t_0'). \quad (8.24)$$

Произведя сокращения, получим

$$E_{\text{ДВ}}(t, t_0) - E_{\text{ДВ}}(t, t_0') = e_{\text{ДВ}}(t_0') - e_{\text{ДВ}}(t_0). \quad (8.25)$$

В уравнении (8.25) правая часть равна $E_{\text{ДВ}}(t_0', t_0)$, поэтому уравнение примет вид

$$E_{\text{ДВ}}(t_0', t_0) = E_{\text{ДВ}}(t, t_0) \pm E_{\text{ДВ}}(t, t_0'). \quad (8.26)$$

Знак «плюс» в формуле (8.26) относится к случаю, когда $t_0' > t_0$, а «минус» — к случаю $t_0' < t_0$.

Уравнение (8.26) показывает, что изменение температуры холодных спаев терморпары изменяет ее т. э. д. с. на величину т. э. д. с., развиваемой той же терморпарой при температурах горячих и холодных спаев, равных соответственно измененной (t_0') и первоначальной (t_0) температурам холодных спаев. Величину поправки $E_{\text{ДВ}}(t_0', t_0)$ можно получить для данной терморпары

из градуировочной таблицы или, при небольших значениях разности $t_0' - t_0$, из характеристической кривой.

На рис. 8.11 показана принципиальная схема термоэлектрического термометра. В его комплект входят термопара 1, соединительные провода 2 и электронизмерительный прибор 3.

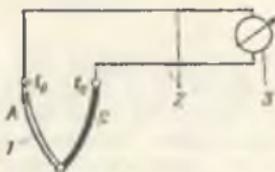


Рис. 8.11. Принципиальная схема термоэлектрического термометра

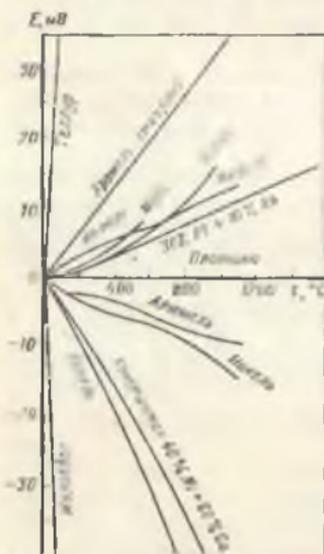


Рис. 8.12. Термоэлектрические характеристики термоэлектродных материалов

Термоэлектродные материалы, предназначенные для изготовления термопар, не должны изменять с течением времени своих физических свойств, не должны окисляться и поддаваться иным вредным воздействиям, величина т. э. д. с. этих материалов должна быть достаточной для точных измерений и изменяться однозначно в зависимости от температуры; температурный коэффициент электросопротивления их должен быть по возможности минимальным, а электропроводность — высокой.

На рис. 8.12 приведены термоэлектрические характеристики различных термоэлектродных материалов в паре с платиной, называемой нормальным термоэлектродом, так как платина более всего отвечает комплексу требований, предъявляемых к термоэлектродным материалам. На верхней половине графика представлены материалы, являющиеся положительными термоэлектродами по отношению к платине, на нижней — отрицательными.

Пользуясь приведенным графиком, можно построить градуировочные кривые для любой пары материалов, учитывая, что т. э. д. с., развиваемая этой парой при температуре горячего спая t , равна алгебраической разности т. э. д. с. этих материалов в паре с платиной при этой же температуре.

Термоэлектродные материалы, образующие стандартные термопары, собираются в соответствии с ГОСТ 3044-77. Для компенсации изменения температуры холодных спаев их надо отвести возможно дальше от объекта измерения, чтобы обеспечить их постоянную температуру. При этом термоэлектродные провода должны иметь те же термоэлектрические свойства, что и соеди-

няемые с их помощью электроды термопары, иначе в соединении проводов с электродами термопар может появиться т. э. д. с., которая будет причиной систематической погрешности. Схема соединения термопары с измерительным прибором термоэлектродными проводами показана на рис. 8.13. Температуры в точках 1 и 2 должны быть равны. Это достигается тем, что точки 1 и 2 помещают близко одна от другой в головке термопары.

Как видно из рис. 8.13, холодные спаи с температурой t_0 удалены от головки термопары на длину термоэлектродных проводов, что дает возможность термостатирования холодных спаев. Термоэлектродные провода можно соединять с измерительным прибором медными проводами.

В лабораторных условиях температуру холодных спаев обычно поддерживают равной 0°C , для чего места спая погружают в пробирки с маслом, которые в свою очередь помещают в сосуд Дьюара с тающим льдом.

На практике для автоматического введения поправки на температуру холодных спаев применяют мостовые электрические схемы. На рис. 8.14 приведена схема компенсационного моста КТ-08. Термопара включается последовательно с неуравновешенным мостом, три из которого R_1 , R_2 и R_3 выполнены из манганина, а четвертое R_4 — из меди. Схема питается от сети переменного тока. Добавочное сопротивление R_d предусмотрено для подгонки напряжения, подаваемого на мост. При постоянном напряжении источника питания изменением сопротивления R_d можно настраивать мост для работы с термопарами различных градуировок. Термопара соединяется с компенсационным

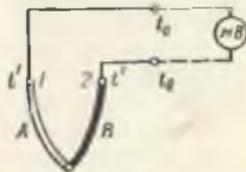


Рис. 8.13. Схема соединения термопары с измерительным прибором термоэлектродными проводами

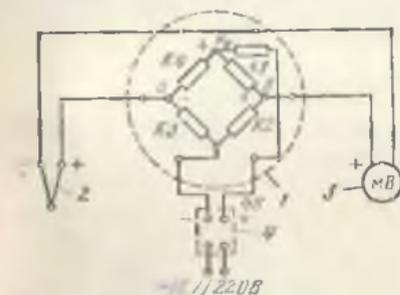


Рис. 8.14. Электрическая схема автоматической компенсации температуры холодных спаев термопары.

1 — компенсационный мост; 2 — термопара; 3 — индикаторный милливольтметр; 4 — источник питания

мостом термоэлектродными проводами, мост с измерительным прибором — медными.

При градуировочной температуре холодных спаев термопары мост находится в равновесии и разность потенциалов на вершинах моста ab равна нулю. С изменением температуры холодных спаев изменяется сопротивление R_4 , нарушается равновесие моста и на его вершинах ab возникает разность потенциалов, равная по величине и противоположная по знаку изменению т. э. д. с.

термопары, вызванному отклонением температуры ее холодных спаев от градуировочной.

Для измерения т. э. д. с. применяют потенциометры и милливольтметры. В настоящее время для работы в комплекте со стандартными термопарами выпускаются следующие типы электронных потенциометров:

- 1) самопишущие с ленточной диаграммой ЭПП-09МЗ;
- 2) малогабаритные самопишущие с ленточной диаграммой ПС1 и ПСР1 (буква «Р» в шифре означает наличие встроенного в прибор регулирующего устройства);
- 3) миниатюрные показывающие ППП-05 и ППР-4;
- 4) миниатюрные самопишущие ПСМ2 и ПСМР2. Запись в прямоугольных координатах, ширина ленты 100 мм (миниатюрные приборы выпускаются в прямоугольном корпусе 400×200×190 мм);
- 5) самопишущие с дисковой диаграммой ЭП-120 и ЭП-107;
- 6) показывающие с вращающимся циферблатом ЭПВ-2;
- 7) самопишущие и регулирующие с ленточной диаграммой ЭПР.

Техническая характеристика потенциометров регламентируется ГОСТ 7164-71. Согласно ГОСТ 9736-68 отечественная приборостроительная промышленность в настоящее время выпускает милливольтметры переносные, показывающие, класса точности 1, типа МПП и милливольтметры самопишущие, щитовые, профильные, класса точности 1,5, типа МПЦПр.

§ 7. ПИРОМЕТРЫ ИЗЛУЧЕНИЯ

Пирометрами излучения определяют температуру вещества по его излучению. Преимуществом этих приборов является то, что измерение температуры осуществляется без непосредственного контакта с измеряемой средой, следовательно, сам процесс измерения не искажает температурного поля измеряемого объекта. Методы оптической пирометрии теоретически не имеют верхнего температурного предела и могут быть применены для измерения высоких температур газовых потоков и плазмы.

Для измерения температуры можно использовать либо зависимость монохроматического излучения тела в функции температуры (так называемую спектральную светность), либо интегральное (полное) излучение. Спектральная и интегральная светности зависят от физических свойств вещества, поэтому шкалы пирометров градуируются по излучению абсолютно черного тела.

Абсолютно черным называют тело, поверхность которого поглощает все падающие на него лучи. В природе нет абсолютно черных тел, но есть тела, близкие к абсолютно черному. Так, тело, покрытое нефтяной сажей, поглощает до 96% лучистой энергии.

Оптические пирометры. Принцип действия этих приборов заключается в сравнении яркости (интенсивности излучения)

исследуемого тела в лучах определенной длины волны с яркостью нити лампочки накаливания, предварительно проградуированной по излучению абсолютно черного тела. Если два тела имеют в одном направлении одинаковую яркость, а следовательно, и одинаковую монохроматическую интенсивность излучения, они имеют и одинаковую температуру. При сравнении яркости тела и яркости нити накаливания последнюю наблюдают на фоне излучающего тела. Когда яркость нити накаливания идентична яркости тела, нить становится невидимой, поэтому такие пирометры называют оптическими пирометрами с исчезающей нитью. Схема такого прибора приведена на рис. 8.15.

При измерении температуры объектив 2 пирометра направляют на раскаленное тело 1 так, чтобы в окуляре 5 на фоне раскаленного тела была видна нить пирометрической лампы 4. Затем, перемещая объектив 2 и окуляр 5, добиваются четкого изображения раскаленного тела

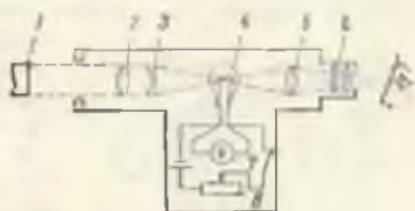


Рис. 8.15. Схема оптического пирометра с исчезающей нитью

и нити лампы в одной плоскости. Изменяя ток в фотометрической лампе с помощью реостата 8, добиваются совпадения яркости нити с яркостью исследуемого тела. Шкала показывающего прибора 7 градуируется непосредственно в градусах температуры излучения по абсолютно черному телу. Красный светофильтр 6 срезает коротковолновую часть излучения и в совокупности с человеческим глазом, который имеет избирательную чувствительность, обеспечивает восприятие практически монохроматического излучения.

Стабильность показаний оптического пирометра зависит от постоянства характеристик измерительного прибора и пирометрической лампы. Пирометрическая лампа в течение длительного срока сохраняет зависимость яркости нити от силы протекающего через нее тока, если температура не превышает 1400°C . Нагрев выше 1400°C приводит к распылению вольфрамовой нити и изменению ее сопротивления. С целью повышения предела измерения температуры применяют нейтральный (серый) светофильтр 3, который в одинаковой степени поглощает энергию всех длин волн.

Стекло серого светофильтра выбирают такой оптической плотности, чтобы при температуре излучателя выше 1400°C нить пирометрической лампы нагревалась до температур не выше 1400°C . В соответствии с этим оптический пирометр имеет две шкалы: одна шкала от 800 до 1400°C без использования нейтрального светофильтра, другая от 1400°C и выше — с введением нейтрального светофильтра. Выпускаемые отечественной промышленностью яркостные оптические пирометры ОППИР-017 предназначены для измерения температуры в интервале от 800 до 6000°C .

Погрешность при измерении температуры тел, приближающихся по своим свойствам к абсолютно черному телу, в пределах $\pm 1,5\%$ от диапазона шкалы. Для уменьшения влияния лучепоглощения промежуточной средой расстояние между телом, температура которого измеряется, и оптическим пирометром не должно превышать 5 м.

Фотоэлектрические яркостные пирометры. В отличие от рассмотренных пирометров фотоэлектрические яркостные пирометры можно использовать как стационарные приборы для непрерывного измерения, записи, сигнализации и регулирования температуры в различных технологических процессах. Принцип дей-

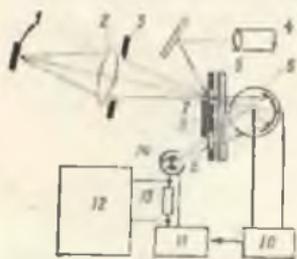


Рис. 816. Схема фотоэлектрического пирометра ФЭП-4

ствия яркостных фотоэлектрических пирометров так же, как и визуальных, основан на использовании зависимости монохроматической яркости от температуры. В этих приборах излучение действует на фотоэлектрические приемники (фотоэлементы, фотоумножители, фотодиоды и фотосопротивления).

Схема фотоэлектрического пирометра ФЭП-4 приведена на рис. 8.16. Изображение участка визируемой поверхности 1 фокусируется линзой 2 объектива на отверстие 7 в держателе светофильтра 5, установленном перед фотоэлементом 6. Дифрагма 3 и отверстие 7 ограничивают световой поток, падающий на фотоэлемент. Если изображение визируемого участка нагретой поверхности полностью перекрывает отверстие 7, то величина светового потока, падающего на катод фотоэлемента, зависит только от яркости визируемой поверхности, а следовательно, от ее температуры. Через отверстие 8 в том же держателе светофильтра на катод фотоэлемента падает световой поток от лампы накаливания 14. Эта лампа осуществляет в приборе обратную связь по световому потоку. Световые потоки от визируемой поверхности 1 и лампы обратной связи 14 модулируются в противофазе с частотой 50 Гц при помощи вибрирующей заслонки 9. Заслонка поочередно прикрывает и открывает каждое из отверстий 7 и 8. Если световые потоки, падающие на катод фотоэлемента от измеряемого объекта 1 и лампы 14, не одинаковы, то в токе фотоэлемента появится переменная составляющая с частотой 50 Гц, а величина ее будет пропорциональна разности указанных потоков. Переменная составляющая после усиления в усилителе 10 и выпрямления фазовым детектором поступает в выходной каскад усилителя 11, что вызывает изменение силы тока в лампе обратной связи. Ток лампы обратной связи, однозначно связанный со световым потоком, характеризует яркость, а следовательно, и температуру визируемого объекта.

Последовательно с лампой обратной связи включено калиброванное сопротивление 13. Падение напряжения на сопротивлении, пропорциональное силе тока в лампе, измеряется электронным потенциометром 12, градуированным в градусах яркостной температуры излучателя. Наводка пирометра на измеряемый объект осуществляется с помощью окуляра 4.

В комплект пирометра ФЭП-4 входят: визирная головка, силовой блок, стабилизатор напряжения, электронный быстродействующий потенциометр БП-516 и разделительный трансформатор. Предел измерения 500—2000° С, погрешность измерений $\pm 1\%$.

Пирометры полного излучения. Такие пирометры еще назы-

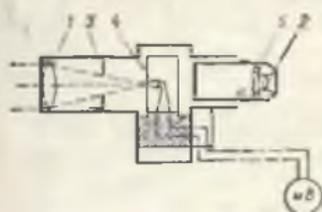


Рис. 8.17. Схема пирометра РПС

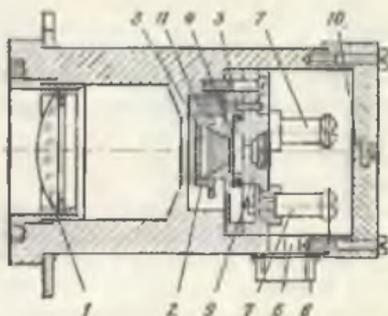


Рис. 8.18. Устройство пирометра РАПИР

вают радиационными. Они основаны на принципе определения температуры тела по тепловому действию лучистой энергии. Действие прибора заключается в следующем: испускаемые нагретым телом лучи собираются линзой и направляются на теплоприемник — термоэлектрическую батарею, состоящую из нескольких миллионнерционных, последовательно соединенных термопар. В качестве измерительных приборов применяют милливольтметры, автоматические потенциометры и уравновешенные мосты.

Промышленность выпускает стационарные пирометры полного излучения (радиационные) РПС с пределами от 90 до 1800° С и пирометры РАПИР с диапазоном измерения от 100 до 4000° С.

Схема пирометра РПС изображена на рис. 8.17. Объектив пирометра линзой 1 направляют на излучающий объект, температуру которого нужно измерить. Лучи проходят через ограничивающую диафрагму 3 и фокусируются на термоэлектрической батарее 4, состоящей из четырех последовательно соединенных термопар с диаметром электродов 0,07 мм. Для защиты от тепловых потерь и механических повреждений термобатарея помещена в стеклянный баллон, заполненный воздухом. Спай термопар прикреплены к крестообразной пластинке из платиновой фольги, покрытой платиновой чернью, для лучшего поглощения лучей.

Холодные спай термопар укреплены в стеклянном баллоне на слюдяной пластинке, а соединительные провода выведены через цоколь стеклянного баллона к клеммам на корпусе телескопа. Перед окулярной линзой 2 помещено цветное (дымчатое или красное) стекло 5 для защиты глаз при установке пирометра.

Недостатком прибора является небольшая т. э. д. с., развиваемая термобатареей из четырех хромель-копелевых термопар (около 20 мВ при 1800° С), и большая тепловая инерция (около 12 с).

На рис. 8.18 изображено устройство пирометра РАПНР. Тепловые лучи от измеряемого объекта, пройдя через линзу 1 и диафрагму 2, фокусируются на термобатарею 4, расположенной в конусообразной камере 3. В этой камере укреплена компенсационная катушка 5 из никеля, подключенная параллельно выводам термобатареи. Стенки конусообразной батареи зачернены для поглощения отраженных лучей. Термобатарея собрана из десяти V-образных термопар, соединенных последовательно. Звездообразное расположение термопар позволяет улучшить фокусировку телескопа. Концы термобатареи выведены на зажимы 7, к которым соединительным кабелем, выходящим через отверстие 6, штупцер 8, подключается вторичный прибор. Наводка телескопа выполняется через визирное отверстие 9 и окуляр 10. Чувствительность регулируют перемещением диафрагмы с помощью трубки 11. Выпускаемые телескопы могут работать с одним или двумя пирометрическими милливольтметрами, а также с автоматическим потенциометром и одним милливольтметром.

Для работы с различными вторичными измерительными приборами пирометры полного излучения снабжают панелью с эквивалентными и уравнительными сопротивлениями.

Глава 9

ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ПАРА

Измерение расхода протекающей по трубопроводу жидкости, газа или пара за определенный отрезок времени или в каждый данный момент имеет большое значение для учета нефтепродуктов, газа и пара при отпуске их, а также для контроля и регулирования технологических процессов бурения, добычи, транспорта и переработки нефти и газа. Объем или масса нефти, воды и газа, добываемые из каждой скважины, является не только учетным фактором, но представляет собой важнейший параметр, по которому определяют ход разработки нефтяного месторождения и геолого-техническое состояние данной скважины. Режим эксплуа-

тации газокompрессорной скважины определяется объемом вещества и давлением, под которым в нее подается рабочий агент.

Технологический процесс подготовки нефти на промыслах (обезвоживание, обессоливание и стабилизация) протекает при определенных расходах сырой нефти, воды и химического реагента, значение которых необходимо контролировать и регулировать. Метод поддержания пластового давления нефтяного месторождения законтурным и внутриконтурным заводнением предусматривает закачку в пласт через нагнетательные скважины больших объемов воды, учет которых для контроля процесса заводнения обязателен. Технологический процесс гидравлического разрыва пласта возможен только при непрерывном контроле расхода и объема жидкости, закачиваемой в пласт.

Измерение расхода сырья, полуфабрикатов, реагентов и целевых продуктов является важнейшим условием управления технологическим процессом переработки нефти и газа.

Расходом вещества называется объем или масса вещества, проходящего через данное сечение канала в единицу времени. В зависимости от применяемых единиц определяют расход объемный или массовый. Приборы для измерения расхода называются расходомерами. Интегрирующие приборы для измерения объема или массы называются счетчиками.

В соответствии с определением единицами расхода в системе единиц СИ будут $\text{м}^3/\text{с}$ и $\text{кг}/\text{с}$. Иногда расход определяют также в $\text{м}^3/\text{ч}$, $\text{л}/\text{с}$, $\text{кг}/\text{ч}$, $\text{т}/\text{ч}$.

По принципу действия расходомеры можно разделить на следующие группы: объемные, переменного перепада давления, постоянного перепада давления, переменного уровня, тахометрические, скоростные, инерционные, электромагнитные, ультразвуковые и радиоактивные.

§ 1. ОБЪЕМНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Принцип действия объемных расходомеров основан на периодическом или непрерывном отсчете порций измеряемого вещества прибором, имеющим измерительную камеру определенного объема. Расход вещества за любой промежуток времени является суммой измеренных объемов, отнесенных к определенному периоду времени:

$$Q = \frac{nq}{t_2 - t_1}, \quad (9.1)$$

где q — объем измерительной камеры прибора; n — число измеренных объемов; $t_2 - t_1$ — промежуток времени, в течение которого производились измерения.

Простейшим объемным прибором для измерения объема вещества является мерный бак или мерник. Мерник представляет собой сосуд любого поперечного сечения, имеющий устройство

для измерения уровня вещества (мерную линейку, водосмерную трубку со шкалой, поплавковое устройство и т. п.). Точность измерения расхода жидкости мерником зависит от цены деления шкалы и от отношения высоты мерника к его диаметру. Чем это отношение больше, тем выше точность измерения, так как с увеличением отношения H/D уменьшается цена деления шкалы, а следовательно, погрешность отсчета будет иметь меньшее абсолютное значение.



На рис. 9.1 показана схема работы объемного счетчика СВШ с овальными шестернями. Шестерни размещены внутри пустотелого закрытого корпуса на двух параллельных осях. Ось одной из шестерен вращает счетный механизм, расположенный снаружи крышки. Поверхности шестерен должны возможно ближе прилегать к поверхности корпуса, так как от этого зависит точность измерения. При протекании жидкости через измерительную камеру под действием разности давлений на входе и выходе возникает вращающий момент, обусловленный овальной формой шестерен. При каждом обороте шестерни подают определенный объем жидкости из входной полости камеры в выходную. Следовательно, объемное количество жидкости, протекающей через счетчик, равно произведению измерительного объема камеры на число оборотов шестерен. Таким образом, измерение объема жидкости сводится к измерению числа оборотов. За время одного рабочего цикла из измерительной камеры вытесняются четыре серпо-

Рис. 9.1. Объемный счетчик СВШ с овальными шестернями

образных объема (заштрихованы), которые и составляют измерительный объем камеры.

Такие счетчики выпускаются для измерения объема воды, легких нефтепродуктов и масел. В последнее время их применяют на нефтяных промыслах для измерения нефти, добываемой из скважин. Калибр выпускаемых счетчиков от 12 до 250 мм, предел измерения от 0,01 до 250 м³/ч. Погрешность измерения $\pm 0,5$ —1,0%.

На таком же принципе, как и описанные выше счетчики СВШ, работают ротационные газовые счетчики (рис. 9.2), в которых вместо шестерен на двух горизонтальных параллельных осях расположены два овальных гладких ротора 2, соприкасающихся друг с другом и с внутренней поверхностью корпуса. Вал одного из роторов, выведенный наружу, приводит в движение счетный механизм 1. Предел измерения выпускаемых ротационных газовых счетчиков до 600 м³/ч. Погрешность измерения ± 2 %.

К объемным расходомерам относятся также лопастные, которые применяются для измерения светлых нефтепродуктов и дру-

гих продуктов нефтепереработки (типов ЛЖУ и ЛЖЛ). Различные конструктивные схемы этих приборов (рис. 9.3) основаны на общем принципе измерения проходящей через него жидкости путем периодического отсечения определенных объемов выдвигающимися лопастями.

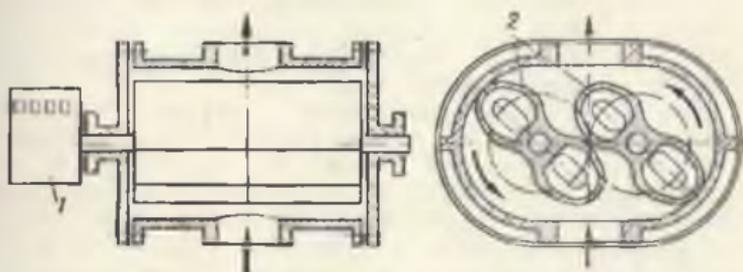


Рис. 9.2. Ротационный газовый счетчик

На рис. 9.3, а изображен счетчик с эксцентрично расположенным в измерительной камере цилиндрическим барабаном 1, в прорезях которого перемещаются четыре лопасти 2. Под действием пружин 3 они постоянно прижаты к внутренней поверхности

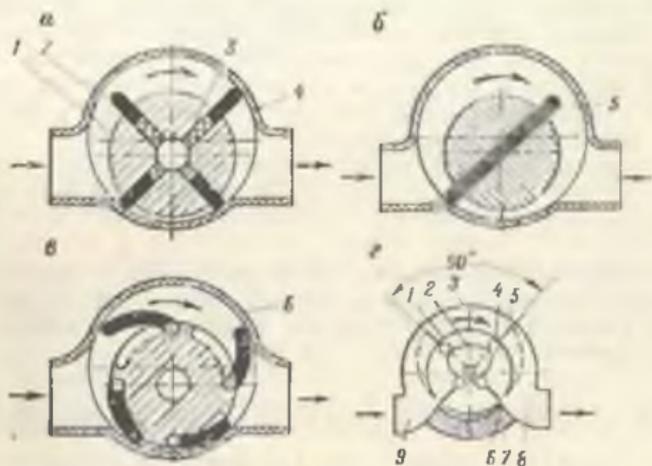


Рис. 9.3. Лопастные счетчики

камеры 4. В прорези барабана может находиться и одна цельная лопасть 5 (рис. 9.3, б). В этом случае внутренняя поверхность измерительной камеры в плане имеет форму «улитки Паскаля». Такая кривая, как известно, обладает тем свойством, что все хорды, проведенные через ее полюс, совпадающий с центром вращения барабана, равны. Поэтому лопасть, перемещаясь в прорези

барабана, находится в постоянном контакте со стенкой камеры. На рис. 9.3, а изображена схема, по которой криволинейные лопасти 6, одним концом шарнирно укрепленные в барабане, при его вращении под действием центробежных сил постоянно прижимаются к стенке измерительной камеры.

Основным недостатком рассмотренных схем является непосредственный контакт поверхностей измерительной камеры с лопастями, что приводит к их интенсивному износу и, как следствие, потере метрологических качеств счетчика.

В этом отношении более совершенной следует считать схему, представленную на рис. 9.3, б. Здесь исключено непосредственное соприкосновение лопастей с внутренней поверхностью измерительной камеры путем создания гарантированного зазора, обеспечивающего гидравлическое уплотнение между входной 9 и выходной 8 полостями счетчика. В соответствии с этой схемой вокруг неподвижно расположенного в центре измерительной камеры кулачка 2 вращается ротор, состоящий из барабана 1 и двух взаимно перпендикулярно расположенных лопастей 5, снабженных роликами 4. Положение лопастей в каждый момент времени определяется профилем кулачка (на рисунке траектория движения лопастей показана пунктиром). Измерение количества жидкости происходит за счет периодического отсекаания определенных ее объемов, заключенных в полости между двумя лопастями (в момент их максимального вылета), уплотняющей поверхностью измерительной камеры 3 (на участке дуги в 90°), цилиндрической поверхностью барабана и торцовыми крышками. Для разделения входной и выходной полостей предусмотрен вкладыш 7, имеющий по концам участки уплотняющей поверхности 6.

Количество жидкости, измеренное прибором, зависит от объема измерительной камеры q и числа оборотов n рабочего органа:

$$Q = qn. \quad (9.2)$$

Отечественной промышленностью выпускаются приборы для измерения углеводородных жидкостей (продуктов нефтепереработки) типов ЛЖ, ЛЖУ, ЛЖУА. Погрешность измерения не превышает $\pm 0,5\%$.

§ 2. РАСХОДОМЕРЫ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Расходомеры переменного перепада давления являются наиболее универсальными, так как позволяют измерять расход жидкостей, газов и пара, протекающих в трубопроводах, практически при любых давлениях и температурах. Расход вещества связан с его движением. Вследствие этого неизбежна взаимосвязь между массой вещества и ее энергетическим состоянием, характеризующимся переходом энергии покоя (запаса энергии), т. е. статического давления в энергию движения — кинетическую энергию. Эта связь выражается в изменении статического давления, необходимого

для придания потоку дополнительной скорости при преодолении сопротивления на пути потока.

Для измерения расхода вещества расходомером переменного перепада давления в трубопроводе на пути потока устанавливается сужающее устройство (дроссельный орган). Поток жидкости, протекающей через сужающее устройство, имеет вид, представленный на рис. 9.4, а.

Струя жидкости, протекающей по трубопроводу, сжимается, достигая наименьшего сечения на некотором расстоянии после диафрагмы. Далее струя постепенно расширяется до полного сечения трубопровода. На рис. 9.4, б приведена диаграмма распределения давления в трубопроводе до и после сужающего устройства.

Как видно из диаграммы, с приближением струи к сужению давление падает, достигая наименьшей величины в месте наибольшего сужения струи, и далее давление вновь возрастает, причем оно полностью не восстанавливается. Величина Δp является потерей давления, обусловленной потерей энергии при протекании потока через дроссельный орган.

Разность давлений Δp до и после сужения называется перепадом давления. Изменение давления при протекании потока через сужающее устройство является следствием изменения потенциальной и кинетической энергии потока. Величина перепада давления поэтому является мерой средней скорости его, а, следовательно, и мерой расхода. Таким образом, измеряя перепад давления дифференциальным манометром и зная зависимость между перепадом давления и расходом, можно измерить расход.

Чтобы вывести зависимость между перепадом давления и расходом, воспользуемся уравнением энергии потока несжимаемой жидкости (см. рис. 9.4):

$$\frac{p_1}{\rho} + \frac{\omega_1^2}{2} = \frac{p_2}{\rho} + \frac{\omega_2^2}{2} + h_{tr} \quad (9.3)$$

где p_1 и p_2 — давления соответственно в сечениях I и II (см. рис. 9.4, а); ω_1 и ω_2 — скорости потока соответственно в сечениях I и II; h_{tr} — энергия, потраченная на трение; ρ — плотность протекающего вещества; p/ρ — статический напор или потенциальная энергия потока; $\omega^2/2$ — скоростной напор, или кинетическая энергия потока.

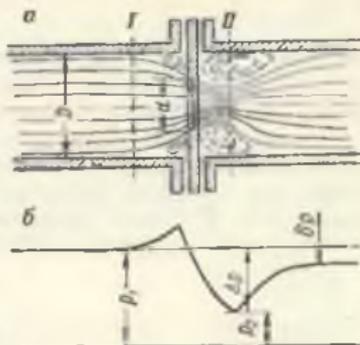


Рис. 9.4. Характер потока (а) и распределение давления (б) при установившемся течении в трубопроводе сужающего устройства

Умножив левую и правую части равенства (9.3) на ρ , получим

$$\rho_1 + \frac{\omega_1^2}{2} \rho = \rho_2 + \frac{\omega_2^2}{2} \rho + h_t \rho. \quad (9.4)$$

Вследствие малого расстояния между сечениями *I* и *II* можно пренебречь потерей энергии на трение h_t при движении потока. Тогда после преобразования равенство (9.4) примет вид

$$\rho_1 - \rho_2 = \frac{\rho}{2} (\omega_2^2 - \omega_1^2). \quad (9.5)$$

Согласно уравнению непрерывности струи

$$F_1 \omega_1 = F_2 \omega_2, \quad (9.6)$$

где F_1 — площадь поперечного сечения потока в плоскости *I*; F_2 — площадь поперечного сечения потока в месте наибольшего сужения струи в плоскости *II*.

Величину F_2 определить невозможно, поэтому при расчетах пользуются площадью отверстия сужающего устройства F_0 , величина которого может быть определена измерением. Зависимость между F_0 и F_2 может быть выражена через коэффициент сужения μ , который связан с формой сужения формулой

$$F_2 = \mu F_0. \quad (9.7)$$

Подставляя уравнение (9.7) в (9.6) и решая его относительно ω_1 , получаем

$$\omega_1 = \omega_2 \mu \frac{F_0}{F_1}. \quad (9.8)$$

Обозначив внутренний диаметр трубопровода через D , а диаметр отверстия истечения через d , можно записать отношение

$$\frac{F_0}{F_1} = \frac{d^2}{D^2} = m. \quad (9.9)$$

Тогда уравнение примет вид

$$\omega_1 = \omega_2 \mu \frac{d^2}{D^2} = \omega_2 \mu m. \quad (9.10)$$

Пользуясь уравнениями (9.5) и (9.10), получим формулу, определяющую теоретическую скорость ω_2 в месте наибольшего сужения в плоскости *II*:

$$\omega_2 = \frac{1}{\sqrt{1 - \mu^2 m^2}} \sqrt{\frac{2}{\rho} (\rho_1 - \rho_2)}. \quad (9.11)$$

В реальных потоках положение плоскостей *I* и *II*, соответствующих наибольшему перепаду давления, зависит от температуры, вязкости жидкости и ряда других факторов. Поэтому практически давление измеряют непосредственно у плоскостей сужающего устройства. Переходя к действительным условиям, в пра-

вую часть уравнения вводит коэффициент ξ , учитывающий погрешность измерения давления не в плоскостях I и II, а непосредственно у плоскостей сужающего устройства. Уравнение скорости в наиболее узком сечении потока примет вид

$$w_2 = \frac{\xi}{\sqrt{1 - \mu^2 m^2}} \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_1 - p_2)}. \quad (9.12)$$

Объемный расход несжимаемой жидкости Q равен произведению площади на скорость потока в этом сечении:

$$Q = \mu F_0 w_2 = \frac{\xi \mu F_0}{\sqrt{1 - \mu^2 m^2}} \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_1 - p_2)}. \quad (9.13)$$

Коэффициенты ξ и μ зависят от одних и тех же причин: вязкости, трения и формы дроссельного органа. Поэтому оба эти коэффициента объединяют одним коэффициентом, который называется коэффициентом расхода

$$\alpha = \frac{\xi \mu}{\sqrt{1 - \mu^2 m^2}}. \quad (9.14)$$

Коэффициент расхода определяется опытным путем. С учетом (9.14) объемный расход

$$Q = \alpha F_0 \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_1 - p_2)}. \quad (9.15)$$

Массовый расход равен объемному, умноженному на плотность ρ измеряемого вещества:

$$Q_m = \alpha F_0 \sqrt{2\rho (p_1 - p_2)}. \quad (9.16)$$

При движении через дроссельный орган сжимаемой среды (газа или пара) плотность ее будет изменяться. Кроме того, вследствие снижения давления в дроссельном органе происходит процесс расширения и кинетическая энергия потока получает приращение. Поэтому в уравнение расхода вводят коэффициент расширения ϵ , учитывающий влияние сжимаемости.

Уравнения объемного и массового расхода примут вид

$$Q = \alpha \epsilon F_0 \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_1 - p_2)}, \quad (9.17)$$

$$Q_m = \alpha \epsilon F_0 \sqrt{2\rho (p_1 - p_2)}. \quad (9.18)$$

Поскольку при прохождении вещества через сужающее устройство плотность вещества уменьшается и давление падает, в формулах (9.17) и (9.18) принимается плотность среды перед сужающим устройством. Полученные уравнения справедливы для тех случаев, когда скорость потока не достигает критической величины, т. е. скорости звука.

Коэффициент расхода, определяемый опытным путем, зависит от числа подобия критерия Рейнольдса Re — величины, связы-

вающей геометрические параметры потока, силы инерции (кинетической) и силы вязкости (работы сил внутреннего трения жидкости):

$$Re = \frac{\omega D \rho}{\mu} = \frac{\omega D}{\gamma} \quad (9.19)$$

где ω — средняя скорость среды в трубопроводе; D — внутренний диаметр трубопровода; μ — коэффициент динамической вязкости; $\gamma = \frac{\mu}{\rho}$ — коэффициент кинематической вязкости.

Параметр подобия Re является величиной безразмерной. При больших числах подобия коэффициенты расхода дроссельных органов становятся постоянными, т. е. не зависящими от скорости, вязкости и плотности протекающего вещества. Число подобия, при котором прекращается эта зависимость, называется предельным числом подобия $Re_{пр}$. Оно зависит от формы сужающего устройства и величины m . Геометрически подобные сужающие устройства имеют одно и то же значение $Re_{пр}$. Таким образом, коэффициент расхода для данного сужающего устройства является постоянной величиной только при условии $Re \geq Re_{пр}$. Поэтому для определения исходного коэффициента расхода необходимо знать величину Re .

В случае измерения расхода жидкости при постоянной температуре, вычислив постоянные величины и приведя к единице измерения расхода, получаем

$$Q = c\sqrt{\Delta p}, \quad (9.20)$$

где коэффициент c включает все величины, постоянные для данной установки и не изменяющиеся в процессе измерения.

В комплект установки для измерения расхода по переменному перепаду давления входят: сужающее устройство, соединительные линии (импульсные трубки), дополнительные устройства (разделительные сосуды, отстойники, конденсационные сосуды) и измерительный прибор — дифференциальный манометр (см. гл. 7).

Сужающие устройства предназначены для создания местного сопротивления на пути потока с целью преобразования статического напора в кинетическую энергию потока. Существует три типа нормализованных сужающих устройств: нормальные диафрагмы, нормальные сопла и нормальные трубы Вентури. Основные геометрические размеры сужающих устройств и правила их установки регламентированы «Правилami 28-64».

Для непрерывного суммирования значения расхода за определенный промежуток времени применяют пневматический интегрирующий прибор ПИК-1 (интегратор). Прибор может работать с любым дифманометрическим датчиком, имеющим пневматическую дистанционную передачу с унифицированным выходным сигналом. Интегратор состоит из двух частей: механической и пневматической, включающей измерительный узел и узел преоб-

разования сигнала, пропорционального разности давлений, в сигнал, пропорциональный расходу.

Схема интегратора ПИК-1 показана на рис. 9.5. Входной сигнал, поступающий от датчика (дифманометра), подводится к сильфону 1, дно которого жестко связано с рычагом 2, подвешенным к неподвижному основанию прибора на двух крестообразных плоских пружинах. На левом конце рычага располагаются заслонка 3 и корректор пуля 12. Заслонка 3 прикрывает измерительное сопло 4 усилительного реле 13; линия сопла связана с камерами В этого реле. Давление, устанавливающееся в камере В и

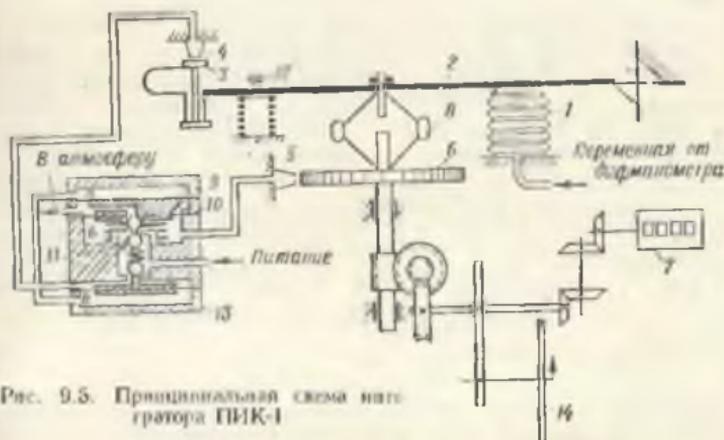


Рис. 9.5. Принципиальная схема интегратора ПИК-1

выходной линии реле, подводится к так называемому разгонному соплу 5. Струя сжатого воздуха, вытекающая из этого сопла, вращает ротор 6, который с помощью червячной и шестеренчатой передач соединен со счетчиком 7 и шкалой для точного отсчета 14. На оси ротора размещен центробежный регулятор 8, связанный с рычагом 2.

Усилие, развиваемое сильфоном 1 при подводе к нему давления, поворачивает рычаг 2 вокруг точки опоры. При возрастании давления в сильфоне 1 рычаг 2 перемещается вверх и заслонка 3 прикрывает сопло 4. Давление в линии сопла и камерах В усилительного реле 13 увеличивается, а мембраны 9 и 10, прогибаясь вниз, заставляют шарик 11 отойти от седла и открыть доступ воздуха в камеру В из камеры А, связанной с линией питания. Давление на выходе блока начнет повышаться, и из сопла 5 будет вытекать более мощная струя воздуха, а скорость ротора увеличится. Под действием центробежной силы грузы регулятора 8 начнут расходиться и переместят рычаг 2 вниз, вследствие чего заслонка 3 сойдет от сопла 4. Таким образом, в этом приборе отрицательная обратная связь осуществляется при помощи цен-

тробежного регулятора. Увеличение скорости вращения ротора через зубчатую передачу сообщается счетчику, который суммирует обороты ротора по времени.

Когда давление в сильфоне 1 постоянно, усилие сильфона уравновешивается усилием, создаваемым центробежным регулятором, рычаг 2 находится в равновесии, и заслонка 3 занимает постоянное положение относительно сопла 4. Давление на выходе реле тоже постоянно, а следовательно, постоянна и скорость вращения ротора. При снижении давления в сильфоне 1 прибор работает в обратном направлении и скорость вращения ротора уменьшается.

В рассматриваемом интеграторе вследствие обеспечения линейной зависимости между скоростью вращения ротора 6 и расходом механический счетчик 7, складывая число оборотов ротора, суммирует расходы. Получается это следующим образом. Как видно из (9.20), расход Q пропорционален корню квадратному из перепада давлений Δp . Дифманометр измеряет перепад, и сигнал давления p , формирующийся на его выходе, пропорционален перепаду, следовательно, этот сигнал пропорционален второй степени расхода, т. е. $p = kQ^2$, где k — коэффициент пропорциональности.

Сила F , действующая на дно сильфона 1, равна произведению p на площадь дна f , поэтому можно написать:

$$F = fp = fkQ^2 = k_1Q^2. \quad (9.21)$$

Действие силы F на рычаг 2 уравновешивается центробежной силой s , развиваемой в регуляторе 8. Известно, что центробежная сила пропорциональна квадрату угловой скорости ω , т. е. $s = k_2\omega^2$, где k_2 — коэффициент пропорциональности. Приравняв усилия F и s , получаем, что скорость вращения ротора пропорциональна первой степени расхода: $\omega = k_2Q$.

Показания прибора при любом максимальном расходе в течение 1 ч изменяются на 120 единиц. Поэтому для того, чтобы найти истинный расход за любой промежуток времени, необходимо разность показаний прибора, снятую за этот период времени, умножить на коэффициент, величина и размерность которого должны соответствовать шкале. Чтобы получить максимальный расход при 100%-ной шкале, нужно 120 умножить на постоянную интегратора, равную 0,833%. Для шкалы 250 м³/ч постоянная интегратора равна 2,083 м³/ч и т. п. Для каждой из шкал стандартного ряда рассчитывается постоянная времени интегратора.

Весь механизм интегратора размещен в прямоугольном корпусе с выдвигающей крышкой. На крышке крепятся счетчик 7 и шкала для точного отсчета 14. На задней стенке корпуса имеются два пневматических разьема для штекерного подсоединения прибора. Интегратор устанавливается на щите с помощью двух прижимных кронштейнов и винтов.

Погрешность интегратора от 30 до 100% шкалы при температуре $20 \pm 5^\circ \text{C}$ не превышает +1% от расчетной разности показаний счетчика, соответствующей номинальной величине входного сигнала на верхнем пределе измерений.

Значение измеренного расхода вещества в трубопроводе зависит от его плотности. В свою очередь, плотность жидкости зависит от температуры, а плотность пара и газа, кроме того, и от давления. Если при измерении расхода по методу переменного перепада давления не учитывать этого обстоятельства, то результат будет содержать значительную погрешность.

Для получения действительного значения измеренного расхода вещества необходимо вводить поправку на изменение температуры и давления. Расход вещества с учетом его давления и температуры можно определить из уравнения

$$Q = c \sqrt{\frac{ph}{T}}, \quad (9.22)$$

где c — постоянный коэффициент; h — перепад давления на сужающем устройстве; p — давление среды перед диафрагмой; T — абсолютная температура среды перед диафрагмой.

Для автоматического введения поправок в измерительной установке применяют специальные счетно-решающие устройства, получающие сигналы от измерителей перепада давления, давления и температуры.

§ 3. РАСХОДОМЕРЫ ПОСТОЯННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

У приборов этого типа измеряемое вещество (жидкость или газ) проходит непосредственно через расходомер, причем площадь проходного отверстия изменяется в зависимости от расхода, а перепад давления остается постоянным. Измерительная часть прибора (рис. 9.6) представляет собой вертикально расположенную трубку 1, в которой находится поплавок 2.

Перепад давления при протекании через коническую трубку жидкости определяется весом поплавка и его геометрической формой. Поскольку эти параметры при измерении расхода не изменяются, перепад давления остается постоянным. При постоянном перепаде давления площадь кольцевого сечения между внутренними стенками конической трубки и поплавком пропорциональна расходу жидкости, протекающей в данный момент. В конической трубке площадь кольцевого сечения изменяется пропор-

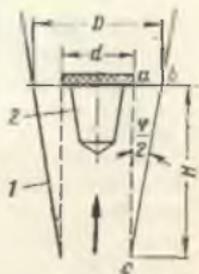


Рис. 9.6. Схема измерительной части расходомера постоянного перепада давления

ционально высоте. Следовательно, поплавок изменяет свое положение по высоте в зависимости от расхода вещества.

Вес поплавка в рабочем состоянии, т. е. при полном погружении в измеряемую среду,

$$G = Vg(\rho_n - \rho), \quad (9.23)$$

где V — объем поплавка; ρ_n — плотность материала, из которого изготовлен поплавок; ρ — плотность измеряемой жидкости; g — ускорение силы тяжести.

При этом сила тяжести поплавка G будет направлена вниз и уравновешивается силой S , направленной вверх:

$$G = S; \quad (9.24)$$

$$S = (p_1 - p_2) f_0, \quad (9.25)$$

где p_1 — давление жидкости перед поплавком; p_2 — давление жидкости после поплавка; f — площадь мидельового сечения поплавка.

Силой трения пренебрегаем. Решая совместно (9.23), (9.24) и (9.25), определяем перепад давления на длине поплавка:

$$p_1 - p_2 = \Delta p = \frac{Vg(\rho_n - \rho)}{f_0}, \quad (9.26)$$

Равенство (9.26) показывает, что перепад давления зависит от объема, площади сечения, плотностей поплавка и жидкости, т. е. от величин, не изменяющихся в процессе измерения. Следовательно, перепад давления при измерении расхода вещества постоянен.

Скорость истечения жидкости в кольцевом зазоре между стенками измерительной конической трубки и поплавком определяется формулой

$$w = \sqrt{\frac{2(p_1 - p_2)}{\rho}}, \quad (9.27)$$

откуда

$$p_1 - p_2 = \frac{w^2 \rho}{2}. \quad (9.28)$$

Приравнявая (9.26) к (9.28), получаем

$$\frac{w^2 \rho}{2} = \frac{Vg(\rho_n - \rho)}{f_0}, \quad (9.29)$$

откуда

$$w = \sqrt{\frac{2Vg(\rho_n - \rho)}{\rho f_0}}. \quad (9.30)$$

Зная скорость потока в кольцевом зазоре и площадь его при данном положении поплавка, можно определить объемный расход измеряемой среды

$$Q = \alpha F \sqrt{\frac{2Vg(\rho_n - \rho)}{\rho f_0}}, \quad (9.31)$$

где α — коэффициент расхода (безразмерный), учитывающий влияние трения жидкости о поплавки и стенки трубки, потери напора вследствие образования вихрей до и после поплавка и вследствие изменения формы струи при протекании через кольцевое сечение.

При измерении методом постоянного перепада давления массовый расход определяется по формуле, аналогичной (9.31), если умножить объемный расход на плотность вещества:

$$Q_m = Q_V = \alpha F \sqrt{\frac{2V \rho g (\rho_n - \rho)}{f_0}} \quad (9.32)$$

Зависимость между расходом и перемещением поплавка определяется путем подстановки в уравнение (9.31) или (9.32) значений площади кольцевого зазора, выраженной в функции подъема H поплавка. Формула эта имеет вид

$$Q = \alpha l H d \operatorname{tg} \frac{\varphi}{2} \sqrt{\frac{2V g (\rho_n - \rho)}{f_0}} \quad (9.33)$$

Так как можно принять

$$f_0 = \frac{\pi d^3}{4} \quad \text{и} \quad V g (\rho_n - \rho) = G_n,$$

где G_n — вес поплавка в измеряемой жидкости, то формула расхода примет вид

$$Q = 2\pi H \operatorname{tg} \frac{\varphi}{2} \sqrt{\frac{8\pi G_n}{\rho}} \quad (9.34)$$

где φ — угол конусности измерительной трубки.

Приборы для измерения расхода по методу постоянного перепада давления являются сравнительно точными, однако на результат измерения влияют факторы, которые следует учитывать. К этим факторам относятся: изменение плотности, вязкости, влияние отклонения прибора от вертикального положения.

Существующие расходомеры постоянного перепада давления можно разделить на две основные группы: расходомеры со свободно перемещающимся погруженным поплавком и расходомеры с погруженным цилиндрическим поршнем. В технике наиболее широко применяют приборы первой группы, которые известны под названием ротаметры. По способу передачи показаний ротаметры выпускаются следующих видов: стеклянные с непосредственным отсчетом показаний, бесшкальные с электрическим и пневматическим преобразователями.

Ротаметры со стеклянной трубкой выпускают на пределы измерений по воде до 3000 л/ч и по воздуху до 40 м³/ч. Предельное статическое давление 0,58 МПа. При более высоких статических давлениях применяют приборы с металлической измерительной трубкой.

На рис. 9.7 показана принципиальная схема расходомера типа РЭД с электрическим дифференциально-трансформаторным преобразователем для передачи показаний на расстояние. Измерительная часть представляет собой металлический корпус 1 с диафрагмой 2, внутри которой перемещается поплавок 3, жестко посаженный на штоке 4. На верхней части штока закреплен сердечник 5 дифференциально-трансформаторного преобразователя. Сердечник перемещается внутри разделительной трубки 6, снаружи которой находится катушка датчика. Эти расходомеры рассчитаны на статическое давление до 6,27 МПа. Пределы измерения по воде до 16 000 л/ч, классы точности 1; 1,5; 2,5.

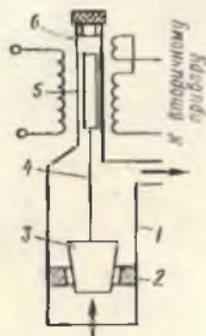


Рис. 9.7. Расходомер с дифференциально-трансформаторным преобразователем для передачи показаний на расстояние

§ 4. РАСХОДОМЕРЫ ПЕРЕМЕННОГО УРОВНЯ

Принцип действия расходомеров переменного уровня заключается в изменении уровня в сосуде со свободным стоком, в зависимости от объема или массы жидкости, поступающей в этот сосуд в единицу времени. В комплект измерительной установки входят: сосуд с калиброванным круглым или щелевым отверстием истечения и устройство для измерения уровня в емкости. В качестве измерителей уровня может быть применен один из типов существующих приборов.

Отверстия истечения круглого сечения (диафрагмы) могут быть расположены как в дне, так и в боковой стенке приемного сосуда. В последнем случае уровень в сосуде во всем диапазоне измерения должен быть выше отверстия истечения. Щелевые отверстия истечения располагаются только в боковой стенке приемного сосуда; в этом случае уровень жидкости в сосуде должен быть не выше верхнего края щелевого отверстия.

Схема устройства расходомера с круглым отверстием истечения приведена на рис. 9.8. В качестве отверстия истечения использована нормальная диафрагма 5, установленная в донной части сосуда. Жидкость поступает в цилиндрический сосуд 4 через патрубков 2. Внутри сосуда установлены сетчатые перегородки 3, предназначенные для предотвращения загрязнения диафрагмы и успокоения потока жидкости. По уровню жидкости в сосуде, пропорциональный измеряемому расходу.

Расход вещества при свободном истечении определяется уравнением (9.15)

$$Q = \alpha F_0 \sqrt{\frac{2}{\rho} (\rho_1 - \rho_2)}$$

В нашем случае

$$p_1 = p_2 = H\rho g,$$

следовательно, уравнение расхода примет вид

$$Q = \alpha F_0 \sqrt{2gH} = 4,43\alpha F_0 \sqrt{H}, \quad (9.35)$$

где α — коэффициент расхода диафрагмы; F_0 — площадь отверстия истечения; H — высота столба жидкости над отверстием диафрагмы.

Из уравнения (9.35) видно, что объемный расход жидкости определяется только уровнем H . Изменение плотности жидкости на показания прибора не влияет.

Диапазон измерения расхода можно изменять в широких пределах путем смены диафрагмы. Если диафрагма установлена в боковой поверхности, то уровень жидкости H следует считать до центра отверстия истечения.

Расходомер со щелевым отверстием истечения показан на рис. 9.9, а.

Измеряемая жидкость по трубе 2 поступает в сосуд 1, в котором установлена профилированная сливная щель 4, и вытекает по трубе 5. Уровень жидкости в сосуде измеряется пьезометрическим способом дифманометром 6. Для успокоения жидкости в сосуде предусмотрена перегородка 3.

Выведем уравнение, выражающее зависимость между Q и H , для отверстия произвольной формы. Для этого возьмем элементарную площадку (рис. 9.9, б) с шириной x и высотой dy . Применим уравнение расхода (9.16), взятое в дифференциальной форме. Тогда получим

$$dQ = \alpha dx \sqrt{2g(H-y)} = dx \sqrt{2g(H-y)} dy, \quad (9.36)$$

где H — высота уровня под нижней кромкой щели; y — расстояние от нижней кромки до элементарной площадки.

Интегрируя уравнение (9.36) в пределах от 0 до H , получим полную величину расхода

$$Q = \sqrt{2g} \int_0^H \alpha x \sqrt{H-y} dy. \quad (9.37)$$

Для решения уравнения (9.37) необходимо знать зависимость между x и y . Для получения равномерной шкалы прибора между Q и H должны быть линейная зависимость, т. е.

$$Q = kH, \quad (9.38)$$

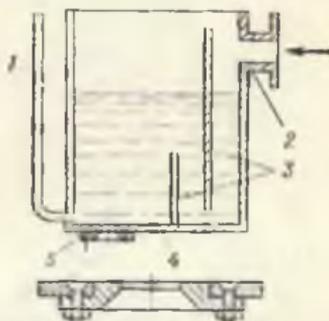


Рис. 9.8. Расходомер переменного уровня с круглым отверстием истечения

где k —коэффициент пропорциональности, определяемый из условия

$$k = Q_{\max}/H_{\max}. \quad (9.39)$$

Подставляя значение Q из уравнения (9.38) в уравнение (9.37), получаем

$$\int_0^H \alpha x \sqrt{H-y} dy = \frac{k}{\sqrt{2g}} H. \quad (9.40)$$

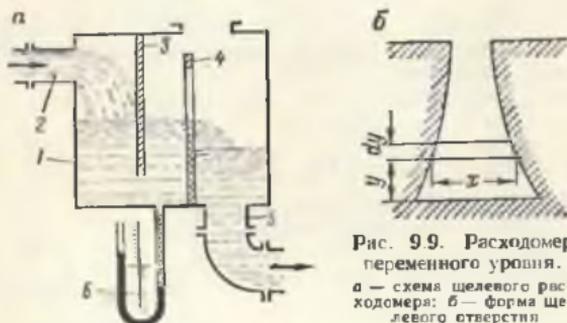


Рис. 9.9. Расходомер переменного уровня.
а — схема щелевого расходомера; б — форма щелевого отверстия

Это уравнение и определяет искомую зависимость профиля отверстия $x = f(y)$. Величина x должна убывать с ростом y (см. рис. 9.9), поэтому уравнение (9.40) удовлетворяется гиперболической зависимостью между x и y вида

$$x = c/\sqrt{y}, \quad (9.41)$$

где c — некоторая постоянная величина.

Форма отверстия истечения, построенного по уравнению (9.41), показана на рис. 9.10. Как видно из (9.35), у щелевых преобразователей измерение расхода сводится к измерению уровня жидкости при необходимости получения результата в объемных единицах или гидростатического давления столба жидкости в измерительных камерах, если хотим получить результат измерения в единицах массы.

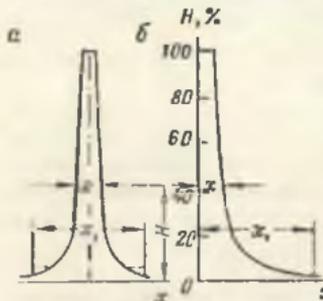


Рис. 9.10. Форма отверстия истечения, обеспечивающая пропорциональность между расходом и высотой уровня жидкости в приемном сосуде.

а — симметричное отверстие; б — несимметричное отверстие

§ 5. ТАХОМЕТРИЧЕСКИЕ РАСХОДОМЕРЫ

В основу этого метода измерения положена зависимость скорости вращения тела, установленного в трубопроводе, от расхода вещества. Тахометрические расходомеры относятся к скоростным

расходомерам, в которых для создания момента на крыльчатке или другой подвижной части используется кинетическая энергия измеряемого потока. К тахометрическим расходомерам согласно ГОСТ 15528-70 относятся: 1) турбинный с вращающейся крыльчаткой; 2) шариковый с движущимся шариком; 3) камерный с одним или более подвижными элементами, отмеривающими при своем движении определенные объемы жидкости или газа. Число оборотов турбины или крыльчатки пропорционально скорости потока, а следовательно, и расходу. Между расходом Q , скоростью движения жидкости W и площадью поперечного сечения потока F существует зависимость:

$$Q = WF. \quad (9.12)$$

Зависимость между числом оборотов и скоростью жидкости может быть выражена соотношением

$$n = cW, \quad (9.43)$$

где n — число оборотов турбины или крыльчатки; c — коэффициент пропорциональности.

На основании (9.42) можно написать

$$W = Q/F. \quad (9.44)$$

Подставив в формулу (9.43) значение скорости из (9.44), получаем

$$n = c \frac{Q}{F}. \quad (9.45)$$

Следовательно, при постоянных c и F число оборотов вертушки или крыльчатки будет пропорционально расходу.

На рис. 9.11 изображен расходомер жидкости с турбиной. Измерительный прибор собран в корпусе 1. Турбина 12, вращаясь на горизонтальной оси 14, передает это вращение через червячную пару 11 и вертикальную ось 9 с шестерней 7 передаточному механизму (редуктору) 8 и счетному механизму 4 (на рисунке не показаны редуктор и счетный механизм, указаны лишь места их расположения в корпусе 1 и головке 3, прикрытой откидной крышкой 6).

Передаточный механизм отгорожен от счетного герметичной перегородкой 2, движение передается через ось 5 с сальниковым уплотнением. Ось турбины укреплена в подшипниках, установленных со стороны входа жидкости в струевыпрямителе 15, а со стороны выхода жидкости в специальной крышине — крошительне 10. Червячная пара 11 состоит из двухзаходного винта, укрепленного на оси турбины, и червячного колеса, сидящего на вертикальной оси 9.

Поток жидкости, протекающий по трубопроводу, выравнивается в струевыпрямителе и направляется на лопасти турбины,

которую приводит во вращение. Турбинка через вертикальную ось и шестерню 7 передает вращение счетному механизму.

Для регулирования показаний прибора при тарировке одна из радиальных перегородок струевыпрямителя делается короче других, а продолжением ее является поворачиваемая извне пластина-регулятор 13. Пластина, поворачиваясь в сторону вращения турбинки, направляет в ту же сторону струю потока. Струя, сужаясь между пластиной регулятора и неподвижной перегородо-

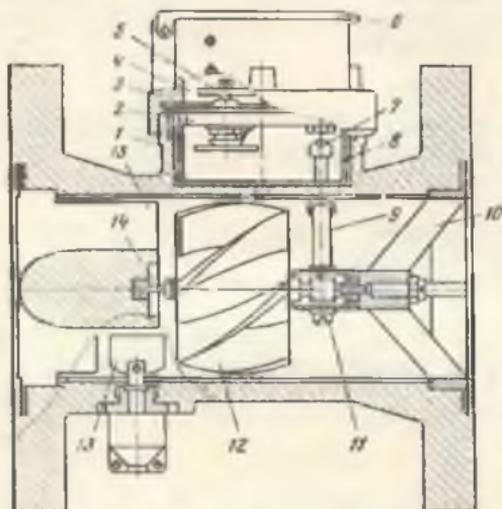


Рис. 9.11. Счетчик (расходомер) жидкости с турбинкой

лой струевыпрямителя, приобретает несколько большую скорость, чем остальные струи, вследствие чего увеличивает угловую скорость турбинки. Поворачиваясь в обратную сторону, пластина регулятора направляет струю против вращения турбинки, при этом создается тормозящее усилие.

К этому же типу относятся применяемые на нефтяных промыслах расходомеры и счетчики ТОР и НОРД.

Турбинные счетчики ТОР предназначены для измерения производительности (дебита) нефтяных скважин в автоматизированных групповых установках «Спутник» (см. гл. 21). Схема счетчика показана на рис. 9.12. Жидкость проходит через входной патрубок 1, обтекатель 2 и вращает крыльчатку 3. Вращение крыльчатки через собранный на основании 7 понижающий редуктор 5 и магнитную муфту 6 передается на механизм 8 местного отсчета. Жидкость, пройдя крыльчатку, отражается экраном 4 и выходит из корпуса через патрубок 11.

Корректировка показаний прибора при проверке осуществляется корректором 10, управление которым вынесено наружу счетчика. Счетчик монтируется с помощью быстросъемных хомутов.

Дистанционная передача показаний осуществляется электромагнитным или магнитоиндукционным преобразователем. Электромагнитный датчик построен на принципе магнитоуправляемых нормально разомкнутых контактов, которые, замыкаясь, выдают электрический сигнал, когда постоянные магниты, закрепленные на диске 12, проходят мимо контактов электромагнитного датчика 9.

Магнитоиндукционный преобразователь представляет собой генератор, имеющий постоянный магнит, сердечник и обмотку. Частотные сигналы в этом преобразователе возникают в результате прохождения ферромагнитных лопастей крыльчатки мимо сердечника.

Турбинные счетчики ТОР выпускаются трех типоразмеров на диапазон измерения от 3 до 75 м³/ч. Относительная погрешность измерения — 2,5% от предела измерения. Рабочее давление 6,4 МПа. Питание электромагнитного преобразователя постоянным током 3,8 мА, напряжением 35 В. Блок питания подключается к переменному току напряжением 220 В, частотой 50 Гц.

Счетчик НОРД представляет собой комплекс устройств для измерения расхода и объема сырой и товарной нефти, включающий: турбинный преобразователь расхода, магнитоиндукционные преобразователи и электронные блоки. Магнитоиндукционные преобразователи и электронные блоки позволяют вносить коррективы в показания расходомеров на изменение температуры и влажности.

Турбинный преобразователь расхода (рис. 9.13) собран в корпусе 3 с присоединительными фланцами. Чувствительным элементом преобразователя является крыльчатка 4, насаженная на ось 6, вращающаяся в подшипниках 5. Крыльчатки находятся между направляющими пластинами 2 и 8. Снаружи корпуса укреплен фланцевая втулка 7 с резьбовым гнездом для монтажа магнитоиндукционного преобразователя. Корпус, направляющий

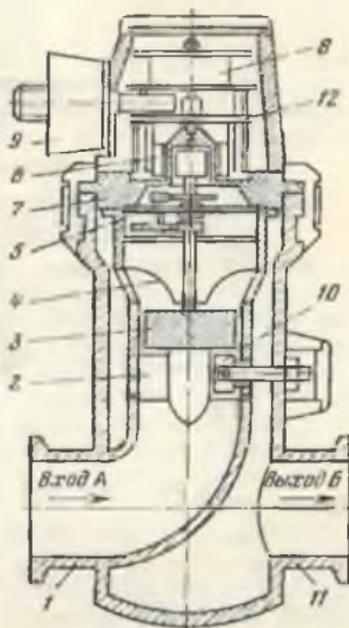


Рис. 9.12. Турбинный счетчик ТОР

аппарат 2, 8 и обтекатель 1, 9 изготовлены из немагнитной стали, а крыльчатка — из нержавеющей стали.

Магнитоиндукционный преобразователь состоит из корпуса, внутри которого размещены катушка индуктивности с сердечником и постоянный магнит.

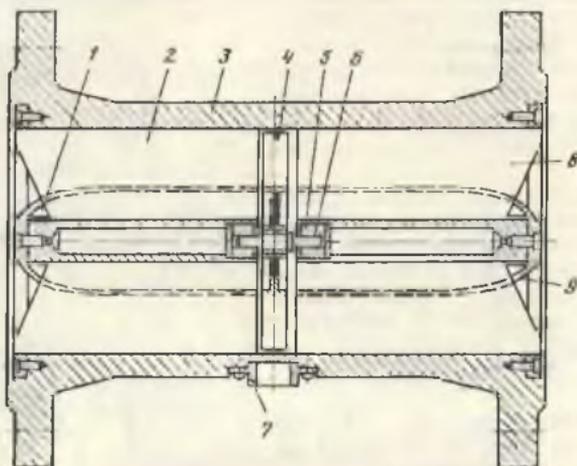


Рис. 9.13. Турбинный преобразователь расхода НОРД

Турбинные преобразователи расхода НОРД выпускаются 22 типоразмеров на условные диаметры от 40 до 200 мм. Максимальный расход от 35 до 900 м³/ч. Отношение максимальных измеряемых расходов к минимальным 10 : 1. Относительная погрешность при измерении расхода сырой нефти ± 1 — $\pm 2,5\%$ от предела измерения. Давление от 2,5 до 16 МПа.

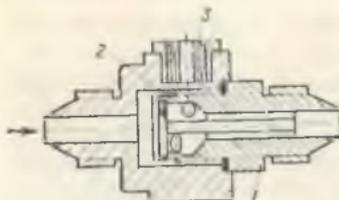


Рис. 9.14. Схема шарикового расходомера

Каждый типоразмер турбинного преобразователя расхода совместно с магнитоиндукционным преобразователем характеризуется разрешающей способностью

$$k = Q/f,$$

где Q — расход жидкости, л/с (м³/с); f — частота электрического сигнала, соответствующая этому расходу, Гц.

На рис. 9.14 изображен шариковый расходомер, в котором в качестве подвижного элемента применен шарик 2, совершающий под действием потока планетарное вращательное движение. Жидкость поступает во внутреннюю полость корпуса 1 через тан-

генциальные отверстия. В полости корпуса расположен шарик. Жидкость приобретает угловую скорость ω , пропорциональную объемному расходу Q , и увлекает шарик во вращательное движение. При этом

$$\omega = \frac{Q}{n \frac{\pi d^3}{4} R},$$

где d — диаметр входных отверстий; n — число отверстий; R — радиус, на котором расположены входные отверстия.

Скорость вращения шарика регистрируется магнитондукционным преобразователем 3. Шарик желателно выполнять из стального сердечника и пластмассовой оболочки.

§ 6. ИНЕРЦИОННЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Принцип действия инерционных расходомеров заключается в измерении инерционного момента, создаваемого в потоке жидкости. Если участок канала, через который проходит измеряемое вещество, перемещать с определенной скоростью в направлении, не совпадающем с направлением движения жидкости, то приобретаемая веществом дополнительная кинетическая энергия будет непрерывно уноситься потоком, продолжаящим двигаться в заданном направлении по выходе вещества из канала. Мощность, необходимая для сообщения частицам вещества движения, и дополнительная кинетическая энергия вытекающего из канала измеряемого вещества будут прямо пропорциональны массовому расходу.

В инерционных расходомерах дополнительное движение частицам жидкости сообщает закручивание потока вокруг оси его движения. Момент вращения, который надо приложить к устройству, закручивающему поток, определяется по изменению момента количества движения среды на выходе из канала:

$$M = \frac{d}{dt} J\omega, \quad (9.46)$$

где J — момент инерции измеряемого вещества; $dJ = R_n^2 dm$; m — масса измеряемого вещества; R_n — радиус инерции выходного сечения канала; ω — угловая скорость.

Учитывая, что dm/dt — массовый расход вещества Q_m , получаем общее соотношение для всех расходомеров с закручиванием потока

$$M = \omega R_n^2 Q_m. \quad (9.47)$$

Устройство одного из типов инерционного расходомера показано на рис. 9.15. В корпусе 4 прибора, представляющем собой отрезок трубы, расположена крыльчатка 3, которая может свободно вращаться на шариковых подшипниках вокруг оси 1.

Крыльчатка представляет собой ротор синхронного электродвигателя. Крыльчатка 3 приводится во вращательное движение электромагнитным полем, которое создается статорной обмоткой 2.

При наличии потока вещества движение ротора крыльчатки затруднено. Причем количество энергии, затрачиваемой на вращение крыльчатки, пропорционально массовому расходу вещества.

Этот метод определения массового расхода сводится к определению мощности или силы тока, потребляемого электроприводом крыльчатки, вращаемой в потоке с постоянной окружной скоростью.

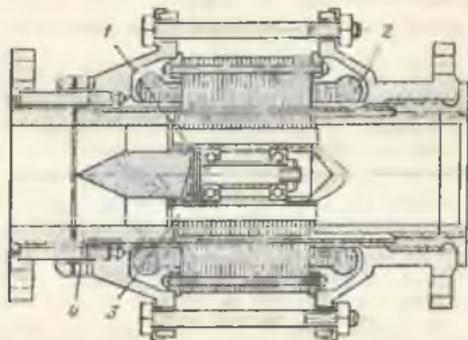


Рис. 9.15. Инерционный расходомер

Зависимость мощности электродвигателя от массового расхода для этого прибора выражается формулой

$$N = M\omega = \omega^2 R_{\text{ин}}^2 Q_{\text{м}} \quad (9.48)$$

Формула выведена при допущениях, что соотношение скорости течения жидкости, длины лопастей крыльчатки и угловой скорости ротора таково, что каждой частице жидкости сообщается постоянная окружная скорость, равная окружной скорости ротора. Таким образом, мощность, отнимаемая потоком от равномерно вращающегося ротора, пропорциональна величине расхода вещества.

Для повышения динамических качеств расходомера необходимо стремиться к выбору наименьших радиальных размеров ротора и использованию материалов малой плотности. Длина каналов ротора должна быть достаточной, чтобы при максимальной скорости измеряемого потока все частицы жидкости получили тангенциальное ускорение. В то же время следует иметь в виду, что увеличение длины каналов ротора может привести к росту гидравлических потерь в роторе.

Мощность, потребляемая статором электродвигателя, зависит не только от расхода измеряемого вещества, но и от величины вязкого трения ротора об измеряемую жидкость, от механического трения в подшипниках и от к. п. д. двигателя. Второй и третий факторы мало изменяются при изменении внешних условий, а поэтому их влияние на точность измерения незначительно. Вязкость измеряемой среды для некоторых жидкостей существенно зависит от изменения температуры, и это может оказать влияние на точность измерения, если не учитывать этот фактор.

Измерение расхода инерционным расходомером сводится к определению изменения тока, потребляемого прибором при наличии потока измеряемого вещества, относительно тока холостого хода.

§ 7. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ И РАДИОАКТИВНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Для электромагнитных, ультразвуковых и радиоактивных расходомеров характерно, что у этих приборов отсутствуют механические части, связанные с измеряемым веществом; структура измеряемого потока не нарушается, так как в него не помещаются какие-либо выступающие предметы. Показания приборов не зависят от давления и температуры измеряемого вещества.

Электромагнитные расходомеры

Принцип действия электромагнитных расходомеров основан на измерении электродвижущей силы, индуцированной в потоке электропроводной жидкости под действием электромагнитного поля в функции скорости движения этой жидкости. Схема индукционного расходомера показана на рис. 9.16.

Между полюсами магнита N и S перпендикулярно к направлению силовых линий магнитного поля проходит трубопровод 1, по которому течет жидкость. Если жидкость электропроводна, то в точках, лежащих на противоположных концах вертикального диаметра трубопровода, создается разность потенциалов, образующая электродвижущую силу,

$$e = -Blv, \quad (9.49)$$

где B — магнитная индукция; l — расстояние между электродами 2 и измерительным прибором 3. Огрезок трубы, расположенный в магнитном поле, изготовлен из немагнитного материала.

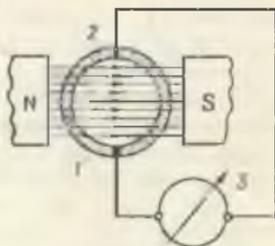


Рис. 9.16. Схема индукционного расходомера

Выражая скорость потока ω через величину расхода Q

$$\omega = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

получаем

$$e = - \frac{4QB}{\pi D} \quad (9.50)$$

где D — диаметр трубопровода, равный расстоянию l между электродами.

Из формулы (9.50) видно, что величина э. д. с. прямо пропорциональна расходу, следовательно, при этом методе измерения шкала прибора линейна. Электромагнитные расходомеры с постоянным магнитным полем имеют ряд недостатков, являющихся следствием поляризации электродов. В электромагнитных расходомерах используют электромагниты, питаемые переменным током. В этом случае магнитная индукция будет выражена уравнением

$$B = B_{\max} \sin 2\pi ft, \quad (9.51)$$

где B_{\max} — максимальная величина магнитной индукции; f — частота переменного тока.

Подставляя уравнение (9.51) в (9.50), получаем

$$e = \frac{4QB_{\max} \sin 2\pi ft}{\pi D} \quad (9.52)$$

Под влиянием переменного магнитного поля в потоке жидкости формируются кроме измеряемой электродвижущей силы также и другие э. д. с., искажающие результат измерения расхода. Паразитная э. д. с. наводится в контуре, образованном выводами электродов. Величина паразитных э. д. с. пропорциональна скорости изменения магнитной индукции и не зависит от скорости потока. Паразитные сигналы-помехи сдвинуты по фазе на 90° относительно измерительного сигнала. Паразитные э. д. с. в случае отсутствия предохранительных мер могут достигать значительных величин и исказить результаты измерений.

Для снижения паразитных э. д. с. применяют следующие меры [3]:

- 1) включают два однотипных датчика так, чтобы рабочие э. д. с. складывались, а паразитные — вычитались;
- 2) в цепь усилителя включают фазочувствительный детектор, подавляющий э. д. с., сдвинутую на 90° относительно рабочей;
- 3) применяют компенсаторы с автоматическим уравновешиванием двух составляющих напряжения, различающихся по фазе;
- 4) включают в цепь электродов катушку, расположенную в рабочем магнитном поле и поворачивающуюся до момента компенсации наводимой в ней паразитной э. д. с.;

5) применяют подвижной вывод от одного из электродов, проходящего через рабочее магнитное поле. Перемещением вывода можно добиться, чтобы площадь контура, пронизываемого полем, была равна нулю.

Показания электромагнитного расходомера не зависят от параметров измеряемой жидкости (температуры, плотности, вязкости, давления, теплопроводности), если последние не влияют на величину электропроводности. Из формул для э. д. с., индуцируемой в расходомере, видно, что показания расходомера теоретически не должны зависеть и от электропроводности. Но практически, поскольку измерительные приборы определяют э. д. с. по силе тока, текущего через прибор, при неизмеримых величинах сопротивлений измерительного прибора и датчика, изменение электропроводности жидкости оказывает влияние на величину сигнала.

Выпускаемые в Советском Союзе электромагнитные расходомеры ИР-1 имеют предел измерения до $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$, основную погрешность $1,5\%$ от верхнего предела измерений.

Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковые методы измерения скорости потока в трубопроводе основаны на том, что при распространении ультразвуковых колебаний в движущейся среде скорость распространения ультразвука относительно неподвижной системы координат (стенки трубопровода) будет равна векторной сумме скорости ультразвука относительно среды и скорости самой среды относительно трубопровода.

Если в трубопроводе установить два источника, из которых один излучает ультразвуковые колебания по направлению потока, а другой — против потока, и соответственно два приемника ультразвука, расположенных на одинаковом расстоянии от излучателя, то при движении жидкости в трубопроводе сигналы в двух ультразвуковых каналах приходят к приемникам с акустической разностью хода, величина которой зависит от скорости движения жидкости.

Принцип действия ультразвуковых расходомеров может быть основан на измерении: 1) интервалов времени между приходом ультразвука, посланного по потоку и против движения потока; 2) сдвига фаз между ультразвуковыми колебаниями, направленными попеременно по потоку и против него; 3) разности частот ультразвуковых колебаний, создаваемых автоколебательной схемой и направляемых одновременно по потоку и против него.

Выпускаемые ультразвуковые расходомеры УЗР построены на основе последнего принципа и имеют предел измерения до 2000 л/ч . Погрешность измерений $\pm 2\%$.

Радиоактивные расходомеры

Радиоактивные методы измерения расхода основаны на зависимости уноса потоков радиоактивных излучений или изотопов от скорости движения в трубопроводе измеряемого вещества. Существующие приборы по принципу действия можно разделить на две группы: приборы, основанные на использовании изменения интенсивности потока излучения, воспринимаемого приемником, и на измерении расходов методом меток потока.

Схема прибора, построенного по методу изменения интенсивности сигнала, показана на рис. 9.17. На внутренней поверхности

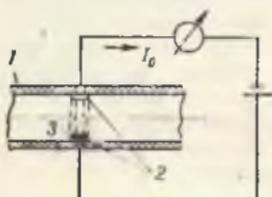


Рис. 9.17. Схема прибора для измерения расхода газов, основанная на уносе ионов газовым потоком

трубопровода 1, по которому протекает газ, расположены изолированные от трубопровода пластины 2, соединенные с источником тока. На одну из этих пластин наносится слой радиоактивного вещества 3, ионизирующего пространство между пластинами—электродами

При отсутствии движения газового потока ионы под действием сил электрического поля перемещаются к электродам и в цепи возникает ток. При движении потока измеряемого вещества часть ионов уносится из межэлектродного пространства, вследствие чего ток в цепи уменьшается.

Чем больше скорость потока, тем больше уносятся ионов и тем меньше ток в измерительной цепи. Таким образом, сила тока в измерительной цепи обратно пропорциональна скорости потока в трубопроводе, а следовательно, расходу.

На точность измерения этим методом влияет изменение питающего напряжения и интенсивности распада радиоактивного изотопа. Этим недостаткам лишено измерение расхода методом меток. Под методом меток понимают создание определенных образований в потоке с физическими свойствами, отличными от потока, по скорости перемещения которых с потоком судят о расходе. Приборы, использующие этот метод, существуют двух типов: с периодическим образованием меток, а также с равномерно распределенными метками в измеряемой жидкости.

В приборах с периодическим образованием меток измерение расхода осуществляется либо измерением времени прохождения метки вместе с потоком между двумя сечениями трубопровода, в которых производится регистрация метки

$$Q = S \frac{L}{\Delta t}, \quad (9.53)$$

либо измерением частоты формирования меток потока, пропорциональной скорости потока, при котором в момент времени прохождения метки сколо регистратора возбуждается новая метка

формирователем, расположенным выше по потоку на определенном расстоянии от регистратора,

$$Q = SLf. \quad (9.54)$$

В этих формулах L — расстояние между двумя детекторами метки; Δt — время движения метки; f — частота формирования метки; S — площадь поперечного сечения трубопровода.

При измерении расхода средняя скорость потока $w_{\text{ср}}$ может отличаться от скорости перемещения метки w . В общем случае следует написать $w_{\text{ср}} = kw$, где k — коэффициент, зависящий от закона распределения скоростей по сечению потока (при осевой симметрии потока — от числа Re). Тогда величина расхода Q будет

$$Q = \frac{kLS}{\Delta t}. \quad (9.55)$$

Последнее обстоятельство несколько снижает точность измерения расхода методом меток, поскольку не всегда удается установить точное значение коэффициента k .

Глава 10

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТЕЙ И СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТЕЙ

Резервуары представляют собой весьма многочисленную группу технологических объектов, которые являются принадлежностью нефтяных промыслов, резервуарных парков, раздаточных и перевалочных баз, нефтехимических и химических предприятий. Во всех случаях в резервуарных парках выполняются две основные задачи — учет и хранение жидкости.

Учет нефти и нефтепродуктов представляет собой измерение их объема или массы. В Советском Союзе принято измерять массу нефти и нефтепродуктов. Измерение массы в резервуарах может быть выполнено двумя способами: 1) измерением уровня нефти и нефтепродуктов и плотности их с последующим вычислением массы и 2) непосредственным измерением массы жидкости.

На нефтяных промыслах, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах ряд технологических процессов связан с отстоем жидкости в емкостях открытого и закрытого (герметичного) типов. Контроль хода технологического процесса в этих емкостях предполагает необходимость измерения уровня жидкости и уровня раздела фаз.

Измерение уровня жидкости в резервуарах и емкостях — наиболее массовая и трудоемкая работа. Для измерения уровня в СССР и за рубежом было предложено много приборов, различающихся по принципу действия и конструктивному исполнению. Приборы для измерения уровня жидкости можно классифицировать по следующим признакам.

По назначению приборы можно разделить на три группы: 1) сигнализаторы, контролирующие предельные значения уровня; 2) уровнемеры, непрерывно измеряющие значение уровня, и 3) измерители раздела двух сред.

По принципу действия приборы можно разделить на механические, пьезометрические, электрические, акустические и радиоактивные. Принцип действия приборов в значительной степени определяется свойствами измеряемой среды, поэтому приборы в указанных группах, в свою очередь, подразделяются по устройству.

Механические приборы включают:

1) поплавковые, с чувствительным элементом, находящимся на поверхности измеряемой жидкости и передающим значение уровня указателю с помощью мерной ленты или троса;

2) буйковые, имеющие в качестве чувствительного элемента боек, связанный с компенсационным устройством, реагирующим на изменение выталкивающей силы, действующей на боек при изменении уровня погружения его в жидкость.

К пьезометрическим приборам относятся:

1) барботажные, представляющие собой пневматическую трубку, имеющую выход для воздуха на фиксированном положении от дна резервуара; уровень определяется по давлению воздуха, прокачиваемого по трубке;

2) манометрические, определяющие уровень жидкости по давлению гидростатического столба жидкости, воспринимаемого манометром.

Электрические приборы включают:

1) кондуктометрические, основанные на различии электропроводностей измеряемых сред; применяются в основном для контроля раздела сред;

2) емкостные, использующие различие диэлектрических свойств воздуха и измеряемой жидкости;

3) радионтерференционные, использующие изменения частоты радиоволн в зависимости от глубины погружения антенны колебательного контура в измеряемую жидкость.

По способу передачи показаний уровнемеры бывают с местным отсчетом и дистанционного действия.

§ 2. ПОПЛАВКОВЫЕ И БУЙКОВЫЕ УРОВНЕМЕРЫ

В СССР и за рубежом для измерения уровня нефти и нефтепродуктов в резервуарах наиболее широко применяются поплавковые уровнемеры. Это обусловлено простотой их конструкции,

достаточно высокой точностью, надежностью и сравнительно низкой стоимостью. Кроме того, эти уровнемеры удобны для товароучетных операций в резервуарных парках.

Наиболее распространенными являются уровнемеры УДУ различных модификаций. Принцип действия указателя уровня УДУ основан на следующем действии поплавка, плавающего на поверхности жидкости.

Схема прибора УДУ-5, являющегося основной базовой конструкцией, показана на рис. 10.1. Поплавок 1 уровнемера, подвешенный на перфорированной мерной ленте 2, при своем движении скользит вдоль направляющих струн 3. Струны жестко закреплены на днище резервуара и натянуты натяжными гайками 4, установленными на крышке верхнего люка резервуара. Лента по роликам 5 проходит через гидрозатвор 6 и вращает мерный шкив 7. Последний вращает механизм счетчика, показания которого соответствуют уровню нефтепродукта в резервуаре.

Уровнемер УДУ-5 предназначен для измерения уровня однородных взрывоопасных и невзрывоопасных, агрессивных (с агрессивностью, не превышающей агрессивность сернистой нефти) и неагрессивных, электропроводных и неэлектропроводных жидкостей в резервуарах промышленного назначения.

Уровнемер позволяет производить местный отсчет результатов измерения и подсоединять к нему потенциометрические и кодонпульсные датчики для передачи показаний на расстояние. Уровнемер УДУ-5 может быть смонтирован на резервуарах различных типов. В зависимости от конструкции резервуара, в котором необходимо измерять уровень жидкости, и способа отсчета показаний выпускают уровнемеры следующих модификаций (буква «П» означает наличие дистанционной потенциометрической приставки УДУ-16). Для вертикальных наземных резервуаров используются УДУ-5М и УДУ-5П; для заглубленных резервуаров — УДУ-5А и УДУ-5АП; для резервуаров с плавающей крышей — УДУ-5Б и УДУ-5БП; для резервуаров с дышащей крышей — УДУ-5Г и УДУ-5ГП. Варианты установки показаны на рис. 10.2. Прибор имеет диапазон от 0 до 12 м. Абсолютная погрешность при местном отсчете ± 3 мм, погрешность дистанционной передачи с потенциометрической приставкой ± 15 мм.

Для измерения уровня жидкости в сосудах с высоким давлением применяют уровнемеры с буйковым чувствительным элемен-

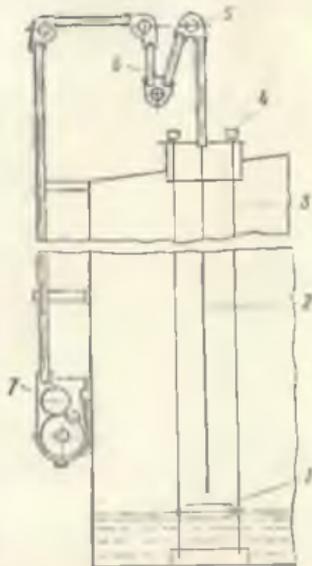


Рис. 10.1. Схема уровнемера УДУ-5

том. Принцип действия буйкового уровнемера основан на изменении силы тяжести буйка при изменении глубины погружения его в жидкость. В состав ГСП входят буйковые преобразователи

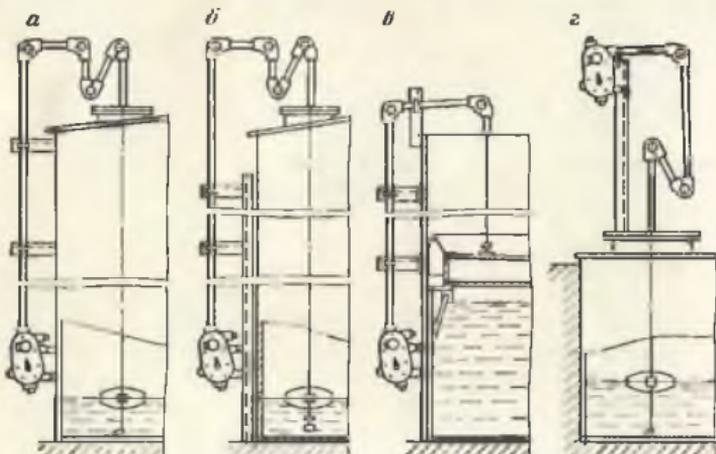


Рис. 10.2. Варианты установки уровнемера УДУ-5.

а — на вертикальном наземном резервуаре с применением сварочных работ; *б* — на вертикальном наземном резервуаре без применения сварочных работ; *в* — на резервуаре с плавающей крышей; *з* — на заглубленном резервуаре

УБ-П и УБ-Э для измерения уровня жидкости. Прибор состоит из унифицированного пневмо- и электросилового преобразователя (см. гл. 5) и измерительного блока.

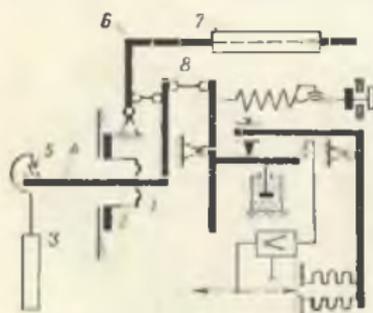


Рис. 10.3. Пневматический буйковый уровнемер

На рис. 10.3 приведена принципиальная схема пневматических буйковых уровнемеров УБ-П. Измерительные блоки этих датчиков так же, как и электрических буйковых уровнемеров УБ-Э, представляют собой рычажную систему с чувствительным элементом в виде буйка 3. Буйек подвешен к рычагу 4 при помощи призмы 5. Вывод давления из полости рабочего давления уплотнен с помощью однофуровой металлической мембраны 1. Начальный вес буйка уравновешивается специальным грузом 7, навинченным на плечо дополнительного рычага 6. Основание 2 имеет фляец, который служит для крепления датчика к аппарату.

Принцип действия датчика основан на пневматической силовой компенсации. Изменение уровня жидкости, в которую погружен

боек 3, приводит к изменению усилия, приложенного к рычагу 4. Это усилие через тягу 8 передается рычагу пневмосилового преобразователя и автоматически уравнивается усилием, развиваемым давлением сжатого воздуха в сильфоне обратной связи преобразователя. Давление обратной связи одновременно является выходным сигналом датчика. Наибольшее усилие рычаг 4 воспринимает в случае, когда боек 3 не погружен в жидкость. Этому нулевому значению уровня соответствует выходной сигнал, равный 100 КПа. При увеличении выталкивающей силы усилие, приложенное к рычагу 4, уменьшается и при полном погружении буйка в жидкость выходной сигнал равен 20 КПа.

§ 3. ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ УРОВНЕМЕРЫ

Пьезометрический метод измерения уровня основан на измерении высоты столба жидкости по давлению, которое создает этот столб. В этом случае уровень жидкости можно определить подключением манометра к нижней отметке емкости, продувкой воздуха или при помощи дифференциального манометра.

При измерении уровня жидкости продувкой воздуха в резервуар на фиксированное расстояние опускают трубку. Расстояние от свободного конца трубки до дна резервуара должно быть не менее 75 мм. Через трубку прокачивают воздух, который, выходя из свободного конца ее пузырьками, препятствует поступлению жидкости в трубку.

Давление воздуха, прокачиваемого по трубке, всегда будет равно гидростатическому давлению столба жидкости

$$p = H\rho g,$$

где H — высота столба жидкости над обрезом трубки; ρ — плотность жидкости.

Необходимо следить, чтобы расход воздуха, протекающего по импульсной трубке, был в пределах 50—100 см³/мин. При продувке большого количества воздуха результат измерения будет искажаться потерей напора на сопротивление движению воздуха. При продувке меньшего количества воздуха напор, создаваемый им, будет недостаточным и изменение его, следующее за изменением уровня жидкости, будет происходить с запозданием. Этот метод был использован в разработанной институтом «Нефтехимавтомат» установке «Радиус» для измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах.

Схема измерения показана на рис. 10.4. Устройство состоит из импульсной трубки 2, опускаемой в резервуар с приемником 1 на конце, линии питания 4, по которой прокачивается воздух, дросселя 5 и весомера 3. Приемник 1 предназначен для уменьшения пульсации давления воздуха при выходе пузырьков и представляет собой полый замкнутый цилиндр с горизонтальными щелями.

Дроссель 5 предназначен для ограничения подачи воздуха в заданных пределах.

Если в импульсную трубку 2 подать сжатый воздух, то в ней установится давление, равное гидростатическому давлению p столба жидкости на уровне расположения щели в приемнике. Масса жидкости в резервуаре определяется по формуле

$$M = \rho S_{\text{ср}}(H), \quad (10.1)$$

где $\rho = \rho g H$ — гидростатическое давление столба жидкости в резервуаре, $S_{\text{ср}}(H)$ — средняя площадь резервуара при данном заполнении уровня H :

$$S_{\text{ср}}(H) = \frac{V_H}{H} = \frac{1}{H} \int_0^H S(h) dh, \quad (10.2)$$

где V_H — объем резервуара, ограниченный высотой H ; $S(h)$ — зависимость сечения резервуара от высоты (определяется по калибровочным таблицам). Весомер представляет собой грузопоршневой манометр, обеспечивающий силовую компенсацию веса столба жидкости в резервуаре.

Рис. 10.4. Схема измерения массы жидкости в резервуаре пьезомером

К одному весомеру посредством пневматических трубок можно подключать до 20 датчиков, установленных на резервуарах. Длина пневмолинии может достигать 300 м.

§ 4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УРОВНЕМЕРЫ

Электрические уровнемеры представляют собой большую группу приборов, использующих зависимости изменения выходных параметров электрической схемы в функции изменения уровня. К числу электрических уровнемеров относятся кондуктометрические и емкостные.

Кондуктометрический уровнемер

На рис. 10.5 показана схема кондуктометрического уровнемера для непрерывного измерения уровня жидкости в резервуаре. Схема прибора предусматривает автоматическое слежение за изменением уровня жидкости.

Сопромышление 1, погруженное частично в электропроводную жидкость, меняет свою величину в зависимости от высоты уровня вследствие пунтирующего действия жидкости. С изменением сопротивления изменяется и напряжение в элементе сравнения 2,

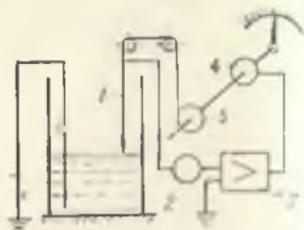


Рис. 10.5. Схема кондуктометрического уровнемера

которое подается на усилитель 3 и усиленное до определенной величины поступает на управляющие обмотки реверсивного электродвигателя 4. Электродвигатель, вращая шкив 5, с которым он связан механически, поднимает или опускает сопротивление 1 (в зависимости от знака управляющего сигнала) и тем самым приводит схему в состояние равновесия.

Связанная с осью двигателя стрелка прибора показывает по шкале значение измеренного уровня.

Емкостный уровнемер

Основными узлами емкостного уровнемера являются: чувствительный элемент, емкость которого изменяется при изменении уровня, преобразователь, преобразующий изменение емкости в электрический или пневматический сигнал, и вторичный прибор.

Чувствительный элемент представляет собой два электрода, которые могут быть конструктивно выполнены либо в виде двух параллельных пластин, либо в виде стержня и цилиндра, расположенных коаксиально. Эти электроды образуют два параллельно соединенных электрических конденсатора (рис. 10.6), один из которых C_1 образован частью электродов и диэлектриком — жидкостью, уровень которой измеряется, другой C_2 — остальной частью электродов и диэлектриком — воздухом. Емкость чувствительного элемента

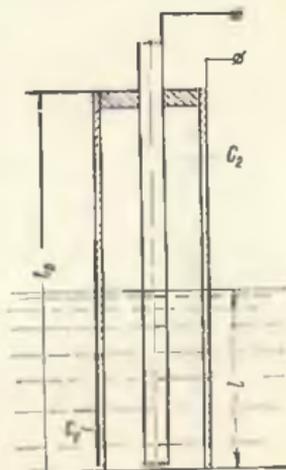


Рис. 10.6. Схема емкостного преобразователя для измерения уровня

$$C = C_1 + C_2 = [\epsilon + (l_0 - l) \epsilon_0] \frac{2\pi}{\ln R_2/R_1}, \quad (10.3)$$

где l_0 — полная длина цилиндра; l — длина, на которую цилиндр заполнен жидкостью; ϵ и ϵ_0 — соответственно диэлектрическая проницаемость жидкости и воздуха; R_1 и R_2 — радиусы цилиндра и внутреннего стержня.

Уровнемеры, выпускаемые различными предприятиями, отличаются способом измерения емкости. Наиболее распространенные измерительные схемы для емкостных преобразователей — мостовые. Емкостные уровнемеры ЭИУ-2 имеют предел измерения $H = 2,5$ м; максимальное расстояние от блока до дистанционного указателя 500 м; основная погрешность измерения $\pm 2,5\%$. Емкостные уровнемеры ДУЕ-2 выпускаются на предел измерения до 10 м и имеют основную погрешность измерения $\pm 2,5\%$.

Преимуществом емкостных уровнемеров является отсутствие в датчике движущихся частей, долговечность и надежность чувствительных элементов, которые могут быть выполнены из мате-

риалов, не подвергающихся коррозии. Емкостные уровнемеры позволяют измерять уровень жидкости в сосудах под давлением, вакуумом, при достаточно высоких и низких температурах в широком диапазоне измерений.

При измерении уровня емкостными уровнемерами на изменение емкости влияют изменение диэлектрических постоянных жидкости $\epsilon_{ж}$ и газа $\epsilon_{г}$, находящегося над жидкостью, которые зависят как от температуры, так и от состава вещества. На точность измерений влияют также отложения парафина и других веществ на поверхности электродов датчика. Поэтому при выборе материала для электродов датчика следует знать, смачивается ли этот материал измеряемой жидкостью. На емкость чувствительного элемента не должны влиять также колебания напряжения электрической сети, питающей схему прибора.

§ 5. АКУСТИЧЕСКИЕ УРОВНЕМЕРЫ

В акустических уровнемерах уровень определяется по времени прохождения ультразвуковых волн от излучателя до уровня жидкости. В акустических уровнемерах обычно используется принцип отражения звуковых волн от границы раздела жидкость—газ (воздух).

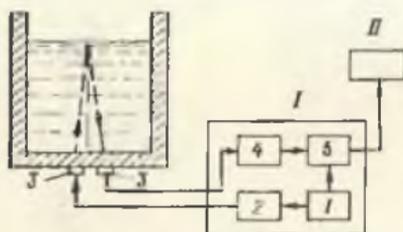


Рис. 10.7. Блок-схема ультразвукового уровнемера

Блок-схема ультразвукового уровнемера показана на рис. 10.7. В комплект прибора входят пьезоэлектрические излучатели 3, электронный блок I и вторичный прибор II.

Электронный блок состоит из генератора I, задающего частоту повторения импульсов, генератора 2 импульсов, посылаемых в измеряемую среду, приемного усилителя 4, измерителя времени 5. Генератор I управляет работой генератора 2 и схемой измерения времени. Генератор 2 формирует короткие импульсы для возбуждения пьезоэлектрического излучателя 3. Электрический импульс, преобразованный с помощью пьезоэлектрического излучателя в ультразвуковую, распространяется в жидкой среде, отражается от границы раздела жидкость—воздух и возвращается обратно, воздействуя на приемный излучатель, где снова преобразуется в электрический импульс.

Импульсы (посланный и отраженный), разделенные во времени, поступают на усилитель.

Уровень жидкости в резервуаре определяется по времени запаздывания τ , отраженного сигнала относительно посланного.

Уровню жидкости соответствует время

$$\tau_n = 2H/w, \quad (10.4)$$

где H — высота уровня в резервуаре; w — скорость распространения ультразвука в резервуаре.

Для воды при $t = 15^\circ \text{C}$ скорость распространения ультразвука $\alpha = 1445$ м/с.

Зависимость скорости распространения ультразвука в воде от изменения температуры выражается формулой

$$w = 1557 - 0,0245(74 - t)^2. \quad (10.5)$$

Постоянное напряжение, пропорциональное времени запаздывания, подается на вторичный прибор.

§ 6. РАДИОАКТИВНЫЕ УРОВНЕМЕРЫ

Радиоактивные уровнемеры предназначены для бесконтактного контроля уровня в закрытых сосудах, когда из-за особых условий ведения технологического процесса (высокое давление, высокая температура, агрессивная жидкость) проникновение в сосуд, контакт с измеряемой средой не возможны. Принцип действия приборов основан на просвечивании контролируемых объектов потоком γ -лучей, интенсивность которых на выходе объекта зависит от количества вещества на пути пучка. Работа прибора основана на использовании различия в поглощении измеряемой жидкостью и воздушной средой γ -частиц, излучаемых радиоактивными элементами.

Минимально необходимое расстояние между источником и приемником излучения определяется по формуле

$$L = \frac{1}{\mu \Delta\rho} \ln \left[\frac{0,1L}{H} + \sqrt{\left(\frac{0,1L}{\Delta H}\right)^2 - 1} \right], \quad (10.6)$$

где μ — коэффициент поглощения γ -лучей, $\text{см}^2/\text{г}$; $\Delta\rho$ — разность плотностей газовой и жидкой сред, $\text{г}/\text{см}^3$; L — вертикальный размер приемника, см; ΔH — требуемая точность уровня, см.

Структурная схема радиоактивного уровнемера УР-8М приведена на рис. 10.8.

Ионизирующее излучение источника I частично поглощается контролируемой средой и частично свободно проходит над ней, воздействуя на блок детектирования 2. Блок детектирования преобразует кванты излучения в электрический импульс, поступающий в блок управления.

В блоке управления импульсный сигнал усиливается и преобразуется в сигнал постоянного тока, который сравнивается с компенсирующим сигналом в нуль-органе II . Разностный сигнал усиливается и преобразуется в сигнал переменного тока с частотой 50 Гц, так что фаза напряжения переменного тока зависит от знака разностного сигнала, а амплитуда — от его абсолютного значения.

Сигнал переменного тока поступает из блока управления в обмотку управления двигателя 8 электромеханического блока. Двигатель через понижающий редуктор 7 приводит в движение барабан 5 и перемещает источник излучения и блок детектирования в направлении, зависящем от фазы сигнала переменного тока. Таким образом, источники излучения и блок детектирования перемещаются в положение, при котором облучается только верхняя половина блока детектирования, т. е. его середина всегда находится на одной горизонтали с уровнем контролируемой среды.

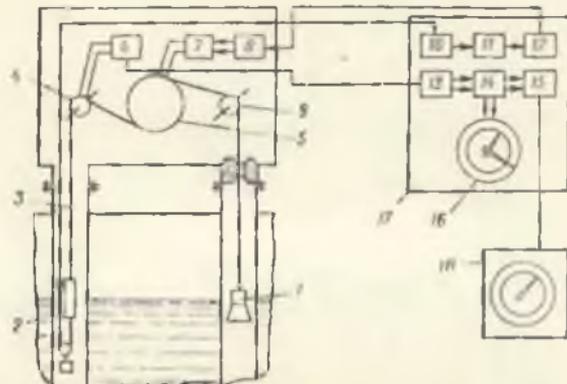


Рис. 10.8. Структурная схема радиоактивного уровнемера УР-8М.

1 — источник излучения; 2 — блок детектирования; 3 — лента; 4, 9 — измерительные ролики; 5 — барабан; 6 — сельсин-датчик; 7 — понижающий редуктор; 8 — двигатель; 10 — дискриминатор-формирователь; 11 — нуль-орган; 12 — модулятор; 13 — сельсин-приемник; 14 — редуктор; 15 — потенциометр; 16 — указатель; 17 — блок управления; 18 — потенциометр

В электромеханическом блоке находится измерительный ролик 4, штифты которого входят в перфорацию ленты, соединяющей барабан и блок детектирования. Вследствие этого угол поворота измерительного ролика пропорционален уровню контролируемой среды. Угол поворота измерительного ролика преобразуется сельсин-датчиком 6 в электрический сигнал, поступающий в блок управления.

В блоке управления сигнал сельсин-датчика преобразуется сельсин-приемником 13 в угол поворота вала. Этот механический сигнал через редуктор 14 передается на стрелку указателя 16 и ось потенциометра 18, преобразующего его в сигнал постоянного тока.

Сигнал постоянного тока поступает из блока управления в автоматический потенциометр, который указывает значение уровня на шкале, регистрирует его на диаграмме и преобразует в пневма-

тический сигнал. Пневматический сигнал может быть использован для автоматического регулирования уровня жидкости в резервуаре.

Прибор выпускается на предел измерения до 10 м. Основная погрешность измерения уровня ± 10 мм.

§ 7. ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ

При измерении уровня сыпучих материалов в емкостях и бункерах приходится сталкиваться со специфическими условиями, оказывающими влияние на выбор метода измерения. В отличие от жидкостей, сыпучие материалы имеют не горизонтальную ровную поверхность, а криволинейную, либо наклонную плоскость, с углом наклона к горизонту в пределах угла естественного откоса. Поэтому само понятие координат уровня сыпучих материалов не однозначно. Кроме того, в сыпучих материалах, находящихся в покое, давление, создаваемое в любой точке, не передается одинаково по всему объему, т. е. не соблюдается закон Паскаля, характерный для жидкостей и создающий функциональную однозначную связь между разностью высотных координат точек в жидкости и давлением в них.

В сыпучих материалах возможно образование пустот, что не позволяет использовать весовой метод для измерения их уровня. Сыпучие материалы сильно поглощают ультразвуковые сигналы, что исключает возможность ультразвуковых методов измерения уровня. Поэтому в последнее время начали применять вибрационные приспособления к емкостям и бункерам для сыпучих материалов. Как известно, при вибрациях с ускорениями, превышающими $g = 9,81 \text{ м/с}^2$, сыпучие материалы приобретают свойства квазижидкостей: частицы материала приобретают текучесть, поверхность уровня превращается в горизонтальную плоскость, пустоты заполняются, эпюры распространения давления в объеме напоминают закон Паскаля.

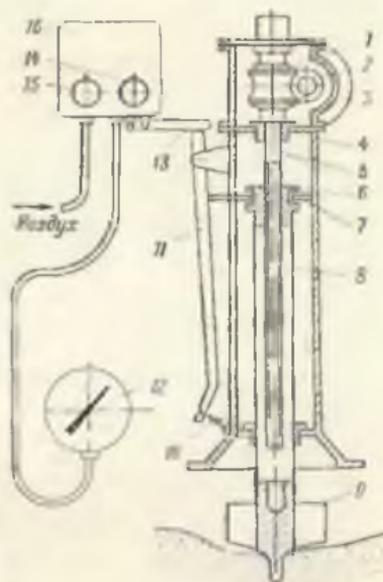


Рис. 10.9. Схема уровнемера сыпучих материалов

1 — червячное колесо; 2 — червяк; 3 — электродвигатель; 4 — корпус прибора; 5 — многослойной шпатель; 6 — гайка; 7 — диск; 8 — пружина; 9 — крыльчатка; 10 — труба; 11 — профальная линейка; 12 — манометр; 13 — рычаг; 14, 15 — корпус пневмопреобразователя; 16 — корпус пневмопреобразователя

Существующие уровнемеры для сыпучих материалов по принципу действия можно разделить на электрические, радиоактивные, мембранные, весовые и электрические.

Электрические (кондуктометрические и емкостные) уровнемеры для сыпучих материалов построены на том же принципе, что и для жидкостей, с тем отличием, что с учетом свойств контролируемого материала используют устройства, обеспечивающие лучшее заполнение и опорожнение (например, вибрацию конденсатора емкостного уровнемера, цепочки, скребки и т. п.).

Кондуктометрические уровнемеры применяются для электропроводных материалов (каменный уголь, сажа), а емкостные — для диэлектриков.

Радиоактивные уровнемеры для сыпучих материалов такие же, как и для жидкостей.

На рис. 10.9 показана схема механического уровнемера с тормозящей крыльчаткой ПУС-1800. Прибор устанавливается на верхней крышке аппарата. Внутри аппарата имеется подвижная труба 8 с крыльчаткой 9 на конце, которые приводятся во вращение электродвигателем 3 через червячные передачи 2 и 1 и многоходовой винт 5. На резьбовой части винта находится гайка 6, несущая трубу 8. На гайке 6 укреплен диск 7, находящийся в постоянном зацеплении с профильной линейкой 11, управляющей с помощью рычага 13 заслонкой пневмопреобразователя. Большой угол выхода винтовой линии винта 5 позволяет гайке 6 с трубой 8 опускаться вниз под действием собственной силы тяжести до прикосновения крыльчатки с сыпучим материалом. После этого вращения крыльчатки гайка тоже начинает подниматься по винту до выхода крыльчатки из слоя. Затем она вновь опускается. Таким образом, крыльчатка 9 всегда находится на поверхности материала в аппарате.

При изменении уровня изменяется угол поворота линейки 11, а, следовательно, изменяется и давление воздуха на выходе пневмопреобразователя 16, соединенного линией связи со вторичным прибором 12.

Пределы измерения уровня 0—1800 мм, при основной допустимой погрешности ± 150 мм.

Часть вторая

ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА И АНАЛИЗАТОРЫ КАЧЕСТВА

Глава II

КОНТРОЛЬ СОСТАВА ВЕЩЕСТВ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ СОСТАВА ВЕЩЕСТВ

Современное промышленное производство, особенно такие его отрасли, как химия и нефтепереработка, невозможно без автоматического контроля качества веществ на промежуточных его стадиях и качества конечного продукта. Контроль веществ в заводских лабораториях при достаточно высокой точности не может удовлетворять требованиям промышленного производства из-за длительности и трудоемкости его выполнения. Для ведения быстротекущих производственных технологических процессов необходимы автоматические анализаторы качества вещества в потоке непосредственно на производственной установке. Создание промышленных автоматических анализаторов качества позволяет перейти от автоматического регулирования технологических процессов по косвенным параметрам к автоматическому регулированию и оптимизации технологических процессов по качеству выходного продукта.

Характерной чертой современного технического прогресса является создание и использование искусственных веществ с заданными свойствами, превосходящими свойства веществ, созданных природой. Развитие таких отраслей, как производство полиолефина, новых видов синтетического каучука, полимеров, полупроводниковой техники, в значительной степени зависит от создания автоматических анализаторов качества.

Датчики свойств и состава веществ играют важную роль в системе автоматического регулирования. Они служат для получения информации, характеризующей качество всего технологического процесса, определяют качество работы всей системы автоматического регулирования. Следует отметить также особую роль анализаторов в защите технологического оборудования и производственного персонала от накопления опасных концентраций горючих и токсических веществ в аппаратах и в атмосфере цехов.

Под общим понятием анализатор подразумевается измерительное устройство (или измерительная установка), которое указывает количественно или качественно состав анализируемого вещества на основе измерения параметров, характеризующих его физические или физико-химические свойства. Качество веществ (или среды) характеризуется свойствами и составом их.

Свойства вещества определяются численными значениями физических или физико-химических величин, поддающихся измерению. Например, свойства материалов могут быть определены плотностью, вязкостью, электропроводностью и т. п.

Состав вещества (или среды) характеризуется совокупностью компонентов и их количественным содержанием. Состав

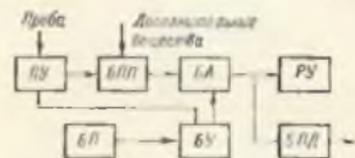


Рис. 11.1. Структурная схема анализатора состава вещества

может быть определен по известной зависимости его от физических или физико-химических свойств среды и величин, их характеризующих, поддающихся измерению.

По способу применения все анализаторы можно разделить на промышленные и лабораторные. Промышленные

анализаторы должны автоматически отбирать анализируемую пробу непосредственно из технологического потока, анализировать состав ее и выдавать соответствующий выходной сигнал на регистрирующее или регулирующее устройство.

Лабораторные анализаторы применяются при научных исследованиях, для периодического контроля состава, при отсутствии промышленных анализаторов, а также для контроля промышленных анализаторов.

Результаты измерения анализаторами состава вещества в значительной мере зависят от поддержания определенных условий анализа: а) объема пробы при циклическом или расхода анализируемого вещества при непрерывном анализе; б) объема (или массы) дополнительного вещества, участвующего в анализе (реагента, растворителя, разбавителя); в) напряжения питания электрической схемы или давления питания пневматического измерительного устройства.

На рис. 11.1 приведена структурная схема анализатора состава вещества.

Анализируемое вещество в заданном объеме отбирается из технологической линии автоматически действующим пробоотборным устройством ПУ. Если анализатор циклического действия, то пробоотборное устройство должно отбирать пробу циклически с периодичностью, соответствующей длительности цикла работы анализатора, что обеспечивается блоком управления БУ. Далее проба должна пройти соответствующую подготовку, обеспечивающую ее анализ в установленном режиме. Подготовка пробы

осуществляется блоком БПП, который может содержать очистные фильтры, редукторы (или стабилизаторы) давления, термостаты, смесители и другие устройства. Блок подготовки пробы обеспечивает также подачу дополнительных веществ, участвующих в анализе.

Подготовленная проба поступает в блок анализа БА, с выходов которого унифицированный сигнал, соответствующий значению измеряемых параметров, поступает на регистрирующее устройство РУ и на блок передачи данных БПД. С БПД унифицированный сигнал может быть передан либо на регулирующее устройство, либо в информационно-измерительную систему. Обеспечение питания измерительной установки в заданном режиме осуществляется блоком питания БП.

Анализаторы состава вещества, как правило, построены на основе косвенных методов измерения. Состав измеряемой среды определяют на основе измерения различных физических или физико-химических величин, характеризующих свойства среды, и известной зависимости между этими величинами, с одной стороны, и составом вещества — с другой. Следовательно, для того, чтобы выбрать способ измерения, например, полного состава n -компонентного вещества, необходимо установить, какими физическими или физико-химическими параметрами характеризуются свойства этого вещества, и найти зависимость вида

$$k_i = f(c_1, c_2, \dots, c_m), \quad (11.1)$$

где $k_i = k_1, k_2, \dots, k_n$ — концентрация каждого из n компонентов вещества; c_1, c_2, \dots, c_m — физические или физико-химические величины, характеризующие свойства среды.

На сказанного можно сделать вывод, что приборы автоматического контроля физических и физико-химических свойств и состава веществ являются приборами, которые измеряют отдельные физические или физико-химические величины, однозначно определяющие свойства среды либо ее качественный или количественный состав.

В нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности для контроля состава вещества применяют анализаторы состава газов и анализаторы состава жидкостей. Автоматические анализаторы состава газов применяются для контроля технологических процессов в нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности, а также для анализа воздуха в промышленных помещениях на содержание вредных и взрывоопасных примесей. Существующие газоанализаторы по методу анализа можно разделить на химические, физико-химические и физические.

Химические методы основаны на поглощении компонентов газа избирательными реактивами. Содержание компонента в смеси определяется по разности между первоначальным

и оставшиеся после поглощения объемами газа. Химические методы применяются в лабораторных газоанализаторах.

Физико-химические методы используются в электрокондуктометрических газоанализаторах, кулонометрическом титраторе раствора, поглощающем анализируемый компонент, гальванических, термохимических и фотоколориметрических газоанализаторах.

Физические методы используются в автоматических газоанализаторах: инфракрасного излучения, термокондуктометрических, магнитных. Физические методы анализа газа используются в хроматографических и масс-спектрографических анализаторах состава газа, которые вследствие их универсальности и высокой точности получили особенно широкое распространение.

Желательным условием выбора физической величины для состава вещества является аддитивность ее свойств в данной газовой смеси. Величина данного физического параметра для всей газовой смеси должна отвечать равенству

$$\alpha_{см} = \frac{m_1}{100} \alpha_1 + \frac{m_2}{100} \alpha_2 + \dots + \frac{m_n}{100} \alpha_n, \quad (11.2)$$

$$m_1 + m_2 + \dots + m_n = 100, \quad (11.3)$$

где $\alpha_{см}$, α_1 , α_2 , ..., α_n — физический параметр соответственно для смеси и каждого из n компонентов; m_1 , m_2 , ..., m_n — процентное содержание компонентов газовой смеси.

Из уравнений (11.2) и (11.3) следует, что физические методы анализа, строго говоря, пригодны для бинарной смеси. Анализ многокомпонентных смесей возможен лишь при условии, когда физический параметр определяемого компонента заметно отличается от остальных компонентов, для которых его без большой погрешности можно принять одинаковым.

§ 2. ИНФРАКРАСНЫЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Газоанализаторы инфракрасного поглощения основаны на явлении поглощения двухатомными газами излучения в инфракрасной части спектра. Это явление описывается законом Ламберта-Бера, который для монохроматического излучения с длиной волны λ выражается уравнением

$$\Phi = \Phi_0 e^{-\epsilon c l}, \quad (11.4)$$

где Φ — поток излучения, выходящего из поглощающего вещества; Φ_0 — поток излучения, входящего в поглощающее вещество; ϵ — молекулярный показатель поглощения; c — концентрация поглощающего вещества; l — толщина поглощающего вещества.

Если взять логарифм отношения входящего потока излучения Φ_0 к выходящему потоку излучения Φ , то

$$D = \ln \frac{\Phi_0}{\Phi} = \epsilon c l \quad (11.5)$$

будет называться оптической плотностью газа. При определенной интенсивности исходного потока радиации и заданной толщине слоя оптическая плотность и соответственно выходной поток радиации определяются концентрацией поглощающего компонента.

В газоанализаторах инфракрасного поглощения поток радиации, прерываемый с некоторой частотой, пропускается через кювету с газом. За слоем газа устанавливают приемник, измеряющий величину ослабления потока. В качестве приемника используют устройство, основанное на оптико-акустическом эффекте, заключающемся в следующем. Если пульсирующий поток инфракрасной радиации пропускать через замкнутый объем газа, то при поглощении радиации повышается температура газа и при отсутствии потока радиации понижается температура газа. Изменение температуры газа в замкнутом объеме вызывает изменение давления, колебания которого зависят от частоты пульсации, а амплитуда — от интенсивности и степени поглощения радиации. Колебания давления воспринимаются микрофоном и через усилитель передаются измерительному прибору.

На рис. 11.2 изображена принципиальная схема оптико-акустического газоанализатора инфракрасного поглощения типа ОА, предназначенного для определения содержания CO_2 , CO , CH_4 .

Измерительная схема прибора состоит из источников излучения 1, отражателей 2, двух оптических каналов, один из которых составлен рабочей камерой 6, фильтром 7 и лучеприемником 8, другой — сравнительной камерой 9, фильтром 10 и лучеприемником 11, и схемы электрической компенсации. Сравнительная камера заполнена чистым воздухом, фильтровые камеры 7 и 10 — неопределяемыми частями газовой смеси, а приемные камеры 8 и 11 — определяемыми компонентами газа. При определении, например, CO фильтровые камеры заполняют смесью $\text{CO}_2 + \text{CH}_4$, а приемные камеры — окисью углерода. При определении CO_2 фильтровые камеры содержат смесь $\text{CO} + \text{CH}_4$, а приемные камеры — CO_2 .

Лучистый поток, проходя через рабочую камеру 6, ослабляется за счет поглощения части энергии, соответствующей линии погло-

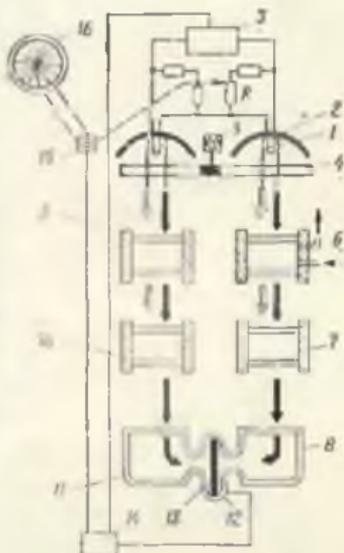


Рис. 11.2. Принципиальная схема оптико-акустического газоанализатора ОА

нения исследуемого газа. Поток инфракрасного излучения в левом оптическом канале, проходя через воздух сравнительной камеры, не ослабляется. При дальнейшем прохождении обоих лучистых потоков в правом и левом каналах через фильтровые камеры в них поглощаются лучи, соответствующие спектральной области поглощения неопределяемыми компонентами.

В результате в приемные камеры 8 и 11 лучеприемника 12 поступают потоки радиации, разность энергии которых пропорциональна концентрации анализируемого компонента. Возникновение в лучеприемнике пульсаций давления воспринимаются конденсаторным микрофоном 13, амплитуда мембраны которого зависит от разности давлений в приемных камерах, а следовательно, и от концентрации анализируемого компонента в газе. Конденсаторный микрофон включен на вход электронного усилителя 14. Сигнал с усилителя подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя 15, который перемещает движок реохорда *R*. Электрическое питание схема получает от блока 3.

Реохорд, включенный в цепь питания правого излучателя, изменяя его накал, компенсирует поглощение инфракрасной радиации в правом оптическом канале. Таким образом, каждому значению содержания определяемого компонента будет соответствовать определенное положение движка реохорда и связанных с ним указателя и пера прибора 16. Оборотатор 4 приводится в движение двигателем 5.

§ 3. МАГНИТНЫЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Все известные газы разделяются на парамагнитные и диамагнитные. Парамагнитные газы втягиваются в область поля с повышенной магнитной напряженностью, а диамагнитные газы выталкиваются из области более сильного магнитного поля.

Удельная магнитная восприимчивость парамагнитных газов подчиняется закону Кюри

$$\eta = C/T, \quad (11.6)$$

где C — константа Кюри; T — абсолютная температура.

С другой стороны, для объемной магнитной восприимчивости парамагнитных газов справедливо соотношение

$$K_m = \eta \frac{pM}{RT}, \quad (11.7)$$

где p — давление газа; M — молекулярная масса; R — газовая постоянная.

Из соотношений (11.6) и (11.7) следует, что объемная магнитная восприимчивость парамагнитного газа обратно пропорциональна квадрату абсолютной температуры. В то же время магнитная восприимчивость диамагнитных газов от температуры не зависит. Зависимость между магнитной восприимчивостью и температурой газа используется в термомангнитных анализаторах.

Большинство распространенных газов обладает диамагнитными свойствами. К числу парамагнитных газов относятся кислород и редко встречающиеся окислы азота. В то же время магнитная восприимчивость кислорода на два порядка выше магнитной восприимчивости диамагнитных газов. Таким образом, магнитная восприимчивость смеси практически полностью определяется концентрацией кислорода независимо от содержания других компонентов. Это свойство положено в основу кислородных газоанализаторов. На элементарный объем кислорода dV действует сила dF , величина которой определяется выражением

$$dF = \frac{cMp}{R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) H \frac{dH}{dx} dV. \quad (11.8)$$

где H — напряженность магнитного поля; T_1 и T_2 — соответственно температуры холодного и нагретого кислорода.

Под действием этой силы возникает термомагнитная конвекция (так называемый «магнитный ветер»), величина которой зависит от концентрации кислорода в анализируемой смеси. Схема одного из наиболее распространенных типов магнитных газоанализаторов на кислород МГК-2 показана на рис. 11.3.

Датчик газоанализатора выполнен в виде кольцевой камеры с поперечной перемычкой из стеклянной трубки. На поперечной трубке расположены две нагревательные обмотки из тонкой платиновой проволоки, включенные в схему моста постоянного тока. Одна из обмоток расположена в поле постоянного магнита. Молекулы кислорода из анализируемой газовой смеси под действием магнитного поля втягиваются в поперечную трубку. Попадая в область левой подогреваемой обмотки, кислород нагревается и его магнитные свойства уменьшаются.

В результате этого в поперечной трубке образуется поток газа, направленный слева направо. Более холодный газ проходит в область магнитного поля и левой нагревательной обмотки. В зону правой обмотки газ приходит уже более нагретый. Таким образом, левая обмотка охлаждается в большей степени, чем правая. Изменения температуры обмоток приводят к изменению их сопротивления, а следовательно, и к нарушению равновесия мостовой схемы. Степень нарушения равновесия моста находится в зависимости от концентрации кислорода в анализируемой смеси. При отсутствии кислорода поток газа в поперечной трубке отсутствует и

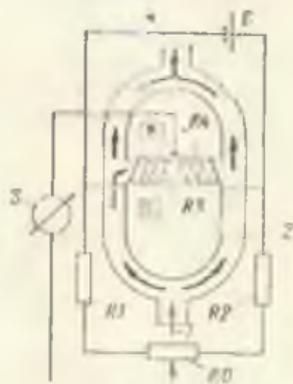


Рис. 11.3. Схема магнитного газоанализатора на кислород МГК-2.

1 — линия ввода газа; 2 — кольцевая камера; 3 — измерительный прибор; 4 — линия ввода газа; N-S — постоянные магниты; B — батарея; RO — регулятор нуля; R1 и R2 — постоянные сопротивления; R3 и R4 — нагревательные элементы

мост находится в равновесии. В качестве измерительного прибора могут быть использованы самопишущие милливольтметры или потенциометры. Магнитные газоанализаторы выпускаются на диапазоны измерений $0-5\% Q_{21}$, $0-25\% Q_{21}$ и $0-100\% Q_{21}$. Наибольшая основная погрешность измерения $\pm 5\%$.

Применяются они для анализа газов, контроля процессов горения в топках паровых котлов и т. п.

§ 4. МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Масс-спектрометры представляют собой газоанализаторы, принцип действия которых основан на разделении анализируемого газа по массам составляющих его компонентов. Масс-спектрометры позволяют осуществлять полный анализ многокомпонентных газовых смесей.

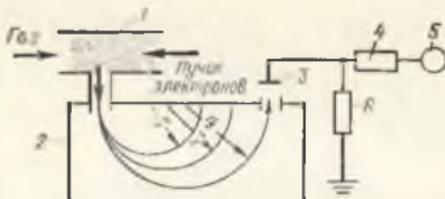


Рис. 11.4. Принципиальная схема масс-спектрометра

Основными элементами масс-спектрометров являются:

а) ионный источник, в котором происходит превращение молекул испытуемого вещества в положительные ионы с различными значениями энергий и удельными зарядами, а также формирование ионного пучка в электрическом поле;

б) масс-анализатор, в котором разделяется ионный пучок и образуются сфокусированные пучки, каждый из которых содержит частицы с определенным удельным зарядом;

в) приемник ионов и измерительное устройство.

В зависимости от способа разделения ионов, отличающихся по массе, существуют три основных типа масс-спектрометров: импульсный с разделением ионов по времени пролета; радиочастотный, основанный на разделении в зависимости от степени прироста энергии ионов в электрических высокочастотных полях; магнитный с разделением ионов в однородном магнитном поле.

В Советском Союзе и за рубежом преимущественное распространение получили масс-спектрометры с разделением ионов в однородном магнитном поле. Принципиальная схема такого масс-спектрометра показана на рис. 11.4.

Анализируемая газовая смесь подается в ионизационную камеру 1, находящуюся под глубоким вакуумом. Молекулы газа

бомбардируются потоком электронов, излучаемых раскаленным катодом, вследствие чего получают положительные ионы, обладающие одинаковым зарядом e , но различной массой (для различных компонентов). Ионы, имеющие вначале незначительную энергию, под действием электрического поля, обусловленного приложенной к стенкам ионизационной камеры разности потенциалов U , получают ускорение и вылетают с определенной скоростью через щель ионизационной камеры. Далее ионы попадают в камеру 2 анализатора, где действует однородное магнитное поле с вектором напряженности H , направленным перпендикулярно к плоскости чертежа. Как только ионный пучок попадает в зону магнитного поля, ионы опишут криволинейные траектории различных радиусов r_1, r_2, r_3 и т. д., величина которых зависит от скорости входа ионов H , т. е. от величины U , а также от величины отношения массы иона m к его заряду e . При постоянных U, H и e и выходящую щель камеры 2 и далее на коллектор 3 попадают только ионы с определенным значением m . Попадая на заземленный через сопротивление R коллектор 3, ионы отдают ему свои заряды, создавая электрический ток. Падение напряжения на сопротивлении усиливается усилителем постоянного тока 4 и передается на измерительный прибор 5. Для того чтобы направить на коллектор ионы различных компонентов (обладающих различными массами), необходимо изменять напряженность магнитного поля H или разность потенциалов U , или обе величины одновременно. При этом измерительный прибор записывает на диаграмме кривую с пиками, соответствующими ионам с определенной массой. Высота отдельных пиков, пропорциональная ионному току, проходящему через сопротивление, характеризует концентрацию компонентов в газовой смеси.

Для определения радиуса r траектории ионов, движущихся в магнитном поле, рассмотрим силы, действующие на заряженную частицу:

центробежная сила

$$F_1 = \frac{mW^2}{r} \quad (11.9)$$

и сила, действующая со стороны магнитного поля,

$$F_2 = HeW, \quad (11.10)$$

где W — скорость иона; H — напряженность магнитного поля. В условиях равновесия $F_1 = F_2$, следовательно,

$$\frac{mW^2}{r} = HeW, \quad mW = Her. \quad (11.11)$$

Из равенства (11.11) видно, что при неизменном количестве движения mW радиус траектории постояен, т. е. траектория представляет собой окружность. Ионы, приобретающие свою скорость под воздействием электрического поля с потенциалом U ,

имеют потенциальную энергию eU . Потенциальная энергия, полученная ионом, должна равняться его кинетической энергии:

$$eU = \frac{mW^2}{2}, \quad (11.12)$$

откуда

$$W = \sqrt{2U \frac{e}{m}}. \quad (11.13)$$

Подставляя выражение для W из (11.13) в уравнение (11.11) и решая его относительно r , получаем

$$r = \frac{1}{H} \sqrt{2U \frac{m}{e}}. \quad (11.14)$$

Уравнение (11.14) показывает, что изменением напряженности магнитного поля или ускоряющего напряжения можно выделить из газовой смеси лишь ионы с определенным значением отношения m/e , описывающие траекторию определенного радиуса. Таким образом, при данных H и U на коллектор \mathcal{B} будут попадать только компоненты газа, имеющие определенное значение m/e .

Диапазон измерения масс зависит от пределов регулирования напряженности магнитного поля H и ускоряющего напряжения U .

Разрешающая способность масс-спектрометра характеризует предел раздела линий спектра и обычно выражается отношением

$$k = M/\Delta M, \quad (11.15)$$

где M — максимальное массовое число компонента, регистрируемого раздельно от другого компонента, массовое число которого отличается от M на величину, равную единице.

Разрешающая способность выпускаемых промышленностью масс-спектрометров равна 45. Масс-спектрометром можно определять содержание компонента, концентрация которого в смеси составляет всего лишь 0,001%.

§ 5. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Хроматографическими газоанализаторами называются приборы для анализа газовых смесей, основанные на хроматографических методах разделения. Возможность анализа полного состава сложных органических смесей, сравнительная быстрота измерений и высокая чувствительность приборов обусловили быстрое развитие газовой хроматографии за последние годы. Сущность хроматографического разделения газовых смесей заключается в различии сорбируемости компонентов при движении смеси по слою сорбента.

Сорбцией называется поглощение газов, паров и растворенных веществ твердыми и жидкими поглотителями. Если поглощение веществ происходит на поверхности твердого или жидкого

тела, то такое явление называется адсорбцией. Явление адсорбции объясняется наличием сил притяжения между молекулами адсорбента и молекулами адсорбируемого вещества. Беспорядочно движущиеся молекулы газов, попадая в силовое поле адсорбента, притягиваются к его поверхности, удерживаются на поверхности некоторое время, затем улетают в окружающее пространство и могут вновь возвратиться к поверхности адсорбента. На величину адсорбции влияют температура и давление газа. С увеличением температуры увеличивается кинетическая энергия молекул газа, следовательно, уменьшается адсорбция его. С увеличением давления адсорбция увеличивается.

Величина адсорбции в значительной мере зависит от пористости сорбента. Чем больше пористость сорбента, тем больше поверхность поглощения. Так, поверхность 1 г активированного угля достигает 600—1000 м² [41].

Большое влияние на процесс адсорбции оказывает природа самого адсорбируемого газа. Различные газы по отношению к данному адсорбенту обладают различной способностью адсорбироваться. Это свойство, называемое избирательностью, и лежит в основе адсорбционного разделения газовой смеси на компоненты. Экспериментально установлено, что, например, по отношению к активированному углю при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст. газы по возрастающей избирательной способности располагаются в следующем порядке: водород, азот, кислород, окись углерода, метан, двуокись углерода, ацетилен, закись азота, хлористый водород, сероводород, аммиак, хлористый метил, двуокись серы, фосген.

Адсорбируемость углеводородных газов растет с увеличением их молекулярных масс. Следовательно, при пропускании газовой смеси через сорбент поверхность последнего будет поглощать в первую очередь тот компонент, который обладает большей адсорбируемостью.

Явление адсорбции обратимо. Увеличение температуры адсорбента и газа, снижение давления газа, введение в систему малоактивного газа — все это способствует уменьшению сорбции и приводит к десорбции, т. е. к обратному переходу компонента газа с поверхности адсорбента в газовый поток. Многократное осуществление процесса адсорбция — десорбция позволяет осуществлять разделение газовых смесей на отдельные компоненты даже в тех случаях, когда они близки по своим физико-динамическим свойствам.

В зависимости от природы используемого сорбента различают хроматографию газо-адсорбционную, газо-жидкостную и капиллярную.

При газо-адсорбционной хроматографии в качестве сорбента применяются пористые вещества: активированный уголь, силикагель, различные силикаты. Газо-адсорбционная хроматография применяется для анализа низкокипящих газов.

При газо-жидкостной хроматографии в качестве сорбента используются нелетучие растворители, нанесенные на пористые твердые носители с большой поверхностью. Разделение смеси на компоненты зависит от скорости процесса растворения компонентов в жидкости, которая определяется коэффициентом распределения между жидкой и газообразной фазами. Газо-жидкостная хроматография применяется для анализа самых разнообразных смесей, в том числе смесей высококипящих жидкостей. В качестве растворителей применяют вазелиновое и силиконовое масло, этиленгликоль и другие, в качестве носителей — диатомитовый кирпич, хромосорб и др.

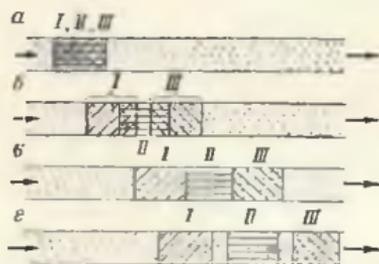


Рис. 11.5. Схема хроматографического разделения

При капиллярной хроматографии нелетучий растворитель наносят непосредственно на внутреннюю поверхность капиллярной трубки, через которую пропускают анализируемый газ. Длина капилляра может изменяться от десятков до сотен метров. Достоинством капиллярной хроматографии является ускорение анализа, высокая эффективность вследствие уменьшения диффузионных процессов и использование малых объемов пробы.

Принцип хроматографического разделения компонентов можно пояснить схемой, изображенной на рис. 11.5. Проба газа, состоящая, например, из трех компонентов I, II и III, перемещается газом-носителем через слой сорбента, помещенного в трубку. Так как компоненты смеси имеют различную сорбируемость или растворимость, то их движение в трубке будет замедляться по-разному. Через некоторое время (рис. 11.5, б) вперед пойдет компонент III, как менее сорбирующийся, за ним II и наконец I, более сорбирующийся и поэтому медленнее движущийся. Далее (рис. 11.5, в) компоненты полностью разделяются и при дальнейшем движении (рис. 11.5, г) отделяются совсем и из трубки будет выходить либо газ-носитель, либо бинарная смесь (газ-носитель — компонент). В качестве газа-носителя применяют инертный по отношению к сорбенту газ (воздух, азот, водород, гелий). Бинарная смесь, состоящая из компонента и газа-носителя, поступает в детектор, выходной сигнал которого по амплитуде пропорционален концентрации компонента в смеси.

Взаимосвязь величины адсорбции и концентрации газа описывается уравнением Ленгмюра

$$\alpha = \frac{ABC}{1 + AC}, \quad (11.16)$$

где a — величина адсорбции или количество вещества, поглощаемого единицей массы адсорбента при достижении фазового равновесия; A и B — постоянные, зависящие от свойств адсорбента и адсорбирующего вещества; C — концентрация газа.

Если $C \ll 1$, то $a = ABC = kC$ — уравнение прямой, выходящей из начала координат. Если $C \gg 1$, то $a = \frac{ABC}{AC} = B$ — уравнение прямой, параллельной оси абсцисс.

Таким образом, при малых значениях концентрации газа величина адсорбции прямо пропорциональна концентрации, а при очень больших является величиной постоянной, соответствующей насыщению адсорбента. Графическая зависимость $a = f(C)$ при постоянной температуре является основной характеристикой адсорбционной способности поглотителей.

При абсорбции¹ жидким сорбентом количество поглощенного газа зависит от растворимости в сорбенте и давления, если газ не реагирует химически с жидкостью.

Согласно закону Генри

$$p = kC, \quad (11.17)$$

где p — давление газа; C — концентрация растворенного в жидкости газа; k — коэффициент пропорциональности (коэффициент Генри).

Если в системе присутствует несколько газов, то каждый из них растворяется пропорционально своему парциальному давлению в смеси. Растворимость абсорбированного газа уменьшается с повышением температуры. Фазовое равновесие между раствором газа в жидкости и газовой смесью над жидкостью следует закону Генри только при температурах выше критических. При температурах ниже критической равновесие в системе жидкость — насыщенный пар описывается законом Рауля

$$p_i = p_i^* x_i, \quad (11.18)$$

где p_i — парциальное давление компонента в парах над жидкостью, выраженное в долях от общего давления; p_i^* — упругость паров чистого компонента (насыщенного) при данной температуре; x_i — молекулярная доля данного компонента в растворе.

Зависимость (11.18) имеет важное значение в распределительной и газожидкостной хроматографии.

Принципиальная схема хроматографического анализатора такова показана на рис. 11.6.

Основными узлами прибора являются: пробоотборное устройство 5, колонка 6 для хроматографического разделения смеси, детектор 7 и регистрирующий прибор 9. Газ-носитель из бал-

¹ Абсорбцией называется поглощение газов, паров или растворенных веществ во всем объеме твердой или жидкой фазы.

лоиа 1 через редуктор 2 и регулирующий вентиль 3 поступает в колонку 6, представляющую собой трубку, заполненную сорбентом.

По пути в газ-носитель, давление которого контролируется манометром 4, с помощью пробоотборного устройства вводится порция анализируемой газовой смеси. Разделенная на компоненты смесь проходит детектор, который выдает на прибор 9 сигналы,

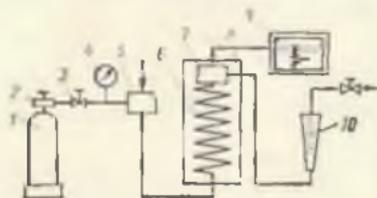


Рис. 11.6. Принципиальная схема хроматографического анализатора газов

«нулевой линии». Эти отрезки соответствуют движению чистого газа-носителя. Расстояние по оси абсцисс соответствует времени. Запись в виде отдельных пиков объясняется тем, что из-за не идеально четкого разделения компоненты поступают в измерительный элемент детектора и удаляются из него вместе с газом-носителем постепенно.

Количество протекающего через детектор компонента сначала увеличивается, достигает максимума, а затем постепенно уменьшается. Отсюда следует, что количество отдельного компонента в анализируемом газе может быть определено по хроматограмме как площадь записанного пика.

Каждый компонент, задержанный сорбентом, появляется в детекторе через определенное время и дает на хроматограмме соответствующий ему пик. Момент ввода пробы отмечается на нулевой линии хроматограммы (точка А). Отрезок прямой от точки А до точки D, соответствующей времени появления в детекторе не задерживаемого в колонке компонента, называется временем удерживания, а соответствующий ему объем газа — удерживаемым объемом. Для второго компонента временем удерживания является отрезок AF и т. д.

Время удерживания для каждого компонента газовой смеси при одинаковых условиях анализа является величиной постоянной. Вследствие этого по времени, через которое появляются пики,

соответствующие компоненту и концентрации его в смеси. Заданное значение температуры в разделительной колонке поддерживается термостатом 8, а расход газа-носителя контролируется ротаметром 10.

На рис. 11.7 приведена типичная хроматограмма. Запись состоит из ряда пиков, соответствующих различным компонентам и разделенных отрезками



Рис. 11.7. Хроматограмма

можно судить о природе компонента, т. е. определять, какой именно компонент соответствует тому или иному пику. Если в хроматограмме пет пика, соответствующего времени удерживания определенного компонента, то, следовательно, этого компонента нет в анализируемой смеси. Время удерживания определяют экспериментально для данного вида смеси, сорбента, скорости, температуры и давления газа-носителя, а также для длины разделительной колонки. Если принять суммарную площадь пиков всех компонентов за 100%, то отношение площади пика одного из компонентов к суммарной площади всех пиков даст процентное содержание этого компонента в смеси. За ширину пика принимают отрезок BC (см. рис. 11.7), образованный двумя касательными к точке перегиба боковых кривых пика. Высота пика определяется отрезком DE .

Качество хроматографических анализаторов газа зависит от качества разделения анализируемой смеси на компоненты в разделительной колонке, от чувствительности и точности детектора. Качество хроматографического разделения зависит от свойств вещества неподвижной фазы (адсорбента или жидкости, нанесенной на твердый носитель). На разделение влияют также длина колонки, температура, скорость газа-носителя и количество анализируемой пробы. Существующие хроматографы с большой точностью могут разделять смесь углеводородных газов с содержанием до 18 компонентов в течение 1 ч. Объем пробы газовой смеси, необходимый для хроматографического анализа, очень небольшой и не превышает 10 мл.

Основными элементами хроматографической установки, определяющими качество анализа, являются разделительная колонка и детектор.

Разделительная колонка представляет собой трубку, которая в зависимости от хроматографического метода заполняется поверхностно-активным веществом (адсорбентом) или пористым материалом-носителем, на поверхность которого нанесена соответствующая неподвижная жидкая фаза. Материал трубок не должен реагировать с компонентами смеси. Трубки могут быть медными, алюминиевыми, стеклянными или из нержавеющей стали. Медь в ряде случаев может оказаться непригодной, так как она адсорбирует некоторые компоненты смесей или реагирует с ними (особенно при повышенных температурах).

Форма колонки практически не влияет на эффективность разделения. По форме колонки бывают прямыми, V-образными, W-образными, в виде незамкнутого кольца и спиральные. Наиболее распространены в настоящее время спиральные металлические колонки, благодаря которым можно создать более компактные конструкции приборов. Прямые колонки применяются, как правило, редко.

Разделительная способность колонки зависит от природы и количества неподвижной фазы, от равномерности набивки, длины

колонки, от температуры, природы и скорости движения газ-носителя, от свойств компонентов смеси, подлежащей разделению, и от величины пробы.

Диаметр хроматографических колонок колеблется в пределах 4—8 мм. Диаметр колонки непосредственно не оказывает прямого влияния на разделение, поэтому не входит в уравнения, характеризующие эффективность разделения. Но следует иметь в виду, что при малых диаметрах колонки имеют малую емкость, а при больших диаметрах возрастает расход анализируемого вещества и возможно снижение эффективности разделения.

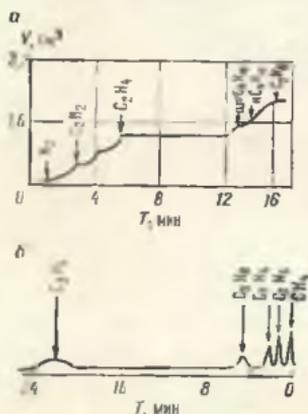


Рис. 11.8. Хроматограммы интегрального (а) и дифференциального (б) детекторов

Длина колонки выбирается в зависимости от состава смеси. Так как в настоящее время еще нет достаточно точных теоретических методов расчета оптимальной длины колонки, то в каждом конкретном случае ее находят эмпирически в зависимости от свойств компонентов анализируемой смеси. Первоначально используют колонку длиной 2—3 м, а окончательную длину определяют на основании полученной хроматограммы. Колонки длиной более 15 м не применяются (кроме капиллярных). Выпускаемые промышленностью хроматографы имеют набор колонок, которые для создания необходимой длины соединяют с помощью капилляров.

При заполнении колонок необходимо добиться равномерного распределения наполнителя по всей длине колонки. Разрывов и пустот в столбике наполнителя не должно быть.

Спиральные колонки скручиваются в спираль только после заполнения. Диаметр спирали делается по крайней мере в десять раз больше диаметра трубки, чтобы уменьшить дополнительное влияние диффузии или стеночного эффекта.

Детектор является одним из наиболее важных узлов, от которого зависит чувствительность и точность всей хроматографической установки. К детекторам предъявляются следующие основные требования. Они должны обладать высокой чувствительностью, малой инерционностью, однозначной зависимостью показаний от свойств анализируемых веществ.

По принципу определения компонентов детекторы разделяются на интегральные и дифференциальные. Интегральные детекторы дают интегральное значение свойств всех компонентов газа, выходящего из разделительной колонки с начала опыта. Полученная диаграмма (рис. 11.8, а) представляет собой кривую с рядом

ступеней. Недостатком интегральных детекторов являются малая чувствительность, невозможность определения времени удержания T , невысокая точность.

Дифференциальные детекторы реагируют на мгновенное появление выходящего из разделительной колонки газа (рис. 11.8, б). Преимуществом дифференциальных детекторов является их более высокая чувствительность и точность, возможность определять как количество компонента, так и время его удерживания. В связи с этим большинство систем детектирования являются дифференциальными.

Чувствительность детектора определяется по формуле

$$S_m = \frac{BS_cQ}{WV_m}, \quad (11.19)$$

где B — площадь пика компонента; S_c — чувствительность самопишущего прибора; Q — расход газа-носителя; V_m — масса компонента; W — скорость движения диаграммы.

Разработкой детектирующих устройств для газовой хроматографии занимаются научно-исследовательские и конструкторские организации в нашей стране и различные зарубежные фирмы.

В настоящее время известно более пятидесяти принципов детектирования в хроматографии [40]. Наиболее употребляемые в существующих хроматографах являются детекторы: 1) основанные на измерении теплопроводности газов (катарометры); 2) термохимические; 3) пламенно-ионизационные; 4) ионизационные; 5) весовые (по плотности газа).

Схема детектора, где использован метод измерения теплопроводности газов, показана на рис. 11.9. Платиновые спирали 4, расположенные в ячейках 2 и 3 металлического корпуса 1, включены в мостовую схему постоянного электрического тока в качестве двух его плеч.

Через одну ячейку (измерительную) непрерывно пропускается выходящий из колонки газ-носитель, в котором может содержаться один из компонентов анализируемой смеси. Через другую ячейку (сравнительную) пропускается чистый газ-носитель. Платиновые спирали нагреваются электрическим током. Когда через обе ячейки проходит газ-носитель, условия теплоотдачи одинаковы; температура платиновых спиралей будет также одинакова, следо-

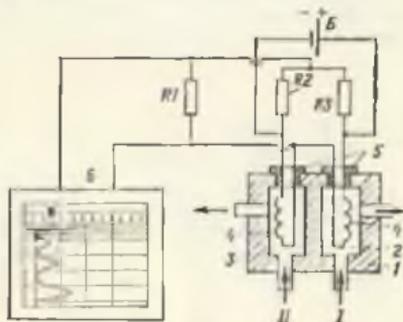


Рис. 11.9. Схема детектора хроматографа, основанного на теплопроводности газов
1 — металлический корпус; 2 — измерительная ячейка; 3 — сравнительная ячейка; 4 — платиновые спирали; 5 — изоляторы для ввода проводов; 6 — электронный мост; R_1 , R_2 , R_3 — постоянные сопротивления; В — батарея; 1 — смесь газа-носителя и компонентов из колонки; 2 — чистый газ-носитель

вательно, электрические сопротивления спиралей равны и электрический мост будет находиться в равновесии. Если в измерительную ячейку попадает бинарная смесь, теплопроводность которой отличается от теплопроводности чистого газа-носителя, наступит разбаланс моста и регистратор запишет сигнал, пропорциональный разности теплопроводностей. Вследствие линейной связи для бинарной смеси между концентрацией и теплопроводностью сигнал разбаланса будет зависеть от концентрации компонента.

Рассмотренный детектор имеет низкую чувствительность, что не позволяет использовать его при малых объемах проб в промышленных анализаторах.

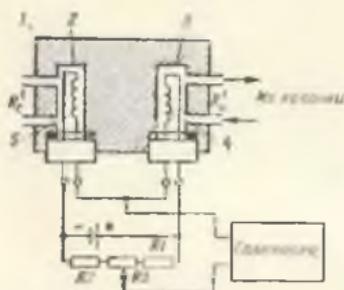


Рис. 11.10. Схема термодимического детектора

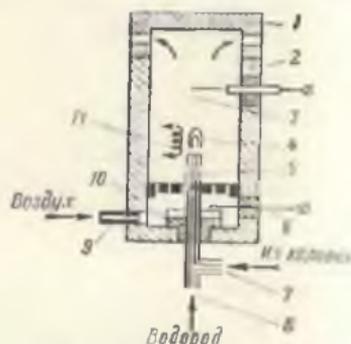


Рис. 11.11. Схема пламенно-ионизационного детектора

Принцип действия термодимического детектора заключается в измерении теплового эффекта реакции горения (окисления) горючих газов в присутствии катализатора. Детектор (рис. 11.10) состоит из двух расположенных в корпусе 1 камер: измерительной 3 и сравнительной 2. Платиновые нити 4 и 5 включены в мостовую электрическую схему. Компонент сжигается в измерительной камере при температуре $800-900^{\circ}\text{C}$ на платиновой нити, которая одновременно служит и измерительным плечом, и катализатором. Термодимический детектор имеет сравнительно высокую чувствительность ($1-2 \cdot 10^2$ мВ/% объема), при применении в качестве газа-носителя — воздуха и обладает малой инерционностью.

К недостаткам этого детектора относится недостаточная стабильность характеристики.

Действие пламенно-ионизационного детектора основано на эффекте ионизации молекул органических соединений в пламени водорода.

Детектор (рис. 11.11) представляет собой металлическую камеру 2, закрытую крышкой 1, в которой расположена горелка 5, укрепленная на изоляторе 10. Через штуцер 7 в горелку поступает

анализируемый газ из разделительной колонки, а через штуцер 8 поступает водород. В качестве газа-носителя обычно используют азот. Через штуцер 9 в камеру горения поступает воздух. Для измерения ионизационного тока над пламенем 4 водорода расположен коллектор 3, а горелка детектора соединена с выводом 6.

Коллектор детектора выполняется либо в виде сетки, либо изготовляется из проволоки, прямой или изогнутой в виде кольца. Для зажигания пламени в детекторе имеется нихромовая спираль 11.

При горении чистого воздуха ионы почти не образуются, поэтому электропроводность пламени очень мала. Ионный ток составляет 10^{-4} А. Если же в водородное пламя вводятся молекулы анализируемых органических соединений, которые легко ионизируются, то электропроводность пламени резко возрастает. В детекторе возникает ионный ток 10^{-7} — 10^{-10} А.

На рис. 11.12 показана измерительная схема с пламенно-ионизационным детектором. К горелке детектора 1 подведен положительный полюс стабилизированного источника питания

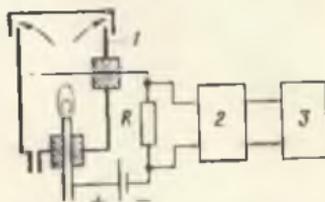


Рис. 11.12. Измерительная схема с пламенно-ионизационным детектором

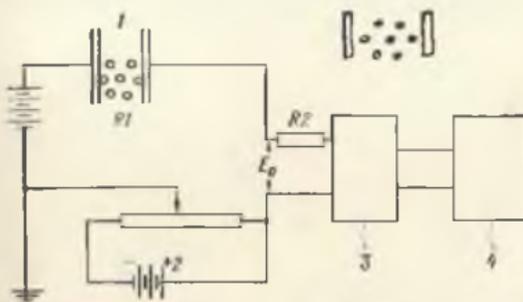


Рис. 11.13. Электрическая схема ионизационного детектора.

1 — источник ионизации; 2 — источник компенсационного напряжения; 3 — усилитель; 4 — коллектор

постоянного тока напряжением 100—300 В. Ионизационный ток измеряют по падению напряжения на сопротивлении R с помощью усилителя 2. Выходной сигнал усилителя поступает на регистрирующий прибор 3.

Пламенно-ионизационные детекторы обладают очень высокой чувствительностью (10^7 — 10^8 мВ·с/г).

Принцип действия ионизационных детекторов основан на том, что электропроводность газа прямо пропорциональна concentra-

нии в нем заряженных частиц. Схема, поясняющая принцип действия ионизационного детектора, показана на рис. 11.13.

Газ, выходящий из разделительной колонки, попадает в детектор и ионизируется в нем источником радиоактивного излучения. Наличие заряженных частиц в межэлектродном пространстве обуславливает ток I , протекающий через это пространство. Ионизационный ток, измеряемый по падению напряжения на сопротивлении $R2$ после усиления усилителем, поступает на вход регистрирующего прибора.

Пространство между электродами можно представить как переменное сопротивление $R1$, величина которого определяется количеством имеющихся заряженных частиц.

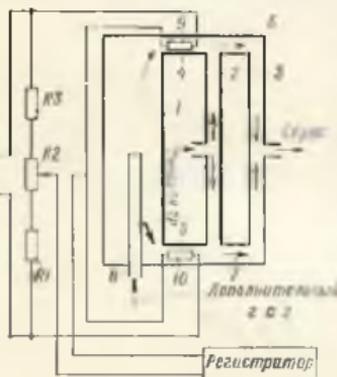


Рис. 11.14. Схема детектора по плотности

Если в межэлектродном пространстве протекает чистый газ-носитель, то концентрация заряженных частиц и, следовательно, ток будут постоянными. Этот ток называется фоновым. Фоновый ток целесообразно свести к минимуму, чтобы можно было более точно измерить небольшие изменения тока. Фоновый ток можно скомпенсировать противоположно направленным током такой же величины от компенсационного источника напряжения 2. Таким образом, когда протекает только чистый газ-носитель, то тока нет, сигнал отсутствует и перо регистратора чертит на диаграмме нулевую линию.

При прохождении компонента смеси через электродное пространство детектора молекулы компонента ионизируются. При этом количество заряженных частиц возрастает, сопротивление $R1$ падает и в цепи появляется ток, который вызывает сигнал, регистрируемый пером на хроматограмме в виде пика.

Ионизационный детектор имеет чувствительность при работе на аргоне в 100 000 раз более высокую, чем детектор по теплопроводности.

Принцип действия весовых детекторов (по плотности газа) основан на непрерывном взвешивании столба газа. В этих детекторах осуществляется сравнение весов двух равных столбов газов, имеющих различную плотность и находящихся при одинаковых температурах и давлениях.

Схема одного из получивших наибольшее распространение детекторов по плотности изображена на рис. 11.14. В детекторе имеется три вертикальных канала 1—3. Через канал 2 в процессе работы детектора все время протекает газ, выходящий из хроматографической колонки, который вводится в средней части канала 2.

Дополнительный газ вводится в канал через трубку 8, длина которой подбирается при настройке детектора. Дополнительный газ и газ, выходящий из хроматографической колонки, смешиваются в каналах 6 и 7, а затем через канал 3 вытекают в атмосферу. В каналах 4 и 5, соединяющих вертикальные каналы 1 и 2, располагаются чувствительные элементы 9 и 10 термоанемометра, соединенные с резисторами $R1-R3$ в неравновесный электрический мост. В качестве чувствительных элементов термоанемометра обычно используются металлические или полупроводниковые терморезисторы.

При изменении веса столба газа в канале 2 изменяется поток дополнительного газа через канал 5, что приводит к охлаждению и, следовательно, к изменению сопротивления чувствительного элемента, расположенного в этом канале. Такой детектор позволяет обнаруживать газы, имеющие как большую, так и меньшую, чем у газа-носителя, плотность. Сигнал детектора связан с разностью плотностей анализируемого газа и газа-носителя и описывается формулой [140]

$$\Delta U(t) = k(\rho_i - \rho_r)x_i(t), \quad (11.20)$$

где $\Delta U(t)$ — сигнал детектора в момент времени t ; k — постоянный коэффициент, учитывающий конструкцию детектора, чувствительность измерителя расхода и окружающие условия работы детектора; ρ_i и ρ_r — плотность i -го компонента и газа-носителя соответственно; $x_i(t)$ — концентрация i -го компонента в газе-носителе, проходящем через детектор в момент времени t .

В качестве дополнительного газа рекомендуется использовать воздух, аргон, азот или другие газы, имеющие малое отношение теплопроводности к теплоемкости, так как условия работы термоанемометра оптимальны, когда отвод тепла от чувствительных элементов осуществляется за счет теплоемкости. Чувствительность детектора зависит от давления и температуры. При повышении давления возрастает разность плотностей и, следовательно, увеличивается чувствительность. При повышении температуры разность плотностей уменьшается и чувствительность понижается. При увеличении температуры чувствительность детектора понижается также вследствие того, что уменьшается разность температур между стенками канала и чувствительным элементом.

Большая часть промышленных хроматографов обеспечивает определение концентрации компонентов в диапазоне от 0,01 до 100%. Общая относительная погрешность анализа от 1 до 5% от диапазона шкалы. Для того чтобы обеспечить погрешность в 1%, необходимо стабилизировать температуру колонки с погрешностью $\pm 1\%$, напряжение питания измерительного моста детектора с погрешностью $\pm 0,05\%$.

Время цикла анализатора составляет 5—30 мин. Используя малый объем пробы, высокоселективные сорбенты и соответственно уменьшая диаметр и длину колонки, в некоторых случаях

удается сократить цикл до 1 мин. При этом необходимо применять высокочувствительный и малоинерционный детектор.

Для точности анализатора весьма существенное значение имеет точность дозирования пробы и стабилизация расхода газа-носителя.

В ряде случаев нет необходимости проводить полный анализ пробы, с определением всех компонентов газовой смеси. Так, для углеводородных газов, например, достаточно анализировать подробно только легкую часть пробы (до C_6). В этом случае можно применить так называемый метод обратной продувки. Осуществляется это переключением потока газа-носителя через разделительную колонку в обратном направлении после выхода последнего из определяемых компонентов. Тяжелая часть пробы не разделяется и дает на хроматограмме суммарный пик.

В настоящее время промышленностью выпускает разработанные в СССР хроматографы, отличающиеся от газо-адсорбционных хроматографов тем, что разделительная колонка в процессе разделения газовой смеси находится под воздействием динамического температурного поля. Изменение температуры колонки с адсорбентом по заданной программе приводит к более четкому разделению, что дает возможность анализировать смеси с очень малыми концентрациями компонентов и разделять сложные смеси, компоненты которых резко отличаются своими физико-химическими свойствами. Существует несколько сотен различных модификаций лабораторных и промышленных хроматографических анализаторов. Промышленным хроматографом можно анализировать один или несколько потоков. Промышленные хроматографы могут быть использованы в системах автоматического регулирования.

§ 6. КОЛОРИМЕТРИЧЕСКИЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Колориметрические анализаторы используют зависимость поглощения видимого излучения от концентраций измеряемого вещества. Закон Ламберта—Бера (11.4) количественно выражает зависимость поглощения излучения определенной длины волны от концентрации поглощающего вещества и от толщины слоя, в котором происходит поглощение. Для определения концентрации измеряемого вещества по поглощению излучения существенными являются не абсолютные значения потоков излучения Φ_0 и Φ , а только их отношение. Это отношение может быть представлено в виде

$$\frac{\Phi}{\Phi_0} = 10^{-\epsilon cl} \quad (11.21)$$

На практике равенство (11.21) удобнее использовать в логарифмической форме

$$-\log \frac{\Phi}{\Phi_0} = \log \frac{\Phi_0}{\Phi} = \epsilon cl = E, \quad (11.22)$$

которое называют выражением ослабления. При экспериментальном определении ослабления слоя анализируемого вещества надо иметь в виду, что ослабление излучения происходит не только при проходе через слой, но и из-за отражения на поверхностях, ограничивающих этот слой. Поэтому при измерениях должны применяться кюветы с плоскопараллельными окнами, а интенсивность излучения должна измеряться всегда после прохождения через кювету. Для определения Φ_0 просвечивается кювета без поглощающего вещества, а для определения Φ — кювета, наполненная поглощающим веществом.

Если поглощающая среда состоит из нескольких различных компонентов, то закон Ламберта—Бера можно написать в виде

$$\frac{I}{I_0} = e^{-\epsilon_1 c_1 x} - e^{-\epsilon_2 c_2 x} - \dots \quad (11.23)$$

где $\epsilon_1, \epsilon_2, \epsilon_3$ — коэффициенты поглощения отдельных компонентов; c_1, c_2, c_3 — концентрация отдельных компонентов.

Поскольку вещества обладают различными коэффициентами поглощения в различных частях спектра, то для повышения чувствительности прибора надо выбирать ту часть спектра, которая наиболее подходит для данного измерения. Это достигается специальными фильтрами или использованием монохроматического излучения соответствующей длины волны.

Одна из распространенных схем реализации колориметрического метода анализа показана на рис. 11.15. Луч света от источника 1 отражается зеркалами 2 и 3 и, пройдя диафрагмы 4 и 5, сравнительную и измерительную кюветы 6 и 7, с помощью зеркала 8—10 направляется на фотозлемент 11. Вращающаяся заслонка (обтюратор) 12 попеременно перекрывает пучки лучей, проходящие через измерительную и сравнительную кюветы. Если в сравнительной и в измерительной кюветках имеется одинаковый раствор, то на фотозлемент 11 попеременно поступает излучение одинаковой интенсивности и напряжение на сетке входной электронной лампы усилителя 15 не меняется. Если в измерительной кювете появится определенный компонент, излучение на выходе ее уменьшается, освещенность фотозлемента будет периодически изменяться (заслонка 12 будет попеременно на-

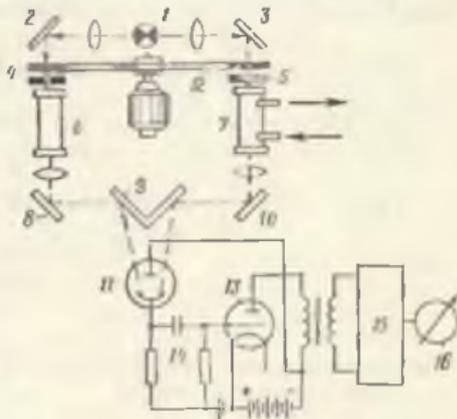


Рис. 11.15. Колориметрический анализатор

правлять луч через сравнительную и измерительную кюветы). При этом в цепи фотоэлемента возникает переменная составляющая тока, которая трансформируется и через конденсатор 14 поступает на сетку входной лампы 13 усилителя 15. На выходе усилителя включен измерительный прибор 16, шкала которого отградуирована в единицах концентрации определяемых компонентов.

Для контроля качества нефтепродуктов по цвету на технологических установках масляных блоков нефтеперерабатывающих заводов разработан автоматический колориметр АКН-70. В приборе АКН-70 используется метод сравнения оптических плотностей контролируемого продукта с эталоном, причем эталон может быть жидкостной или из цветного стекла с равноценной спектральной характеристикой. Для уменьшения погрешности измерения не абсолютное значение свстопоглощения, а отношение поглощения света эталонной пробой, находящейся в эталонной кювете, к поглощению света испытуемым продуктом.



Рис. 11.16. Оптическая схема автоматического колориметра АКН-70

Отношение изменений оптической плотности контролируемого продукта к оптической плотности эталона измеряют оптической системой с электрической компенсацией. Пропорционально изменению отношения оптических плотностей изменяется выходное напряжение, которое подается на вторичный прибор ЭПД-093М или на нормирующий преобразователь.

Оптическая схема автоматического колориметра АКН-70 показана на рис. 11.16.

Световой поток от лампы-осветителя для оптических приборов попадает на фотоумножитель 10 ФЭУ-2 по двум одинаковым каналам с исследуемой и эталонной жидкостями. В качестве эталона при работе с нефтепродуктами применяется либо эталонная проба, либо стекло марки ЖЭС-10, толщина которого подбирается для каждого испытуемого нефтепродукта. Каждый из каналов (измерительный и эталонный) состоит из оптической системы, кювет 7 и 12 и общего обтюратора 11 для обоих каналов. Оптическая система каждого канала, необходимая для формирования светового луча, состоит из осветителя 1, двухлинзового конденсатора 2, зеркала 3, диафрагм 4, 13, линзы 5, объектива 6, зеркал 8 и 9, светофильтра.

На пути световых потоков между линзой и объективом помещен обтюратор 11 с расположенными на его окружности 28 про-

резами длиной 11 мм каждая и 4 прорезями длиной 23 мм. Обтюратор по отношению к оптическим системам расположен так, чтобы световой поток эталонного канала проходил через прорези длиной 11 мм, а световой поток измерительного канала через прорези длиной 23 мм. Расположение прорезей обтюлятора выбрано с таким расчетом, чтобы фототок, протекающий через фотоумножитель при освещении его только по эталонному каналу, изменялся бы синусоидально, а фототок при освещении фотоумножителя по измерительному каналу появлялся в виде отдельных импульсов. При нормальной работе на фотоумножитель попадают световые потоки от обоих каналов, поэтому результирующий фототок будет иметь форму синусоидальной кривой с отдельными выбросами — импульсами, соответствующими удлиненным прорезям обтюлятора.

Величина результирующего фототока весьма мала, в связи с чем в схеме датчика предусмотрен двухкаскадный усилитель с обратной связью.

Если напряжения, получаемые от эталонного и измерительного каналов, будут одинаковы, реверсивный двигатель, с которым механически связан движок реохорда, не будет вращаться. При изменении интенсивности окраски испытуемой жидкости и измерительном канале реверсивный двигатель придет в движение и будет вращаться, пока движок реохорда, механически связанный с ним, не уравнивает сравнимые напряжения.

Прибор АКН-70 имеет выход на вторичный записывающий прибор ЭПП-093М (0—10 мВ) и нормирующий преобразователь НП-Т. Последний дает унифицированный выходной сигнал 0—5 мА. Для подключения ЭПП-093М и НП-Т в схеме прибора предусмотрен реохорд, движок которого вращается синхронно (на одной оси) с движком измерительного реохорда. Питание этого реохорда предусмотрено от источника стабилизированного напряжения ИНС-06.

Температура измеряемой среды до 100° С, давление измеряемой среды до 2,6 МПа. Погрешность определения в единицах оптической плотности $\pm 0,04$.

§ 7. ТИТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Сущность метода титрования заключается в определении концентрации анализируемого компонента, находящегося в смеси с другими компонентами, путем воздействия на него специально подобранного вещества (титрующего раствора), которое избирательно реагирует с анализируемым компонентом. Добавление титрующего раствора производится до тех пор, пока объем этого вещества в смеси не станет эквивалентным общему объему определяемого вещества.

По израсходованному объему титрующего раствора определяется содержание анализируемого компонента в исследуемой

пробе. Мольная концентрация анализируемого вещества определяется из соотношения

$$C_a = kC_b \frac{V_b}{V_a}, \quad (11.24)$$

где C_a и C_b — соответственно мольные концентрации анализируемого и титрующего вещества; V_a и V_b — объем пробы и титрующего вещества; k — коэффициент, определяемый из стехиометрических реакций титрования.

Момент эквивалентности может быть определен визуально химическим индикатором или с помощью соответствующего прибора. В автоматических титрометрах все операции цикла титрования выполняются автоматически. Основными узлами автоматического титрометра являются: 1) дозаторы проб и реагентов; 2) переключающая и перекрывающая арматура; 3) аналитический блок, включающий сосуд для титрования с мешалкой и датчиком индикаторного анализатора; 4) индикаторный анализатор; 5) система автоматического регулирования процесса титрования; 6) система программного управления работой всех узлов и систем титрования.

Автоматические титрометры по методу определения измеряемого параметра в конечной (эквивалентной) точке или в процессе титрования подразделяются на: потенциметрические, оптические, амперметрические, кондуктометрические и термохимические.

В потенциметрических титрометрах ход титрования определяется величиной потенциала на измерительных электродах, опускаемых в титруемый раствор. Чаще всего титрование ведется до определенной величины рН, например до нейтральной точки, а контролирующим устройством является рН-метр. Потенциметрические титрометры обеспечивают высокую точность и воспроизводимость анализов.

Действие оптических титрометров основано на использовании объемного анализа, при котором эквивалентную точку определяют по изменению оптических показателей титруемого раствора. При этом выбирают такие титрующие растворы, которые обеспечивают резкое изменение оптических свойств раствора в области эквивалентной точки. В качестве индикаторных устройств в таких титрометрах используются оптические анализаторы, фотоколориметрические приборы. Оптический метод позволяет проведение таких реакций, при которых происходит незначительное изменение электрофизических свойств раствора.

В амперметрических титрометрах определение конечной (эквивалентной) точки производится по диффузионному току, наблюдаемому на электродах ртутно-капельном, вращающемся платиновом, графитовом или др. При этом регистрируется изменение силы тока, проходящего через индикаторный электрод при изменении потенциала. Графически выраженная зависимость между количеством добавленного титрующего рас-

тора и величиной измеренного диффузионного тока представляет собой кривую амперметрического титрования, по которой определяется момент эквивалентности. Достоинством метода амперметрического титрования является высокая чувствительность (до 10^{-6} моль), а также возможность работы с мутными и окрашенными растворами.

В кондуктометрических титрометрах эквивалентная точка определяется по изменению электропроводности титруемого раствора. Практически все кривые изменения электропроводности реальных растворов в зависимости от содержания растворенных веществ имеют характерные точки (максимум, минимум), которые используются при титровании.

Действие термомеханических титрометров основано на объемном определении концентрации какого-либо компонента в растворе, которое производится с помощью измерения количества тепла, выделенного в результате реакции между анализируемой пробой и соответствующим реагентом. Контроль температуры при реакции осуществляется с помощью полупроводниковых терморезисторов.

Глава 12

ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЕЩЕСТВ

Физические свойства веществ характеризуют их качество, возможность использования для определенных целей. Свойства веществ определяются численными значениями физических или физико-химических величин, поддающихся измерению. Например, свойства веществ могут быть определены твердостью, упругостью, плотностью, вязкостью, электропроводностью и т. д. Следует иметь в виду, что свойства веществ могут изменяться в зависимости от внешних условий. Так, плотность газа зависит от давления и температуры. С изменением температуры изменяются также плотность и вязкость одного и того же жидкого вещества.

Прочность и упругость материалов в значительной мере изменяются с изменением температуры. Отсюда ясно, как важно при определении свойств веществ учитывать условия, при которых эти свойства измеряются. С целью получения сопоставимых результатов при измерении свойств веществ при различных внешних условиях необходимо учитывать значения этих внешних условий и вносить соответствующие поправки к результатам измерений. При наличии функциональной зависимости или экспериментальных формул эти поправки могут быть определены расчетным путем. Иногда поправки могут быть определены с помощью справочных

таблиц или соответствующих графиков. Следует отметить, что изменение состава веществ приводит к изменению их свойств.

Например, основная масса нефтепродуктов приходится на долю углеводородов, а последние в подавляющей части состоят из трех основных классов — парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов, заметно различающихся плотностью. Следовательно, величина плотности нефтепродуктов в известной степени будет характеризовать происхождение и состав продуктов. По плотности раствора можно судить о концентрации в нем компонентов. Увеличение концентрации солей в растворе ведет к увеличению его электропроводности. Изменение состава нефти приводит к изменению ее вязкости.

Таким образом, свойства веществ могут служить косвенной характеристикой состава.

Наиболее распространенными характеристиками свойств нефти и нефтепродуктов, характеризующими их качество и состав, являются их плотность и вязкость.

§ 1. ИЗМЕРЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Плотность является наиболее распространенным параметром, имеющим большое значение при расчете массы нефтепродуктов в данном объеме, и, наоборот, при расчете объема нефтепродуктов, имеющих определенную массу, что необходимо при технологических операциях транспорта и хранения нефтепродуктов. Значение плотности входит составной частью в различные комбинированные константы: удельную рефракцию, вязкостно-весовую константу и другие, характеризующие химический состав и свойства нефтепродуктов.

Кроме того, плотность является нормируемым показателем для некоторых продуктов (топливо, осветительный керосин, авиационные и дизельные масла, вазелиновое медицинское масло и некоторые другие).

Плотность вещества определяется массой M вещества в единице объема V :

$$\rho = M/V. \quad (1.1)$$

Единицей плотности в системе СИ является кг/м^3 . Иногда пользуются понятием относительной плотности вещества, которая определяется отношением его массы к массе чистой воды при $+4^\circ\text{C}$, взятой в том же объеме. Численные значения абсолютной и относительной плотностей совпадают, но относительная плотность является величиной безразмерной. Так как вода и нефтепродукты имеют неодинаковые коэффициенты расширения, то при определении плотности необходимо указывать температуры воды и нефтепродукта, при которых проводилось определение.

В СССР плотность нефти и нефтепродуктов определяют при температуре $+20^\circ\text{C}$ и относят к плотности воды при температуре

$+4^\circ\text{C}$, принятой за единицу. Эта плотность обозначается через ρ_4^0 . На практике часто приходится определять плотность при температуре, отличающейся от $+20^\circ\text{C}$, поэтому необходимо произвести пересчет полученной плотности в ρ_4^0 по формуле

$$\rho_4^0 = \rho_t^t + \beta(t - 20), \quad (12.2)$$

где ρ_t^t — плотность при температуре t , кг/м^3 ; β — средняя температурная поправка плотности на 1°C (берется из справочной таблицы); t — температура, при которой производится опыт, $^\circ\text{C}$.

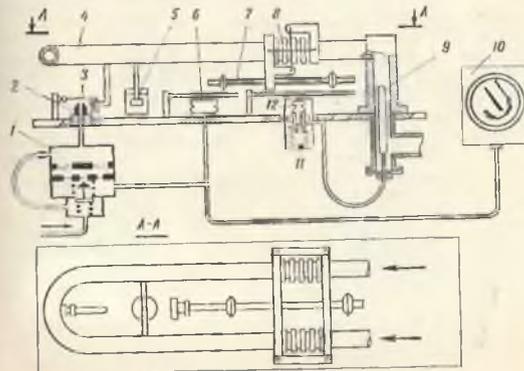


Рис. 12.1. Схема весового плотномера ДУВ-ТК-10

Формула (12.2) была предложена Д. И. Менделеевым. Она показывает, что плотность нефти и нефтепродуктов уменьшается при повышении температуры и увеличивается с ее понижением. По результату пересчета плотности по формуле получается правильным только в том случае, когда плотность нефти и нефтепродуктов определяется при температуре не ниже 0 и не выше $+50^\circ\text{C}$.

В США и Англии плотность воды и анализируемого нефтепродукта определяется при температуре, равной $15,56^\circ\text{C}$ (60°F).

Удельный вес — это вес единицы объема вещества:

$$\gamma = G/V. \quad (12.3)$$

Плотность и удельный вес связаны между собой таким же отношением, как масса и вес, т. е.

$$\gamma = \rho g. \quad (12.4)$$

где g — ускорение свободного падения.

По принципу действия плотномеры можно разделить на следующие группы: поплавковые, весовые, пьезометрические, радиоактивные.

Поплавковые плотномеры бывают двух типов: а) с плавающим поплавком, представляющим собой ареометр постоянного веса, и б) с полностью погруженным поплавком, представляющим ареометр постоянного объема.

Принцип действия весовых плотномеров основан на том, что при неизменном объеме масса жидкости прямо про-

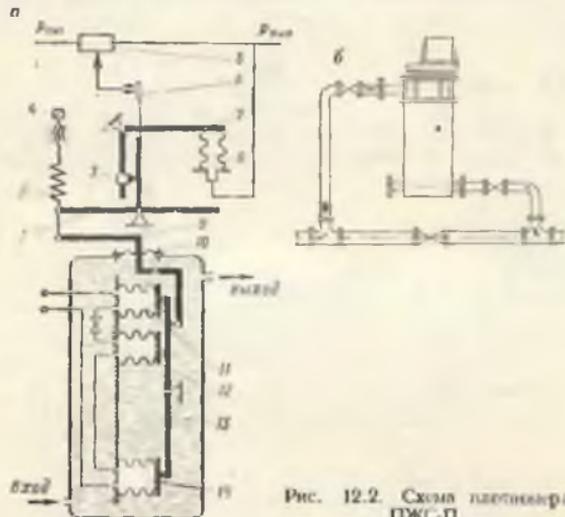


Рис. 12.2. Схема плотномера ПЖС-П.

а — схема устройства; б — внешний вид и схема подключения.
 1 — рычаг; 2 — пружина корректирующая; 3 — сухарик; 4 — винт коррекции; 5 — пневмоусилитель; 6 — soldo и заслонка; 7 — рычаг обратной связи; 8 — сифон обратной связи; 9 — угловой рычаг; 10 — мембрана; 11, 14 — измерительные сифоны; 12 — сифон компенсационный; 13 — коромысло

порциональна ее плотности. Следовательно, для измерения плотности достаточно непрерывно взвешивать определенный объем жидкости, протекающей по трубопроводу. Сила веса чувствительного элемента

$$G = V\rho g + G_0,$$

где G_0 — сила веса незаполненного чувствительного элемента; V — свободный объем чувствительного элемента; ρ — плотность жидкости.

При неизменном объеме V и неизменном весе незаполненного чувствительного элемента изменение плотности вызывает пропорциональное приращение веса чувствительного элемента $\Delta G = Vg \Delta \rho$.

Схема весового плотнoмера ДУВ-ТК-10 изображена на рис. 12.1. Чувствительным элементом прибора является U-образная трубка 4, соединенная с подводными неподвижными патрубками сильфоном 8. При изменении плотности жидкости, протекающей по трубке, вес ее изменяется и заслонка 3 приближается или отходит от сопла 2. Соответственно изменению плотности измеряемой жидкости изменяется и давление воздуха на выходе пневмoусилителя 1. Это давление измеряется вторичным прибором 10, шкала которого проградуирована в единицах плотности. Работа пневмoусилителя описана в гл. 7 (см. рис. 7.5).

Для автоматического введения поправки на изменение плотности при изменении температуры в конструкции прибора предусмотрен манометрический термометр, состоящий из термобаллона 9, капиллярных соединительных трубок и сильфона 12, заполненных сжатым азотом. При отклонениях температуры от 10°С, при которой тарируется прибор, термосистема воздействует через рычаг обратной связи 7 и сильфон 6 на трубку 4, внося тем самым поправку.

Для устранения влияния окружающей температуры предусмотрен компенсационный сильфон 11. Для устранения произвольных колебаний предусмотрено демпфирующее устройство 5.

Изменение показаний вторичного прибора от 0 до 100% соответствует приращению плотности $\Delta\rho = 100 \text{ кг/м}^3$. Максимальное рабочее давление 1,6 МПа, рабочая температура — 5÷110°С. Погрешность измерения выходного пневматического сигнала датчиком $\pm 1\%$.

Принцип действия пьезометрических плотнoмеров основан на том, что давление жидкости на глубине H от поверхности равно весу столба жидкости.

$$p = H\rho g.$$

При неизменных глубине и площади чувствительного элемента изменение плотности пропорционально изменению давления.

Пьезометрические плотнoмеры могут быть устроены аналогично барботажным пьезометрическим уровнемерам (см. § 3 гл. 10) при условии постоянного уровня.

На рис. 12.2, а изображена схема одного из пьезометрических плотнoмеров — сильфонного с унифицированным пневмопреобразователем (типа ПЖС-П). В измерительной камере на определенном расстоянии друг от друга расположены сильфоны 11 и 14, соединенные подвижным коромыслом 13. При изменении плотности жидкости, протекающей через измерительную камеру, изменяется деформация сильфонов, вследствие чего коромысло поворачивается относительно своей точки опоры. Коромысло 13 при помощи углового рычага 9 соединено с T-образным рычагом 1 унифицированного пневмопреобразователя. Герметичность вывода рычага из измерительной камеры обеспечивается мембраной 10.

Внутренние полости сифонов 11, 14 и 12 соединены последовательно трубкой. Сифоны 11 и 14 измерительные. Сифон 12 предназначен для компенсации погрешности, вызываемой изменением температуры. Сифоны заполнены контролируемой жидкостью, плотность которой минимальна.

Датчик ПЖС-П позволяет измерять плотность в диапазоне 500—2500 кг/м³. Плотномер сифонный с унифицированным электросиловым преобразователем имеет шифр ПЖС-Э. Общий вид и схема подключения прибора к объекту контроля показаны на рис. 12.2, б.

Принцип действия радиоактивных плотномеров основан на изменении поглощения гамма-излучения радиоактивного источника при прохождении γ -лучей через жидкость, в зависимости от изменения плотности этой жидкости. Интенсивность I узкого пучка γ -лучей, прошедшего через слой жидкости толщиной x и плотностью ρ , определяется выражением

$$J = J_0 e^{-\mu_0 \rho x}, \quad (12.5)$$

где J_0 — начальная интенсивность при $x\rho = 0$; μ_0 — коэффициент ослабления γ -лучей.

Преимуществом радиоактивного плотмера является отсутствие непосредственного контакта измерительного прибора с измеряемой средой. Следовательно, радиоактивный плотномер можно применять для измерения плотности агрессивных жидкостей, жидкостей, находящихся в сосудах под высоким давлением, и полимеризирующихся сред.

На рис. 12.3 приведена принципиальная схема радиоактивного плотмера ПЖР. На участке трубопровода 2, в котором протекает исследуемая жидкость, монтируются источник 1 и приемник 3 излучения. В качестве излучателя применяют радиоактивный изотоп Co^{60} или Cs^{137} .

Гамма-лучи от источника пронизывают стенки трубопровода и слой исследуемой жидкости и попадают в приемник излучения. Электрический сигнал приемника, являющийся функцией измеряемой плотности, формируется блоком 4 и передается на вход электронного преобразователя 5. На этот же преобразователь поступает электрический сигнал от блока 9, формирующийся при попадании на приемник 8 гамма-лучей источника 6, прошедших через компенсационный клин 7. Источник 6, блок 9 и приемник 8 аналогичны источнику 1, приемнику 3 и блоку 4.

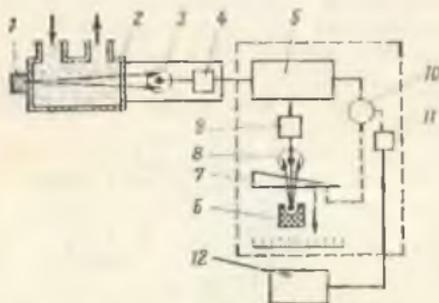


Рис. 12.3. Схема радиоактивного плотмера ПЖР

Разность сигналов усиливается в электронном преобразователе и подается на реверсивный двигатель 10, который связан с компенсационным клином 7 и плунжером 11 дифференциально-трансформаторного датчика вторичного прибора 12.

В зависимости от величины и знака сигнала в электронном преобразователе реверсивный двигатель перемещает клин до тех пор, пока разность сигналов не станет равной нулю. Величина перемещения клина, с которым связана стрелка шкалы плотностмера, пропорциональна изменению плотности жидкости. Интер-

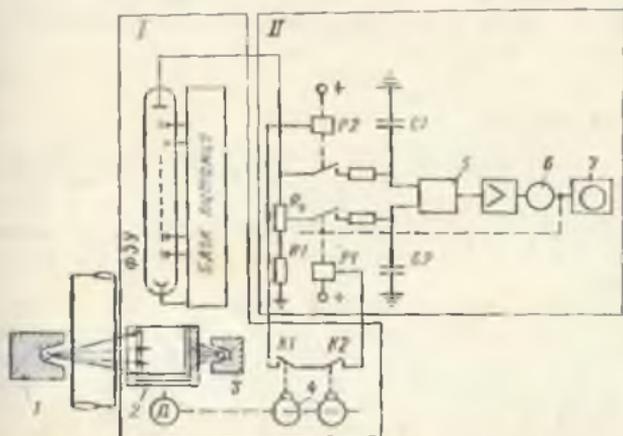


Рис. 124. Схема радиоактивного плотностмера ПР-1024В.

вал измерения плотности плотностмером ПЖР от 600 до 2000 кг/м³, погрешность измерения $\pm 2\%$.

На рис. 12.4 изображена схема радиоактивного плотностмера ПР-1024В. Плотностмер состоит из приемника I и электронно-самонастраивающегося блока II. В приборе имеются два источника радиоактивного излучения: основной и контрольный.

Гамма-лучи основного источника проходят через контролируруемую среду и попадают на приемник — сцинтилляционный счетчик. Лучи контрольного источника попадают на этот приемник, минуя контролируемую среду. Измерительная схема осуществляет сравнение потоков излучения этих источников. Приемник излучения помещается внутри свинцового полуцилиндра 2, который, вращаясь с постоянной скоростью, попеременно перекрывает поток лучей от основного I и контрольного 3 источников. Таким образом, в течение одного полупериода вращения приемником регистрируется излучение только основного источника, а в течение другого полупериода — излучение только контрольного источника. Ток приемника излучения, величина которого про-

порциональна потоку излучения от основного источника, заряжает конденсатор $C1$; конденсатор $C2$ заряжается от приемника излучения током, пропорциональным потоку излучения от контрольного источника. Зарядом конденсаторов управляет программное устройство с помощью кулачков 4 и контактной группы $K1, K2, P1, P2$. Время заряда каждого конденсатора несколько меньше половины периода вращения свинцового прерывателя, что исключает смешивание сигналов.

Сравнение потоков излучения производится измерением величины отношения напряжений на конденсаторах. Напряжения на конденсаторах U_1 и U_2 можно определить из следующих соотношений:

$$U_1 = kJ_0(R_1 + R_x), \quad (12.6)$$

$$U_2 = kJ_k(R_1 + R_p), \quad (12.7)$$

где k — коэффициент преобразования энергии γ -излучения в электрический ток; J_0, J_k — интенсивность излучения соответственно основного и контрольного источников, поступающая на приемник излучения; R_1 — сопротивление нагрузки; R_p — сопротивление реохорда; R_x — часть сопротивления реохорда от точки «а» до движка.

Постоянные напряжения на конденсаторах $C1$ и $C2$ сравниваются с помощью вибропреобразователя 5ВП1, а разность их преобразуется в сигнал переменного напряжения частотой 50 Гц. Сигнал разбаланса усиливается по напряжению, току и подается на реверсивный двигатель (РД-09), который перемещает движок R_p фотоэлектронного умножителя ФЭУ и перо прибора 7 до положения, когда напряжения на конденсаторах уравниваются.

Из (12.6) и (12.7) следует

$$R_x = \frac{J_k}{J_0}(R_1 + R_p) - R_1. \quad (12.8)$$

Так как регистрируемый поток излучения основного источника функционально зависит от плотности контролируемой среды $J_0 = I(\rho)$, то значение R_x (положение движка реохорда) может служить мерой плотности.

Сцинтилляционный счетчик состоит из фотоумножителя ФЭУ-14Б, светопровода и кристалла иодистого натрия, активированного талием. Для обеспечения лучшего оптического контакта между кристаллом, светопроводом, фотоумножителем соприкасающиеся поверхности смазываются кремнефтористой жидкостью.

Контейнер основного источника и блок приемника излучения крепятся на общем контейнере так, чтобы излучение основного и контрольного источников попадало на сцинтиллятор с противоположных сторон. Такое расположение блоков обеспечивает взаимную защиту от прямых потоков γ -излучения. Наличие общего кронштейна обеспечивает фиксированное взаимное расположение

приемника плотномера, контейнера основного источника и трубопровода с измеряемой средой. Питание прибора от сети переменного тока 127/220 В (+10% — 15%) частотой 50 Гц ± 1%. Интервал измерения плотности 500—3000 кг/м³. Внутренний диаметр трубопровода, в котором протекает контролируемая среда, 0,1—0,3 м. Основная погрешность измерения плотномером ± 2%.

§ 2. ИЗМЕРЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Вязкостью, или внутренним трением, называется свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц, вызываемому действием приложенной к жидкости силы. Одна и та же сила создает в разных жидкостях разные скорости перемещения слоев, отстоящих один от другого на одинаковых расстояниях.

Вязкость является основной физико-механической характеристикой смазочных масел. От вязкости зависит способность данного сорта масла при температуре, характерной для данного узла трения, выполнять свои функции. Так как существует большое разнообразие в конструкциях узлов трения, в характере и скорости движения трущихся поверхностей, а также в возникающих нагрузках, различные сорта масел должны отличаться друг от друга вязкостью в широком диапазоне. Высоконагруженные механизмы, например, требуют масел с высоким значением вязкости, чтобы избежать выдавливания масла из-под трущихся поверхностей и нарушения режима жидкостной смазки. С другой стороны, применение очень вязких масел в случаях, когда в этом нет необходимости, повышает энергетические затраты на преодоление трения, а в двигателях внутреннего сгорания затрудняется их запуск и эксплуатация. От правильного выбора вязкости масла для определенных конкретных условий во многом зависит надежность и экономичность работы машины и механизмов. Именно поэтому нефтяная промышленность выпускает большое количество разнообразных сортов нефтяных масел, отличающихся по вязкости.

Различают динамическую и кинематическую вязкость.

Динамическая вязкость η жидкости определяется силами F межмолекулярного взаимодействия.

В Международной системе единиц (СИ) η измеряют в Па·с и определяют по формуле

$$\eta = \frac{F}{S \frac{dw}{dh}}, \quad (12.9)$$

где $\frac{dw}{dh}$ — градиент скорости по поперечному сечению потока; S — площадь.

Величина, обратная динамической вязкости, носит название текучести. Единица текучести называется *ре* (обратный пуаз).

Кинематическая вязкость (в $\text{м}^2/\text{с}$) представляет собой отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности при той же температуре

$$\gamma = \frac{\eta}{\rho}. \quad (12.10)$$

На практике до сих пор динамическую вязкость измеряют в системе СГС в пуазах (П), а кинематическую вязкость — в стоксах (Ст).

Иногда вязкость нефтепродуктов нормируется не в абсолютных величинах, а в условных градусах

$$\eta_y = \frac{\tau_x}{\tau_0}. \quad (12.11)$$

Условной вязкостью ВУ называется отношение времени истечения 200 мл испытуемого нефтепродукта через калиброванную трубку при температуре испытания (τ_x) ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20°C (τ_0).

Вязкость в значительной мере зависит от температуры, поэтому в технических условиях вязкость нормируется при 50 и 100°C и реже (для маловязких масел) — при 20°C .

Приборы для определения вязкости называются вискозиметры. В зависимости от принципа действия вискозиметры бывают капиллярные, с падающим шариком, ротационные и ультразвуковые. Кроме того, существуют вискозиметры для определения условной вязкости.

Капиллярные вискозиметры

Действие капиллярных вискозиметров основано на законе Пуазейля, характеризующем истечение жидкостей из капилляров:

$$\eta = \frac{r^4 \rho}{8LV} \tau. \quad (12.12)$$

где ρ — давление, при котором происходит истечение жидкости из капилляра, Па; r — радиус капилляра, м; L — длина капилляра, м; τ — время истечения объема V жидкости, с.

Формулу (12.12) можно записать в следующем виде:

$$\eta = \frac{r^4}{8LQ} \Delta p, \quad (12.13)$$

где Q — расход жидкости через капиллярную трубку ($\frac{V}{\tau}$), $\text{м}^3/\text{с}$; Δp — перепад давления на концах трубки, Па.

При постоянном расходе жидкости Q , а также при неизменных геометрических размерах капилляра r и L динамическая

вязкость может быть определена по перепаду давления на капиллярной трубке

$$\eta = c \Delta p. \quad (12.14)$$

Для измерения и автоматического регулирования вязкости нефтепродуктов в технологических потоках нефтеперерабатывающих заводов служит автоматический вискозиметр АПВ-70. На рис. 12.5 приведена схема вискозиметра АПВ-70, принцип действия которого основан на измерении перепада давления на капиллярной трубке при постоянном расходе жидкости.

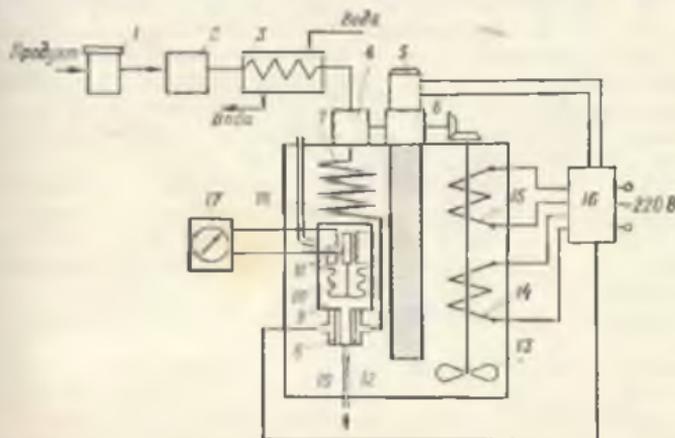


Рис. 12.5. Схема автоматического капиллярного вискозиметра АПВ-70

Жидкость из трубопровода проходит через фильтроотстойник 1 из мелкой сетки. Жидкостный редуктор 2 снижает давление жидкости, поступающей на анализ, до 50—100 кПа. Затем проба, которая может иметь температуру до 200° С, проходит через змеевиковый холодильник 3, где охлаждается. Дозирующий насос 4 состоит двухступенчатым. Он приводится во вращение синхронным двигателем 5 через редуктор 6. Переключателем скорости на редукторе можно установить необходимое число оборотов. Насос прокачивает жидкость через змеевик 7 в камеру дифманометра 9. На входе камеры стоит сменный фильтр 8 из мелкой сетки. Пройдя по капилляру 12, жидкость испытывает сопротивление, пропорциональное ее вязкости. Перепад давлений между входом и выходом капиллярной трубки является функцией вязкости. Давление в камере дифманометра действует на измерительный сильфон 10, дно которого жестко связано с сердечником 11 индукционного датчика. Внутренняя полость сильфона соединена трубкой 18 с атмосферой. Перемещение сердечника вызывает

появление электрического сигнала на выходе датчика, который регистрируется вторичным прибором 17 ЭПИД.

Змеевик 7, камера дифманометра 9 и капиллярная трубка 12 помещены в теплообменник 19, заполненный трансформаторным маслом. Подогрев масла осуществляется электронагревателями 11 и 15, помещенными непосредственно в масло, что значительно уменьшает тепловую инерцию системы терморегулирования. С помощью электронагревателя 16 производится быстрый разогрев прибора при его включении и создается исходный нагрев масла при работе прибора. Этот нагреватель подогревает масло до $+40$ и $+80^{\circ}\text{C}$ при режимах измерений соответственно $+50$ и $+100^{\circ}\text{C}$. Электронагреватель 15 позволяет поддерживать заданную температуру измеряемой жидкости $+50$ или $+100^{\circ}\text{C}$ с погрешностью $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$. Для равномерного распределения температуры в теплообменнике 19 трансформаторное масло в нем постоянно перемешивается мешалкой 13, которая вращается через редуктор 6 от двигателя СД-09.

Конструктивно теплообменник выполнен в виде двух стальных сообщающихся цилиндров. В одном цилиндре размещены капиллярная трубка, узел дифманометра и змеевик, по которому проходит исследуемая жидкость, в другом — электронагреватель и мешалка.

Заданный режим работы прибора поддерживается блоком управления 16.

Шкала прибора градуируется в единицах вязкости — сантипуазах. Весь диапазон измерения прибора от 3 до 10000 сП может быть представлен десятью поддиапазонами.

Выбор необходимого поддиапазона измерения производится заказчиком в зависимости от вязкости контролируемой жидкости.

Максимальная погрешность измерений на диапазонах свыше 20—400 сП составляет не более 5% от максимального значения шкалы, для диапазонов ниже указанных — 3%.

Вискозиметр может работать при температуре жидкости в технологическом потоке до $+200^{\circ}\text{C}$ и давлении в нем до 100 кПа. Вязкость продукта измеряют при его температуре $+50$ или $+100^{\circ}\text{C}$. Температура окружающего воздуха от $+5$ до $+40^{\circ}\text{C}$ при относительной влажности 80%. Вискозиметр устанавливается непосредственно у технологического потока, а вторичный прибор ЭПИД может быть отнесен на расстояние до 250 м.

Вискозиметры с падающим шариком

Зависимость скорости падения шарика в жидкости от вязкости последней разработана Стоксом. Эта зависимость выражается формулой

$$\eta = k \frac{(\rho - \rho_0) g r^2}{v}, \quad (12.10)$$

где ρ — плотность материала шарика; ρ_0 — плотность исследуемой жидкости; r — радиус шарика; W — скорость равномерного падения шарика.

Закон Стокса справедлив для условий, при которых шарик должен быть правильной формы, иметь гладкую поверхность и двигаться со скоростью, при которой вокруг него не было бы вихрей, устлавлявалось бы ламинарное течение жидкости. Кроме того, жидкость должна быть однородна, без посторонних движений (конвекционных токов, движения пузырьков газа и т. п.).

Схема автоматического вискозиметра с падающим шариком показана на рис. 12.6. В верхней части измерительной трубки 4

расположен шестеренчатый насос 2, который периодически по заданной программе забирает пробу из резервуара 3. При этом шарик 1, находящийся в нерабочем состоянии на нижней сетке 5, восходящим потоком жидкости поднимается вверх и останавливается у верхней ограничивающей сетки 6. В момент касания шарика верхней сетки насос автоматически останавливается и шарик падает в неподвижную среду. На измерительную трубку 4, выполненную из немагнитного металла, надеты катушки 7 и 8. Первичные и вторичные обмотки катушек соединены по дифференциально-трансформаторной схеме. При прохождении шарика через катушки на выходе измерительной схемы возникает сигнал разбаланса, который усиливается усилителем 9.

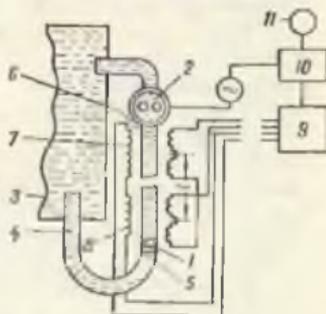


Рис. 12.6. Схема автоматического вискозиметра с падающим шариком

Поскольку измерение вязкости сводится к отсчету времени, в течение которого шарик проходит путь от верхней до нижней сетки, вторичный прибор 11 представляет собой электросекундомер, управляемый релейным блоком 10.

$$\eta = k\tau, \quad (12.16)$$

где k — постоянная прибора, а τ — время, в течение которого шарик проходит расстояние от верхней до нижней сетки, вторичный прибор 11 представляет собой электросекундомер, управляемый релейным блоком 10.

Пределы измерения прибора можно менять, подбирая размер шарика. Прибор можно применять для определения вязкости жидкости под высоким давлением.

Автоматический шариковый вискозиметр ВПШ-1 предназначен для непрерывного определения вязкости масляных потоков в потоке в пределах 5—25 сСт при температурах 50, 80 и 100° С. Прибор может быть использован как датчик качества в системе автоматического регулирования.

Прибор ВПШ-1 состоит из датчика, вторичного показывающего и регистрирующего прибора на базе стандартного потенциометра ЭПД и блока регулирования температуры БРТ-1.

Принципиальная схема прибора показана на рис. 12.7.

В приборе использован метод измерения вязкости при помощи тела, падающего в жидкости, причем анализируемая жидкость находится во вращающемся кольцевом канале. Последующий продукт непрерывно прокачивается через кольцо. Кольцо помещается в термостатируемой бане 2.

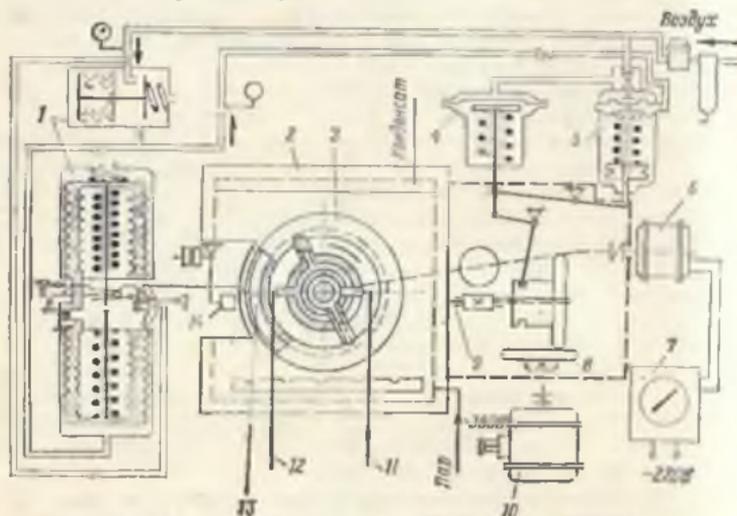


Рис. 12.7. Схема автоматического вискометра ВПШ-1.

1 — пневматический регулятор; 2 — баня; 3 — колесо; 4 — пневматический привод; 5 — позиционер; 6 — тахогенератор; 7 — вторичный прибор; 8 — редуктор; 9 — пневм. под.; 10 — электродвигатель; 11, 12 — каналы для жидкости; 13 — шар; 14 — магнит.

Шар 13 из мягкой стали, помещенный в кольцо, непрерывно увлекается потоком продукта. Вес шарика постоянно уравновешивается вязкостной и гидродинамической силами потока.

За положением шарика в кольце следит чувствительный элемент системы регулирования — постоянный магнит 14. При изменении вязкости жидкости шарик выходит из состояния равновесия, магнит стремится двигаться за ним, что приводит к изменению положения элементов кинематики следящей пневматической системы 1. Пневматический регулятор при этом изменяет выходное давление воздуха, что в конечном счете приводит к изменению скорости вращения колеса с кольцом. Система регулирования стремится удерживать в постоянном положении равновесия. Поэтому число оборотов колеса является мерой вязкости. Скорость вращения колеса измеряется при помощи тахогенератора 6.

который преобразует ее в напряжение постоянного тока. Этот сигнал подается на вторичный прибор 7 с потенциометрической измерительной схемой ЭПД, шкала которого градуируется в сантостоксах.

Привод 9 с колесом является опорой рабочего колеса 3 и обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование его скорости вращения. Колесо 3 представляет собой диск, в ободе которого расположен торондальный канал. В канале колеса находится чувствительный элемент датчика — пустотелый стальной шар 13. Колесо состоит из ступицы и обода, выполненных из немагнитного материала (алюминиевого сплава). В ступице имеются радиальные каналы для подвода и отвода анализируемого продукта. Колесо крепится на шпинделе, имеющем каналы 11 и 12 для подвода и отвода продукта. На шпинделе расположена подводящая муфта, представляющая собой втулку с внутренними кольцевыми канавками и отверстиями под штуцеры подводящего и отводящего трубопроводов.

Колесо приводится во вращение с помощью фрикционного вариатора 8 и червячной передачи. Шпиндель установлен в корпусе привода, выполненном из алюминиевого сплава, на опорах качения и несет на себе также приводное червячное колесо. Один конец вала колеса выведен из корпуса наружу и имеет полумуфту для привода тахогенератора. Ниже вала колеса в корпусе привода расположены вал, несущий червяк и ведомый скользящий ролик вариатора. Ведущий вал привода несет на себе ведущий подпружиненный диск вариатора и полумуфту для соединения с электродвигателем 10. Ведущий и промежуточные валы привода также установлены на опорах качения. Смазка передач и опор производится с помощью постоянной масляной ванны, в которую погружены также диски и ролик вариатора. Корпус привода имеет соответственно сливные и заливные отверстия и маслоуказатель.

Управление вариатором осуществляется с помощью пневматического мембранного привода 4. Шток мембранного привода соединен с плечом вилки, перемещающей ведомый ролик вариатора.

Конструкция вариатора обеспечивает линейную зависимость между перемещением ведомого ролика (и штока мембранного привода) и числом оборотов ведущего вала (и колеса). Другими словами, имеется линейная зависимость между выходным давлением пневморегулятора и скоростью вращения колеса, которая регулируется в диапазоне 33—77 об/мин.

Пневматическое позиционное реле 5 ПР-10-25 служит для обеспечения стабильности хода и линейной зависимости между углом штока пневматической мембранной головки 4 и давлением воздуха от регулятора, управляющим пневмоголовкой.

Баня служит для поддержания стабильной температуры жидкости в рабочем колесе. В бане, доверху заполненной водой, находится паровой змеевик, через который пропускается пар, доводящий воду до температуры кипения (100 ± 0.4 С). В случае

определения вязкости продукта при температурах, отличных от 100°C ($+50$, $+80^{\circ}\text{C}$), предусматривается вариант электрического нагрева при помощи электронагревателя, питающегося от сети переменного тока 220 В.

Для контроля за уровнем жидкости в бане предусмотрен сигнализатор уровня жидкости, который в случае недостаточного уровня отключит питание электронагревателя. В корпусе бани встроены также платиновый термометр сопротивления, являющийся датчиком регулятора температуры. С помощью электрического терморегулятора температуру в бане можно поддерживать с погрешностью до $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$. Для наблюдения за температурой в бане служит уставовленный в ней ртутный технический термометр с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$. Кроме того, в бане есть змеевик для предварительного подогрева анализируемого продукта.

Рабочее колесо датчика вискозиметра приводится во вращение двигателем, который питается от сети переменного тока и 380 В частотой 50 Гц. Давление воздуха питания пневморегулятора $0,12-0,14$ МПа.

Ротационные вискозиметры

Действие этих приборов основано на измерении вязкостного сопротивления при вращении тела в жидкости. Крутящий момент при этом выражается линейной зависимостью

$$M = k\eta\omega, \quad (12.17)$$

где η — вязкость жидкости; ω — угловая скорость; k — постоянная прибора.

Ротационные вискозиметры различаются формой вращающегося элемента и способом измерения крутящего момента. В качестве вращающегося элемента применяются пластины, цилиндры, лопасти, набор дисков.

Измерение крутящего момента производится следующими способами:

- 1) определение силы тока, потребляемой электродвигателем привода вращающегося элемента;
- 2) определение угла поворота уравновешивающей торсионной пружины;
- 3) определение реактивного момента вращения статора при водного электродвигателя.

На рис. 12.8 показана схема ротационного вискозиметра ВА-56, использующего последний принцип — измерение реактивного момента. Прибор предназначен для непрерывного автоматического измерения вязкости нефтепродуктов.

В цилиндре датчика имеется пять неподвижных шайб 12, между которыми с постоянной скоростью вращаются пять дисков 13, приводимых во вращение электродвигателем 8 (Р/Д-100).

Вращающиеся диски посажены на вал, жестко соединенный с ротором. Статор электродвигателя опирается на подшипник и поворачивается в сторону, противоположную направлению вращения дисков. Статор уравнивается подвешенным на тросе 10 грузом 14, плечо которого переменнo и увеличивается с увеличением угла поворота статора. Исследуемый нефтепродукт пропускается через зазоры между дисками. За счет сил внутреннего трения диски притормаживаются, заставляя статор электродвигателя

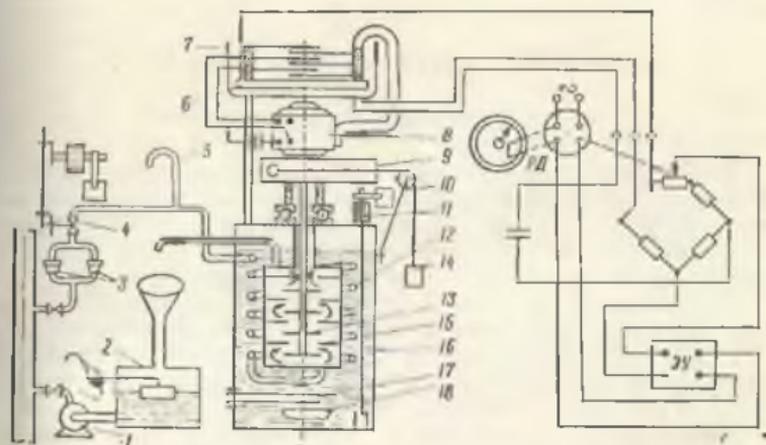


Рис. 12.8. Схема вискозиметра ВА-56

1 — насос; 2 — сборная емкость; 3 — фильтры; 4 — дозирующий вентиль; 5 — маностет; реохорд; 7 — масляная ванна; 8 и 11 — электродвигатели; 9 — профилированный шкив; 10 — трос; 12 — змеевик; 13 — диски; 14 — груз; 15 — шайбы; 16 — масляная баня; 17 — терморегулятор; 18 — мешалка

теля поворачиваться до тех пор, пока груз его не остановит. Каждому значению вязкости соответствует определенный угол поворота статора электродвигателя. Со статором жестко связан датчик, перемещающийся скользящий контакт по неподвижному реохорду 6, помещенному в масляную ванну 7. Сопротивление реохорда измеряется электронным автоматическим мостом, шкала которого проградуирована в единицах вязкости. Питание к электродвигателю 8 подводится через неподвижные и подвижные пластины коллектора с контактами на осевой линии датчика.

Для поддержания заданной постоянной температуры анализируемого продукта предусмотрена система термостатирования. В эту систему входят масляная баня 16, змеевик 12, терморегулятор 17, обеспечивающий заданную температуру продукта, флажковая мешалка 18, предназначенная для равномерного распределения температуры по всей емкости бани. Мешалка приводится во вращение электродвигателем 11.

Дозировка анализируемого нефтепродукта осуществляется шло- лчатый вентилем 4. маховик которого приводится в колеба- тельное движение электродвигателем. Пульсация потока сглажи- вается маностатом 5. Избыток продукта из маностата и продукт из датчика сливаются в сборную емкость 2, откуда откачива- ются насосом 1 в технологический трубопровод.

Глава 13

ИЗМЕРЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПРИМЕСЕЙ

§ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В нефтяных пластах нефть чаще залегает вместе с водой. В добываемой нефти в зависимости от близости контурной или подошвенной воды к забою скважины содержание воды изменяется от нескольких единиц до десятков процентов. Вода может со- держаться в нефти либо в виде глобул большого размера, тогда она может легко отставаться при хранении, либо в виде эмуль- сии. Эмульсии могут быть весьма стойкими и отделение воды из них связано с определенными трудностями. Вода в нефти — не- желательный компонент, вредный балласт, поэтому на нефтяных промыслах нефть обезвоживают на специальных установках. Нецелесообразно подавать нефть, содержащую свыше 1% воды, на перекачку по магистральным трубопроводам, так как, на- первых, перекачка нефти с большим содержанием воды приводит к неоправданно большому энергетическим затратам, во-вторых, в воде, содержащейся в нефти, имеются в растворенном виде соли, которые вызывают коррозию трубопроводов, оборудования и аппаратуры.

Поступившая на нефтеперерабатывающий завод нефть не- вергается обезвоживанию на заводских обезвоживающих уста- новках, так как даже небольшое количество воды и растворенный в ней солей может привести к нарушению теплового режима тех- нологического процесса, разрушению аппаратуры нефтепера- батывающих установок и снижению количества выходного про- дукта.

В нефтепродуктах воды содержится значительно меньше, так как в процессе переработки нефти удаляется основная часть смолистых веществ, сернистых соединений, нафтеновых кислот и их солей, играющих роль эмульгаторов.

Наличие воды в смазочных маслах, в карбюраторных и ди- зельных топливах, в топливе для воздушно-реактивных двига- телей и в других нефтепродуктах весьма нежелательно, а в боль- шинстве случаев вообще недопустимо. Содержание воды в масле способствует его окислению и ускоряет процесс коррозии метал-

лических деталей, соприкасающихся с маслом. Присутствие воды и топливе снижает его теплотворную способность, засоряет карбюратор и вызывает закупорку распылительных форсунок. При низких температурах кристаллики льда засоряют топливные фильтры, что может привести к аварийным ситуациям при эксплуатации авиационных двигателей.

Таким образом, контролировать содержание воды и солей в нефти и нефтепродуктах необходимо на нефтяном промысле, на промысловых и заводских обезвоживающих и обессоливающих установках, что осуществляется специальными автоматическими анализаторами содержания воды и солей в нефти.

Механические примеси в нефтях состоят из мелкого песка, глины, мельчайших частиц железа, различных солей. Содержание их иногда может быть значительным. Большая часть этих примесей при хранении нефти оседает в резервуарах и в грязевиках нефтеперерабатывающих установок. Наиболее мелкие частицы могут удерживаться нефтью во взвешенном состоянии и затем при переработке частично оседать на стенках аппаратуры, усиливая этим коксообразование, снижая теплопроводность и ускоряя износ нефтяной аппаратуры.

Механические примеси могут переходить в нефтепродукты из нефти в виде окисей и минеральных солей. Светлые нефтепродукты, обладающие ничтожно малой вязкостью, почти не содержат механических примесей вследствие быстрого оседания последних. Более вязкие продукты, например, смазочные масла, содержат больше примесей. Присутствие механических примесей в моторных топливах и в смазочных маслах по техническим условиям недопустимо, так как они засоряют топливоподающую систему и могут вызывать износ трущихся поверхностей.

Основной способ количественного определения механических примесей основан на разбавлении испытуемых нефтепродуктов растворителями с последующей фильтрацией растворов через бумажные или иные фильтры. По весу фильтра находят механические примеси.

При сгорании нефти и ее продуктов образуется минеральный остаток, называемый золой. Он не дает полного представления о химическом составе негорючих компонентов нефти, так как при сгорании они превращаются в соответствующие окислы. В золе находятся окислы кальция, магния, кремния, алюминия, железа, натрия и других элементов. Для большинства чистых масел, реактивных и дизельных топлив содержание золы не должно превышать сотых и тысячных долей процента, а в бензинах зола должна вовсе отсутствовать.

Наиболее зольными нефтями являются тяжелые смолистые нефти, богатые кислотными компонентами. Зола образуется как в нефтяных пластах, так и при движении нефти по трубопроводам вследствие реагирования кислых соединений с солями и металлами. Стандартный способ определения содержания золы состоит

в сжигании навески нефти или нефтепродуктов с последующим прокаливанием при температуре 650°C полученного сухого углеродного остатка до полного озоления.

Примеси свободных минеральных кислот и щелочей в нефтепродуктах, особенно при повышенной температуре, вызывают коррозию металлических частей машин, двигателей и трубопроводов. При наличии этих примесей уменьшается стабильность нефтепродуктов против окисления. Поэтому нефтяные масла, моторные и котельные топлива даже с ничтожными следами минеральных кислот или щелочей непригодны для употребления. Качественное обнаружение кислот и щелочей сводится к промыванию нефтепродуктов водой, в результате чего водорастворимые кислоты и щелочи переходят в раствор, в котором они обнаруживаются при действии на раствор соответствующих индикаторов.

§ 2. АНАЛИЗАТОРЫ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТАХ

Приборы для определения содержания воды в нефти по назначению можно разделить на лабораторные и промышленного применения. Лабораторные приборы предназначены для периодических исследований пробы нефти, приборы промышленного применения — для определения содержания воды в нефти непосредственно около объекта во время технологического процесса. Лабораторные приборы и методы измерений мы не рассматриваем.

Существуют следующие методы измерения.

Химические методы основаны на тигровании с реактивом Фишера.

Физико-химические методы основаны на отгонке воды и растворителя нефтепродукта с последующим их разделением в приемнике на два слоя.

Недостатками химических и физико-химических методов является сложность и длительность проведения анализа, поэтому эти методы применяются в лабораторных условиях.

Физические методы основаны на использовании физических явлений. К физическим относятся электрические и спектрофотометрические.

Электрические методы основаны на зависимости электрических параметров водонефтяной эмульсии от количества содержащейся в ней воды. К электрическим методам относятся кондуктометрический и диэлькометрический.

Кондуктометрические влагомеры, использующие зависимость проводимости веществ от влагосодержания, при измерении содержания воды в водонефтяной эмульсии дают большую погрешность. Это связано с тем, что на величину электропроводности эмульсии влияет не только влагосодержание, но и состав нефти, наличие примесей, поверхностные токи, температура и ряд других факторов.

Диэлектрические влагомеры используют значительную разницу диэлектрической проницаемости нефти (около 2,5) и воды (80). Такая разница в диэлектрических проницаемостях воды и нефти позволяет создать влагомер с высокой чувствительностью. Принцип действия такого влагомера заключается в измерении емкости конденсатора, образованного двумя электродами, опущенными в анализируемую водо-нефтяную эмульсию.

Известно, что емкость конденсатора

$$C = \frac{\epsilon S}{d}, \quad (13.1)$$

где S — поверхность обкладок конденсатора; ϵ — диэлектрическая проницаемость среды между обкладками; d — расстояние между обкладками.

Если принять, что S — площадь электродов (обкладок конденсатора), опущенных в анализируемую эмульсию, и d — расстояние между ними неизменны, то емкость конденсатора C , очевидно, будет зависеть от изменения ϵ , т. е. от изменения содержания воды в нефти.

Исследования, проведенные рядом ученых, показали, что диэлектрическая проницаемость нефти зависит от ее физико-химического состава (т. е. различна для разных нефтей), температуры и количества растворенного в ней газа. Поэтому однозначная зависимость емкости конденсатора, являющегося датчиком прибора, от количества воды в нефти может быть получена только при компенсации влияния указанных факторов.

Инфракрасный спектрофотометрический метод определения влажности нефти и нефтепродуктов основан на избирательном поглощении инфракрасного (ИК) излучения молекулами воды. Характерными особенностями метода является высокая чувствительность, точность, бесконтактность измерения. Диапазон измерения влажности инфракрасного спектрометрического метода весьма широк (от 10^{-4} до 100%). Температурные влияния незначительны.

На рис. 13.1 приведена схема диэлектрического влагомера с дифференциальным методом измерения, у которого датчик 1 измеряет емкость анализируемой эмульсии, а компенсационный датчик 2 — емкость эталонной (обезвоженной) нефти, приготовленной путем отгонки воды из анализируемой эмульсии. С целью компенсации влияния температуры оба датчика находятся рядом в одних температурных условиях. Принцип действия прибора заключается в непрерывном сравнении диэлектрических проницаемостей анализируемой эмульсии, протекающей по трубопроводу, и обезвоженной нефти. При этом прибор непрерывно автоматически решает уравнение

$$m = \frac{1}{\lambda} (\epsilon_1 - \epsilon_0), \quad (13.2)$$

где m — процентное содержание воды в нефти; ϵ_1 — диэлектрическая проницаемость водонефтяной эмульсии; ϵ_0 — диэлектрическая проницаемость эталонированной (обезвоженной) нефти; k — коэффициент зависимости диэлектрической проницаемости нефти от ее влажности ($k = de dm$).

Эталонная нефть очищается от воды и механических примесей блоком эталонизации 3. Клапан 4 шунтирует блок эталонизации при установке нуля. Емкости датчиков 1 и 2 сопоставляются в блоке 5, вырабатывающем сигнал с частотой, пропорциональной

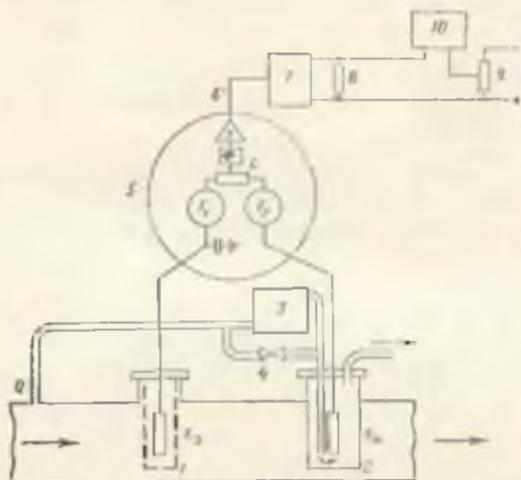


Рис. 13.1. Схема дизелькометрического влагомера с дифференциальным методом измерения

разности емкостей на входе блока. Блок состоит из двух генераторов Γ_1 и Γ_2 , в колебательные контуры которых входят емкости датчиков 1 и 2, подстроечного конденсатора C_n , смесителя ϵ и фильтра Φ , выделяющих разностную частоту $F = f_1 - f_2$ (где f_1 и f_2 — частоты генераторов Γ_1 и Γ_2). Преобразование частоты сигнала F в пропорциональную силу постоянного тока выполняется преобразователем 7, соединенным с сопоставителем емкостей линией 6. В комплект прибора входят также регулятор чувствительности 8, регулятор установки нуля 9 и самопишущий электронный потенциометр 10.

На рис. 13.2 приведена блок-схема унифицированных нефтяных влагомеров УВН-2 для непрерывного измерения объемной содержания воды в потоке нефти. Влагомер выпускается на пределы измерения 0—60% (УВН-1) и 0—3% (УВН-2). Схема емкостного датчика влагомера приведена на рис. 13.3.

Корпус 1 внутри покрывается эпоксидной смолой или бакелитовым лаком для защиты его от коррозии и отложений парафина.

На фланце 6 монтируется внутренний электрод, длину которого можно регулировать вращением штока 4. К стальному патрубку 7, укрепленному на фланце 6 с помощью кольца 8, крепится стеклянная труба 2. Внутри трубы на длине 200 мм распылением наносится слой серебра, который является внутренним электродом 3 датчика. Вращая штурвалом 5 штока 4, можно перемещать в электроде 3 металлический цилиндр 9, контактирующий с серебряным покрытием, настраивая таким образом влагомер на измерение содержания воды в нефтях различных сортов. В качестве внешнего электрода используется корпус 1 датчика.

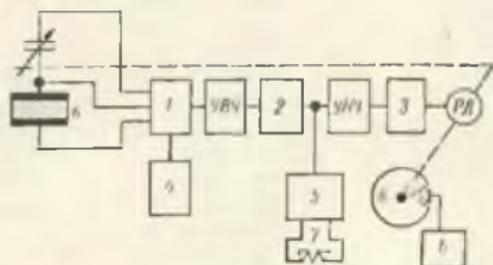


Рис. 13.2. Блок-схема влагомера УВН-2.

1 — индуктивный мост; 2 — детектор усилителя высокой частоты; 3 — выходной каскад; 4 — модулятор; 5 — мост температурной компенсации; 6 — реле времени; 7 — термодатчик; 8 — смеситель датчик; 9 ВЧ — усилитель высокой частоты; РД — реверсивный электродвигатель выходного каскада

Датчик устанавливается в вертикальном положении, что обеспечивает однородность потока. Для компенсации влияния температуры предусмотрен электрический термометр 10 с мостом температурной компенсации. Диэлектрическую постоянную нефтеносной смеси определяют по формуле Винера

$$\epsilon = \epsilon_{\text{н}} \left[1 + \frac{3V_{\text{в}}}{\epsilon_{\text{в}} + 2\epsilon_{\text{н}} - V_{\text{н}}} \right], \quad (13.3)$$

где $\epsilon_{\text{н}}$ и $\epsilon_{\text{в}}$ — диэлектрические постоянные воды и нефти; $V_{\text{в}}$ — объемное содержание воды в нефти.

Расход прошедшей через датчик чистой нефти определяется по формуле

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} q(1 - V_{\text{н}}) dt, \quad (13.4)$$

где q — мгновенный расход смеси.

Влагомер питается от сети переменного тока 220 В.

В последнее время на нефтяных промыслах находят применение анализаторы влагосодержания нефти, использующие спектральные методы измерения, сущность которых заключается в за-

всности поглощения электромагнитных волн от концентрации исследуемого вещества и толщины образца, выражаемой законом Ламберта—Бера (11.4).

Поток электромагнитного излучения, проникающий в кювету с водонефтяной эмульсией, частично отражается глобулами воды и рассеивается в различных направлениях и частично поглощается.

Соотношение величин рассеянного и поглощенного излучений, а также характер индикатриссы рассеяния (распределение интенсивностей рассеянного света) зависят от концентрации воды, распределения ее частиц по размерам, длины волны падающего излучения и геометрии измерительной системы. В качестве меры влагосодержания могут служить изменение интенсивности излучения вследствие его поглощения и рассеяния глобулами воды, а также изменение формы индикатриссы рассеяния.

Если поглощающее излучение вещество представляет собой эмульсию, то разница показателей преломления вещества частицы и среды, в которой она взвешена, приводит обязательно к рассеянию пучка света на каждой из частиц.

В законе Бугера ослабление света (излучения) связано с поглощением и с рассеянием:

$$-\frac{\Delta\Phi}{\Phi} (\alpha_p + \alpha_r) \Delta x = k \Delta x, \quad (13.3)$$

Рис. 13.3. Схема емкостного датчика влагомера УВН-2

где α_p — коэффициент поглощения, обозначающий долю поглощенной энергии пучка; α_r — коэффициент рассеяния, обозначающий долю рассеянной части узкого пучка, не попавшую на измерительное устройство.

Коэффициент k в этом случае характеризует ослабление прямого монохроматического пучка при прохождении через единичный слой рассеивающей и поглощающей свет среды и называется коэффициентом ослабления или экстинкции.

Закон Бугера справедлив для однородной среды. Наличие неоднородности в распределении поглощающего вещества приводит к уменьшению коэффициента поглощения по сравнению с истинным значением при однородном распределении такого же количества поглощающего вещества. Это связано с тем, что пропускание монохроматического света нелинейно зависит от объемной плотности поглощающего вещества. Если для однородной

поглощающего свет вещества оптическая плотность строго пропорциональна концентрации согласно закону Бера, то для неоднородной среды ввиду вариаций величины k прямая пропорциональность отсутствует.

Таким образом, на характере рассеяния излучения сказывается как изменение содержания воды в эмульсии, так и изменение распределения частиц по размерам и их числу. Влияние изменения числа частиц значительно сильнее, чем изменение размера частиц.

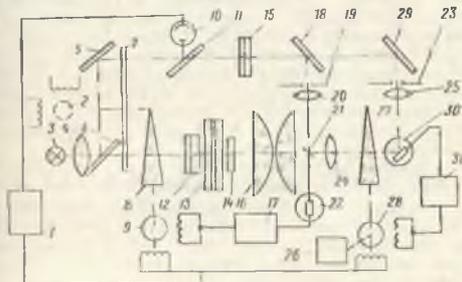


Рис. 13.4. Схема измерительного преобразователя инфракрасного спектрофотометрического анализатора.

1 — фототрел; 2, 9, 28 — электродвигатели; 3 — источник излучения; 4, 16, 20, 24, 28 — линзы; 5, 11, 18 — зеркала; 6, 11, 18 — светоделители; 7 — обтуратор; 8, 31 — оптический клин; 10 — дифракционная решетка; 12, 14, 15 — светофильтры; 13 — кювета; 17, 31 — электронные усилители; 19, 23 — фотоэлементы; 22, 30 — фотоэлектронный преобразователь; 26 — ферродинамический преобразователь.

Инфракрасный спектрофотометрический анализатор содержания воды в нефти «Фотон П», использующий спектральный метод исследования, состоит из измерительного преобразователя с узлом подготовки пробы, блока управления и вторичного прибора. Принципиальная схема измерительного преобразователя показана на рис. 13.4. В нем осуществляется измерение отношения интенсивности рассеянного излучения и интенсивности излучения в прямом пучке, прошедшем через кювету с исследуемой пробой.

Луч света от источника 3 с помощью линзы 4 параллельным пучком направляется на светоделитель 6, который делит пучок на две части: одна часть направляется в рабочий канал в кювету 17, другая — в сравнительный канал на зеркало 5. Работа в режиме сравнения позволяет исключить влияние на точность измерения нестабильности характеристик фотосопротивлений 22 и 30, электронных ламп усилителей 17 и 31 и изменения интенсивности света источника излучения.

Обтюратор 7, вращаемый синхронным двигателем, поочередно пропускает поток излучения в один из каналов. Число секторов обтюлятора и скорость его вращения подобраны так, что частота пропускания излучения равна частоте питающего напряжения.

Излучение в рабочем канале проходит по двум оптическим каналам: каналу прямого излучения и измерительному каналу рассеянного излучения.

В канале прямого излучения луч после светоделителя 6 направляется в кювету 13 через обтюратор 7 и оптический клин 8. В кювете часть излучения поглощается, часть рассеивается, часть проходит через кювету и с помощью зеркала 21 направляется на фотосопротивление 22. На это же фотосопротивление из сравнительного канала от светоделителя 18 с помощью линзы 20 подается опорное излучение. Фотосопротивление 22 включено в цепь фазочувствительного усилителя 17. К выходу усилителя подключен реверсивный электродвигатель 9, ось которого связана с оптическим клином 8.

Канал прямого излучения предназначен для поддержания постоянной интенсивности прямого излучения. При равенстве обоих потоков излучения на выходе усилителя переменное напряжение отсутствует, электродвигатель не вращается и клин неподвижен. С изменением интенсивности излучения прямого пучка на выходе усилителя появляется пульсирующее напряжение соответствующей фазы, и реверсивный двигатель передвигает клин в соответствующем направлении. При этом восстанавливается прежнее значение интенсивности прямого излучения.

Ход лучей в измерительном канале следующий: рассеянное в кювете излучение собирается линзой 16 и с помощью линзы 14 направляется через оптический клин 27 на фотосопротивление 30. На это же фотосопротивление от зеркала 29 с помощью линзы 28 подается опорное излучение в противофазе с рабочим. Фотосопротивление 30 включено в цепь фазочувствительного усилителя 31. К выходу усилителя подключен реверсивный двигатель 28, ось которого связана с оптическим клином 27. С осью последнего связана также ось преобразователя переменных. Измерительный канал работает аналогично каналу прямого излучения. При равенстве обоих потоков оптический клин и преобразователь неподвижны.

Если в измерительной пробе нефти содержится вода, то посылается рассеянное излучение, интенсивность которого тем больше, чем больше содержание воды в нефти. Реверсивный двигатель, перемещая оптический клин, восстановит прежнее значение интенсивности фотосопротивления. При этом повернется также и ось преобразователя, с выхода которого пропорциональный переменному сигналу поступит на вторичный прибор.

В схему измерительного преобразователя входит фотореле 1 для коррекции фазы, управляемое фотоэлементом 10. Поток излучения на фотоэлемент направляется из сравнительного канала от свето-

делителя 11. Фотореле предназначено для согласования фаз коммутации потоков излучения и питающего напряжения электродвигателей 9 и 28.

Измерительный преобразователь конструктивно выполнен совместно с узлом подготовки пробы и имеет взрывозащитное исполнение для взрывоопасных смесей. Внутри корпуса измерительного преобразователя монтируется узел оптических измерений, а узел подготовки пробы крепится сверху корпуса на плите.

Вторичным прибором анализатора «Фотон-П» является прибор с ферродинамическим компенсатором, самопишущий, регулирующий ВФС. Измерительный сигнал 1-0-1В подается на вход прибора с преобразователя ПФ-2 измерительного преобразователя. Прибор ВФС имеет выходной структурный преобразователь ПС для подачи унифицированного частотного сигнала 4-8 кГц. Прибор имеет два диапазона измерения влажности: 0-5 и 0-1,0%. Основная погрешность измерения $\pm 6\%$. Длительность цикла измерения 5, 30 и 60 мин.

§ 3. АНАЛИЗАТОРЫ СОДЕРЖАНИЯ СОЛЕЙ В НЕФТИ

Для контроля содержания солей в нефти применяют способы, основанные: 1) на измерении электропроводности водной вытяжки, полученной при тщательной промывке пробы нефти паровым

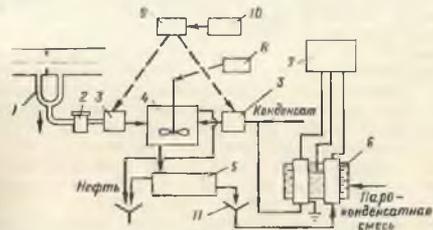


Рис. 13.5. Схема анализатора содержания солей в нефти типа АСН-2Ю.

1 - пробоборборная линия; 2 - фильтр; 3 - дозирующее устройство; 4 - механический усилитель; 5 - многосекционный отстойник-ловушка; 6 - термостатированный односекционный датчик; 7 - керновый прибор; 8 - пневматический; 9 - мембранный пневмопривод; 10 - пневмогенератор; 11 - фильтр-воорка

конденсатом, и 2) на растворении пробы нефти в смеси полярных и неполярных растворителей в заданном соотношении и на измерении электропроводности полученного раствора.

Первый способ используется в автоматическом анализаторе АСН-2Ю, предназначенном для непрерывного измерения содержания солей в потоке нефти. Схема прибора приведена на рис. 13.5. Нефть из пробоборборной линии 1 проходит через фильтр 2

и поступает к дозирочному насосу 3. Конденсат подается из конденсатобразователя также через дозирочный насос. Плуи жеры обоих дозирочных насосов приводятся в движение общим мембранным пневмоприводом. Нефть и конденсат поступают в механический смеситель 4 в соотношении 1:20. Смеситель представляет собой обогреваемую проточную камеру с лопастным винтом, вращающимся от пневмотурбины. Вследствие интенсивного перемешивания в смесителе происходит отмыкка солей. Сверху от смесителя в дренаж сливается нефть, а снизу в отстойник-ловушку 5 — эмульсия. Отстойник состоит из девяти камер, размещенных в одном корпусе горизонтально и последовательно соединенных между собой. При последовательном прохождении через камеры отстойника эмульсия расслаивается. Чтобы отделившаяся нефть не перетекала из одной камеры в другую, в камерах сделаны боковые отверстия, через которые нефть выводится (на рисунке для простоты показаны только одна камера и один отвод). Вытяжка после выхода из отстойника 5 еще не достаточно чистая, содержит некоторое количество нефти и если ее без очистки подать в датчик, она может загрязнить активные поверхности последнего, что приведет к искажению результатов измерений. Поэтому вытяжку для удаления из нее остатков нефти пропускают через фильтр, помещенный в фильтр-воронку 11. Из фильтра вытяжка поступает в измерительную часть проточного датчика 6, где измеряется электропроводность раствора. Так как электропроводность растворов солей зависит от температуры (увеличение температуры на 1° С способствует повышению электропроводности на 1,5 ÷ 2,5%), то в анализаторе используют двохъяичный дифференциальный датчик 6. Он имеет две идентичные проточные ячейки (измерительную и сравнительную), которые помещены в общий термостат. В термостате подачей пароконденсатной смеси поддерживается температура 100° С. Через измерительную ячейку протекает измеряемая вытяжка, через сравнительную — чистый конденсат. Каждая ячейка представляет собой проточный стакан из сплава нержавеющей стали, внутри которого помещен изолированный, выполненный из того же материала электрод. Корпуса стаканов электрически соединены между собой и заземлены. В качестве вторичного прибора используется автоматический электронный мост, запись на диаграмме которого характеризует содержание солей в нефти. Длительность полного цикла измерения около 20 мин. Диапазон измерения 0—200 мг/л. Абсолютная погрешность измерения ± 10 мг/л.

Второй метод контроля содержания солей в нефти используется в автоматическом анализаторе «Ион», который состоит из блоков: преобразователя, управления, регистрации, электромагнитных кранов и регулятора давления жидкости.

Блок преобразователя отбирает пробу нефти, разбавляет ее смесью полярных и неполярных растворителей в соотношении 1:9, совместно с блоком регистрации измеряет электропровод-

ность полученного раствора и удаляет продукты анализа из камеры чувствительного элемента.

Блок управления по заданной программе подает электропитание к клапанам блока электромагнитных кранов, включает схему измерения в блоке регистрации. Блок регистрации осуществляет запись результатов измерения и выработку выходного унифицированного сигнала.

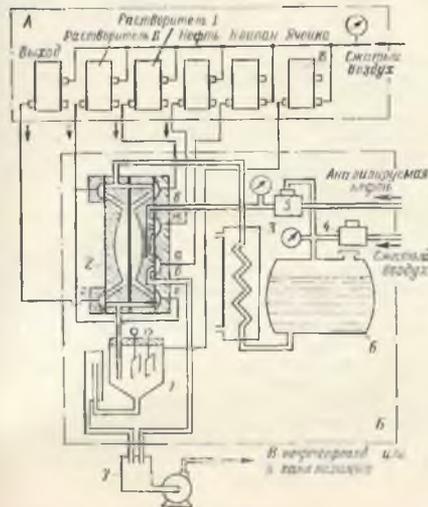


Рис. 13.6. Схема устройства блока преобразователей.

А — блок электромагнитных кранов; Б — блок преобразователя;
 1 — измерительная камера; 2 — дозатор; 3 — терморегулятор; 4 — редуктор воздуха;
 5 — клапан отсечки нефти; 6 — блок увеличения продуктов анализа; 7 — электромагнитные краны

Блок электромагнитных кранов преобразует электрические сигналы, поступающие из блока управления, в пневматические и подает их блоку преобразователя для управления работой дозатора и чувствительного элемента.

Сжатый воздух поступает из баллона с сжатым воздухом к электромагнитным кранам и блоку преобразователя.

Схема устройства блока преобразователей показана на рис. 13.6. Автоматическая работа блока преобразователей осуще-

ствляется подачей электромагнитными кранами сжатого воздуха по заданной программе.

При обесточенном состоянии блока электромагнитных кранов сжатый воздух поступает в клапаны *в*, *г*, *д* и *е* дозатора. Эти клапаны закрыты. В клапан *а* дозатора сжатый воздух не поступает и этот клапан открыт.

Все операции выполняются автоматически в следующей последовательности. Выключаются электромагнитные краны «Растворитель I» и «Выход». При этом открываются клапаны *в* и *г* дозатора. Растворитель из емкости *б* под давлением заполняет правую полость дозатора 2.

Далее при включении электромагнитного крана «растворитель II» открываются клапаны *ж* и *е* дозатора. Растворитель заполняет левую часть дозатора и через клапан *з* выбрасывает дозу растворителя в измерительную камеру *1*. Включаются электромагнитные краны «Нефть», «Клапан» и «Выход». При этом открываются клапаны *д* и *г* и закрывается клапан *а*. Через клапан *д* заполняется правая полость дозатора нефтью, вытесняя через клапан *ж* растворитель в измерительную камеру. При этом через клапан *а* сток нефти прекращается.

Далее операции поочередного наполнения и опорожнения дозатора нефтью и растворителем повторяются. После получения в измерительной камере необходимого количества смешанной с растворителем в заданной пропорции пробы нефти начинается процесс измерения электропроводности смеси и по окончании измерения включается электромагнитный кран «Ячейка». При этом сжатый воздух поступает в измерительную камеру и проба удаляется в сливную емкость *б*.

Терморегулятор *3* предназначен для стабилизации температуры растворителя. Растворитель из емкости *б* по трубке поступает в змеевик терморегулятора, а оттуда в дозатор. В качестве регистрирующего прибора используется автоматический электрический мост в искробезопасном исполнении.

§ 4. ИЗМЕРЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ ГАЗОВ

Влажность воздуха и газов определяется содержанием в них водяного пара и характеризуется следующими параметрами.

Абсолютная влажность — масса водяного пара, содержащаяся в единице объема газа. Определяется числом граммов водяных паров в 1 м^3 газа при 0°С и 760 мм рт. ст.

Влагосодержанием называется отношение массы водяного пара к массе сухого газа в том же объеме. Величина безразмерная.

Относительной влажностью называется отношение массы водяных паров, содержащихся в 1 м^3 , к максимально возможной массе водяных паров (при насыщении) при той же температуре. Выражается в процентах. Относительную

влажность определяют по формуле

$$\varphi = p_n / p_{n \text{ макс}}, \quad (13.6)$$

где p_n — текущее парциальное давление водяных паров в газе; $p_{n \text{ макс}}$ — максимально возможное парциальное давление в насыщенном состоянии.

Объемное влагосодержание — отношение объема водяного пара к объему сухого или влажного газа. Величина безразмерная.

Температура точки росы — температура, которую принимает влажный газ, если охладить его до полного насыщения по отношению к плоской поверхности воды. Выражается в °С.

Существующие влагомеры по методу измерения разделяются на психометрические, конденсационные и сорбционные. Наибольшее распространение для контроля влажности газов получили психометрические влагомеры (психометры). Психометры представляют собой приборы для измерения влажности воздуха и газов, основанные на определении разности температур сухого и влажного термометров.

Снижение температуры с t_1 до t_2 , которое происходит на мокром термометре при испарении воды, зависит от содержания водяных паров в воздухе (или газе). Чем суше измеряемый воздух, тем интенсивнее происходит испарение и тем больше будет снижение температуры. Причиной снижения температуры с t_1 до t_2 является расход теплоты на испарение воды.

Скорость испарения воды прямо пропорциональна разности парциального давления p_2' насыщенного водяного пара при температуре t_2 и действительного парциального давления p_1 водяных паров, содержащихся в газе при температуре t_1 , и обратно пропорциональна барометрическому давлению:

$$\frac{p_2' - p_1}{b} = A(t_1 - t_2), \quad (13.7)$$

где A — психометрический коэффициент, °С⁻¹.

Преобразуя (13.7), получаем

$$p_1 = p_2' - Ab(t_1 - t_2). \quad (13.8)$$

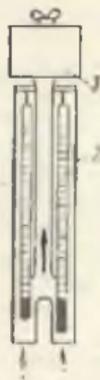
Относительная влажность

$$\varphi = 100 \frac{p_1}{p_2} = \frac{100}{p_2} [p_2' - Ab(t_1 - t_2)]. \quad (13.9)$$

Значение психометрического коэффициента A зависит от скорости W движения воздуха вблизи мокрого термометра. При так называемом безветрии, т. е. при скоростях до 0,5 м/с, $A = 0,001200$. При умеренном движении воздуха ($W = 1,0 + 1,5$ м/с) $A = 0,000800$. При сильном движении воздуха ($W > 2,5$ м/с) $A = 0,000656$. Для обеспечения постоянства коэф-

фициента A в датчиках современных психометров предусмотрены устройства для искусственного обдувания со скоростью 3—5 м/с.

Наиболее распространенным психометром является психометр Ассмана (рис. 13.7). Он состоит из двух термометров 1, 2, смонтированных в общем кожухе так, чтобы воздух мог просасываться вблизи них с помощью турбинки 3. Мокрый термометр 2 обернут увлажненной материей, погруженной в сосуд с водой.



Наибольшее распространение получили электрические психометры, в которых в качестве датчиков температуры используются термопары, электрические термометры сопротивления и полупроводниковые терморезисторы.

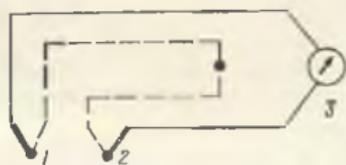


Рис. 13.7. Психометр Ассмана

Рис. 13.8. Схема термоэлектрического психометра

Простейший термоэлектрический психометр (рис. 13.8) содержит два рабочих спая 1, 2, включенных дифференциально, один из которых — 2 смачивается. Разность т. э. д. с., указываемая измерительным прибором 3, характеризует разность температур $\Delta t = t_1 - t_2$. Для повышения чувствительности психометра применяется последовательное включение нескольких сухих и смоченных спаев. Термоэлектрические психометры целесообразно применять, когда температура газа стабильна. В этом случае разность температур Δt , измеряемая психометром, однозначно характеризует влажность газа.

В серийных промышленных приборах в качестве чувствительных элементов используются электрические термометры сопротивления. Электронный психометр ПЭ состоит из датчика и электронного автоматического моста. В датчике установлены два платиновых термометра сопротивления, один из которых смачивается. Для подвода воды к датчику предусмотрен герметичный бак, заполненный дистиллированной водой. Бак устанавливается выше резервуара датчика на 250—500 мм. В приборе предусмотрено вытяжное устройство для прососа воздуха через датчик. Прибор непосредственно указывает относительную влажность воздуха.

Принципиальная схема измерительного психометра ПЭ приведена на рис. 13.9. Два моста I и II питаются переменным током от обмотки трансформатора в электронном усилителе ЭУ. Мосты

имеют два общих плеча $R1$ и $R3$. Плечи $R2$ и $R4$ относятся соответственно к мостам I и II . Сухой термометр с сопротивлением $R_{ТС}$ подключен к мосту I , а мокрый с сопротивлением $R_{ТВ}$ — к мосту II . Разность потенциалов на вершинах a и b диагонали моста I пропорциональна температуре сухого термометра, а разность потенциалов между точками a и c — температуре мокрого термометра.

Напряжение между точками b и c измерительной схемы пропорционально разности температур сухого и мокрого термометров.

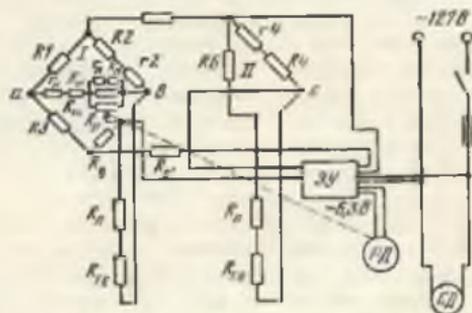


Рис. 13.9. Принципиальная измерительная схема психметра РЭ

$R_{ТС}$ — сухой термометр сопротивления; $R_{ТВ}$ — мокрый термометр сопротивления; $R_{Д}$ — сопротивление реохорда; $R_{И}$ — подгоночные сопротивления соединительных проводов; $R_{И}$ и $R_{ИИ}$ — сопротивления, определяющие начало и конец шкалы; $R_{Д}$ — добавочное сопротивление; $R_{Б}$, $R_{В}$ — балластные сопротивления; $R_{Ш}$ — шунтирующее сопротивление; $R1$, $R4$, $R6$ — сопротивления плеч мостов; ЭУ — электронный усилитель; РД — реверсивный двигатель; СД — синхронный двигатель для привода диаграммы

С выхода усилителя сигнал подается на реверсивный двигатель РД, который перемещает движок реохорда $R_{Д}$, уравновешивая схему. При этом перемещаются также указательная стрелка и перо регистрирующего устройства. Шкала прибора градуирована в единицах относительной влажности от 20 до 100%.

Достоинством психметрических приборов является сравнительно высокая точность и малая инерционность. К недостаткам относятся: необходимость введения системы смачивания термометра, зависимость результатов от скорости воздушного потока и атмосферного давления. Верхний предел применения психометра по температуре при нормальном атмосферном давлении ограничен 100°С. При положительных температурах уменьшается разность $\Delta t = t - t_m$, вследствие чего возрастает относительная погрешность ее определения.

При отрицательных температурах необходимо учитывать фазовое состояние влаги на фитиле (лед или переохлажденная вода).

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Технологический процесс переработки нефти и газа представляет собой превращение сложных углеводородных соединений под воздействием высоких давлений и температуры, в результате чего возникают вещества с заданными составом и свойствами. Ход технологического процесса определяется расходом участвующих в нем веществ, температурой, давлением и уровнем вещества в технологических аппаратах. В ходе технологического процесса необходимо измерять состав и свойства, а также наличие примесей в исходных, промежуточных веществах и в конечном продукте.

Для измерения указанных параметров технологического режима применяют измерительные устройства, рассмотренные в первой и второй частях настоящего учебника. Однако для управления технологическим процессом переработки нефти и газа необходимо, кроме того, контролировать специальные показатели, характеризующие свойства промежуточного продукта в некоторых точках технологической схемы, а также качество конечного продукта. К числу этих показателей относятся: фракционный состав, температура кипения определенной точки фракционного состава светлых нефтепродуктов, температура начала и конца кипения светлых нефтепродуктов, температура вспышки, упругость паров и др.

В последнее время в системах аналитического контроля технологических процессов на установках нефтеперерабатывающей промышленности применяют агрегатированные комплексы. Они представляют собой измерительные установки, состоящие из комплекса устройств отбора и подготовки пробы (технологический комплекс), измерительного преобразователя и устройства выдачи информации.

Анализируемый продукт из технологического трубопровода нефтеперерабатывающей установки подается на вход технологического комплекса, где с расходом 350—450 л ч продукт проходит через циркуляционную петлю блока отбора пробы и возвращается обратно в технологический трубопровод. Пройдя через все функциональные блоки технологического комплекса, анализируемый продукт очищается от механических примесей, обезвоживается, стабилизируется по давлению, дозируется, охлаждается до необходимой температуры и подается в блок измерительного преобразователя. В блоке измерительного преобразователя определяется значение измеряемого параметра, которое выдается в виде унифицированного выходного сигнала. После анализа продукт сливается в емкость, откуда автоматически откачивается в трубопровод.

Выпускаются следующие агрегатированные комплексы промышленных анализаторов.

1. Агрегатированный комплекс промышленного анализатора температуры кипения светлых нефтепродуктов АКТК-10 предназначен для непрерывного определения температуры кипения одной любой точки фракционного состава светлых нефтепродуктов, отбираемых непосредственно с технологического потока, в диапазоне от 70% отгона до конца кипения.

2. Агрегатированный комплекс промышленного анализатора температуры кипения светлых нефтепродуктов АКТК-20 предназначен для непрерывного определения температуры кипения одной любой точки фракционного состава светлых нефтепродуктов, отбираемых непосредственно с технологического потока, в диапазоне от начала кипения до 10% отгона.

3. Агрегатированный комплекс АКТК-30 предназначен для непрерывного определения температуры вспышки светлых нефтепродуктов, отбираемых непосредственно с технологического потока.

Все перечисленные агрегатированные комплексы имеют аналогичные структурные схемы и состоят из унифицированных блоков отбора и подготовки анализируемой пробы. Отличаются они измерительными преобразователями, которые описываются в настоящей главе.

§ 2. АНАЛИЗ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Нефть и ее производные представляют собой сложную смесь различных углеводородов и других органических соединений. Исследование состава нефти дает возможность судить о ее технической ценности, а исследование нефтепродуктов — о степени применимости их в эксплуатационных условиях.

Одним из основных методов технического анализа нефти и нефтепродуктов является их перегонка при атмосферном давлении, т. е. определение фракционного состава. Под фракционным составом нефти и нефтепродуктов принято понимать выход по объему отдельных погонов — температурных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах.

Фракционный состав является одним из важнейших показателей в технических условиях для авиационных и автомобильных бензинов, авиационных, тракторных и осветительных керосинов, дизельных топлив. Обычно для этих нефтепродуктов при проведении разгонки в стандартных условиях нормируются — температура начала кипения, температура, при которой отгоняются 10, 50, 90, 97—98% объема от загрузки, температура конца кипения, а также процент остатка.

Фракционный состав моторных топлив имеет важное эксплуатационное значение, так как характеризует их испаряемость

в двигателях и упругость паров при различных температурах и давлениях. Топливо для двигателей с искровым зажиганием должно иметь такую испаряемость, которая обеспечила бы легкий запуск двигателя при низких температурах, быстрый прогрев двигателя, его хорошую приемистость к переменам режима и равномерное распределение топлива по цилиндрам. При плохой испаряемости топлива оно, кроме того, будет разжижать смазочное масло, что крайне нежелательно. Для воздушно-реактивных двигателей применяется топливо утяжеленного фракционного состава (150—250° С), что обеспечивает надежную работу топливоподачи на больших высотах и исключает образование паровых пробок. Вместе с тем должны быть обеспечены хорошая испаряемость в камере сгорания и полнота сгорания топлива.

Фракционный состав дизельного топлива также оказывает серьезное влияние на скорость его испарения и образования смеси с воздухом после впрыска. Однако облегчение фракционного состава ухудшает воспламенительные свойства дизельного топлива. Хотя условия испарения топлива в двигателях резко отличаются от условий перегонки в стандартном аппарате, испытания различных топлив в дорожных и летных условиях дали возможность установить определенную связь между нормируемыми температурами при стандартной разгонке и поведением топлива в двигателе. Это позволило определить необходимые требования к фракционному составу топлив, предназначенных для различных двигателей.

Каково значение нормируемых температур при разгонке топлив? Температура начала кипения $t_{нк}$ и особенно температура выкипания 10% топлива t_{10} характеризуют пусковые свойства топлива. Чем ниже эта температура, тем, следовательно, больше в топливе легко испаряющихся веществ и тем легче при более низкой температуре запустить холодный двигатель. Но чрезмерное облегчение фракционного состава, особенно для авиатоплив, недопустимо, так как приводит к образованию газовых пробок и топливной системе и прекращению подачи топлива в камеру сгорания. Поэтому температура начала кипения всегда нормируется не ниже определенной величины.

Температура выкипания 50° (t_{50}) оказывает решающее влияние на быстроту нагрева запущенного на холоде двигателя и на соответствующий расход топлива. С понижением t_{50} прогрев ускоряется, а расход топлива снижается. При снижении t_{50} значительно улучшается также приемистость двигателя, т. е. легкость перехода его с одного режима на другой, что особенно важно для автомобильных двигателей в условиях городского транспорта. Однако чрезмерное уменьшение средней испаряемости топлива нежелательно в связи с возможным обледенением карбюратора даже при температурах выше 10° С. Это явление связано с заметным понижением температуры при испарении легколетучих веществ.

Не меньшее значение имеет и полнота испарения топлива, что по данным стандартной разгонки хорошо характеризуется температурами выкипания 90, 97—98% объема и температурой конца кипения ($t_{ик}$). За температуру $t_{ик}$ принимается та максимальная температура разгонки, после которой начинается ее спад. При повышении этой температуры уменьшается полнота испарения топлива, что влечет за собой неравномерное распределение топлива по цилиндрам двигателя, разжижение смазки, увеличение расхода топлива и масла, повышение износа двигателя.

Результаты разгонки в большой степени зависят от условий самой перегонки и размеров аппаратов, в которых она производится. Поэтому для получения сопоставимых результатов важно точно соблюдать стандартную методику и применять стандартную аппаратуру. Для соблюдения стандартных условий разгонки нагрев необходимо регулировать таким образом, чтобы от начала нагрева до падения первой капли в приемный цилиндр прошло не менее 5 и не более 10 мин при разгонке бензина и лигроида, от 10 до 15 мин — керосинов, реактивного и легкого дизельного топлива, от 10 до 20 мин — тяжелого дизтоплива. Температуру, которую показывает термометр в момент падения первой капли, отмечают как $t_{ик}$ (температуру начала кипения). После этого интенсивность нагрева регулируют так, чтобы скорость перегонки составляла 4—5 мл/мин или 2—2,5 капли в 1 с.

После отгона 90% нагрев регулируют так, чтобы до конца перегонки прошло от 3 до 5 мин. Обогрев выключают в тот момент, когда в приемном цилиндре объем жидкости станет равным высшему нормируемому проценту отгона (97—98%) для данного продукта.

Определение фракционного состава проводится в соответствии с техническими условиями на данный продукт: либо отмечают температуры, при которых уровень жидкости в приемном цилиндре соответствует определенным процентам отгона (10, 50, 90, 97—98%), или, наоборот, отмечают проценты отгона при определенных нормируемых температурах (например, 100, 200, 260, 270°С).

Для автоматического циклического определения температур выкипания 10, 50 и 90% отгона фракций светлых нефтепродуктов и их регистрации применяется анализатор АР-734.

Принцип действия прибора основан на постоянном выкипании 100 см³ анализируемого продукта при атмосферном давлении. Интенсивность нагрева колбы регулируют таким образом, чтобы начало кипения продукта наступало через 5—15 мин после начала нагрева. Далее нагрев колбы ведется так, чтобы дистиллят стекал со скоростью 4—5 мл/мин. Определение объема дистиллята осуществляется путем счета капель, стабильных по величине, количество которых соответствует определенному объему. Регистрация температур точек кривой разгонки фракционного состава осуществляется на вторичном приборе по заданному числу капель.

Принципиальная схема анализатора АР-734 приведена на рис. 14.1.

Анализируемый продукт от места отбора пробы проходит через элементы подготовки (фильтр 1, холодильник 2, фильтр-вододелитель 3, редуктор 4), где он соответственно очищается от механических примесей, охлаждается, обезвоживается (до 0,05% влаги) и редуцируется до давления 40–60 кПа. Затем, пройдя соленоидный входной клапан 5, проба поступает в металлическую

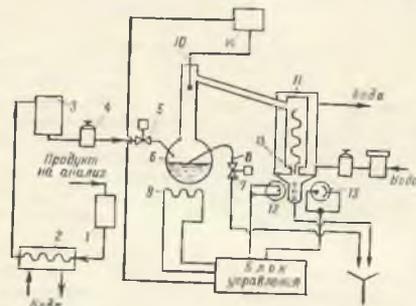


Рис. 14.1. Принципиальная схема промышленного анализатора фракционного состава АР-734

колбу 6, обогреваемую электронагревателем 9. Перед началом нового цикла разгонки в течение 2 мин производится охлаждение и промывка колбы от тяжелого остатка предыдущей разгонки. При этом продукт из колбы через сифонную трубку 8 и соленоидный выходной клапан 7 сбрасывается в дренаж. После промывки колбы входной соленоидный клапан 5 закрывается, избыток пробы сбрасывается по сифонной трубке, а в колбе остается 100 см³ продукта. Объем продукта определяется высотой установки сифонной трубки. После того как в колбе остается необходимым объем пробы, выходной соленоидный клапан 7 тоже закрывается. Открытие и закрытие соленоидных клапанов производится с помощью части блока управления. Выполнением указанных операций заканчивается цикл «подготовка».

После дозирования включается электронагреватель 9. С момента включения нагревателя начинается цикл анализа. Продукт нагревается. Пары его через отводную трубку поступают в холодильник 11 с водяным охлаждением и, проходя через него, конденсируются и в виде капель падают с капельника 15. Эти капли на своем пути пересекают луч лампы 12, направленный на

фотодиод 13. Импульсы от фотодатчика поступают на блок управления, где они преобразуются в непрерывный сигнал постоянного тока и сравниваются с напряжением сигнала задатчика скорости разгонки. Разность напряжений, усиливается, преобразуется и подается на реверсивный двигатель, который через редуктор перемещает движок автотрансформатора, меняя тем самым напряжение, подаваемое на нагреватель. Одновременно те же импульсы от фотодатчика поступают на механизм регистратора, обеспечивающего регистрацию заданных объемов отгона на вторичном приборе 14. В верхней части горловины колбы устанавливается термомоляр 10 типа ТХК. Горючий спай защищен отражателем, предохраняющим его от попадания капель конденсата во время разгонки.

Нагреватель представляет собой электрическую спираль, уложенную в керамической чашке. Питается он напряжением 20 В через понижающий трансформатор.

Программное управление работой технологического блока, определение объема дистиллята (количества капель) и поддержание заданной скорости разгонки нефтепродукта осуществляются блоком управления. Электродвижущая сила термомоляры преобразуется в унифицированный сигнал постоянного тока 0–5 мА преобразователем ПТ-ПР-62. Для преобразования непрерывного сигнала постоянного тока 0–5 мА в унифицированный пневматический сигнал 20–100 кПа применяется электропневмопреобразователь ЭПР-63. Продолжительность цикла полной разгонки не более 55 мин. Расход продукта на один цикл анализа 1500–2000 см³. Питание анализатора от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц. Вторичный прибор КСП-4 гр. ХК с диапазонами 0–150, 0–200, 0–300, 0–400°С.

Для непрерывного автоматического определения температуры начала кипения светлых нефтепродуктов на потоке технологической установки и выдачи непрерывного сигнала, пропорционального этой температуре, применяется анализатор АК-101 (рис. 14.2). Анализатор может быть применен в схемах регулирования технологических установок.

Принцип действия прибора основан на определении температуры паров нефтепродукта в колонке с полным орошением при постоянном нагреве и расходе. Технологический блок предназначен для определения температуры начала кипения светлых нефтепродуктов и выдачи сигнала в виде ТЭДС на вторичный прибор.

Анализируемый продукт проходит через фильтр 1. Очищенная от механических примесей проба охлаждается в холодильнике 2 до температуры на 10–20°С ниже начала кипения и подводится к редуктору давления жидкости 3, который редуцирует давление до 80–100 кПа. Далее продукт проходит регулятор расхода жидкости 4, которым устанавливается расход 20–30 мл/мин. Затем проба поступает в теплообменник 5, где предварительно нагревается и попадает в нижнюю часть колонки 6. Нагревательным

элементом 7, расположенным в нижней части колонки, продукт нагревается до температуры начала кипения и частично испаряется. Пары легких фракций, поднимаясь вверх по колонке, достигают нижней зоны холодильника, где и конденсируются. Невспарившаяся часть продукта и конденсат выводятся из блока через теплообменник 5, нагревая поступающий на анализ продукт.

В нижней зоне холодильника расположена термopара ТХК 13, которая измеряет температуру в зоне конденсации паров, что

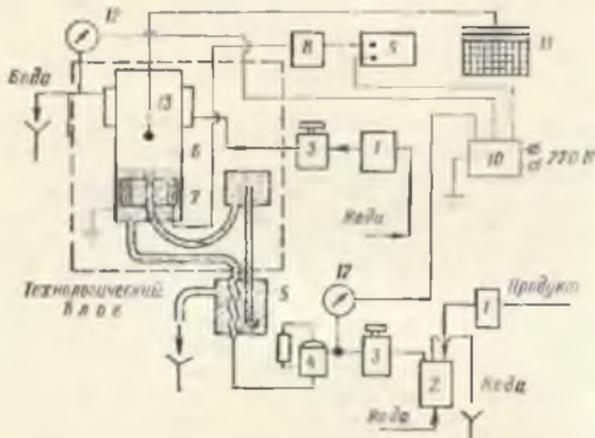


Рис. 14.2. Принципиальная схема анализатора начала кипения АК-101

соответствует началу кипения продукта. В холодильник подается питьевая вода,¹ которая очищается от механических примесей фильтром и через редуктор подается в технологический блок. На выходе воды из технологического блока установлен манометр 12.

Верхняя зона холодильника продувается воздухом, расход которого устанавливается 300—500 мл/мин и поддерживается на заданном уровне регулятором расхода воздуха.

Нагревательный элемент 7 питается стабилизированным напряжением от стабилизатора 9 через трансформатор 8. Вторичный прибор 11 является автоматический электронный потенциометр гр. ХК со шкалой 0—200°С. Он служит для регистрации t_c и выдачи пропорционального этой температуре пневматического сигнала в систему регулирования. Диапазон измерения температуры начала кипения 50—170°С.

¹ Применяется питьевая вода, а не техническая, так как последняя очень загрязнена и имеет более высокую температуру.

Элементы защиты, к которым относится панель блокировки 10 ШБ-2 и контактные манометры 12, служат для отключения питания анализатора при отсутствии или отклонении давления от заданного значения нормы продукта или воды.

Принцип действия измерительной системы АК-101 использован в измерительном преобразователе ИП-7, входящем в агрегатированный комплекс АКТК-20.

Для непрерывного автоматического определения, регистрации и передачи данных на УВМ о температуре выкипания 90% объема светлых нефтепродуктов предназначен прибор типа АК-70

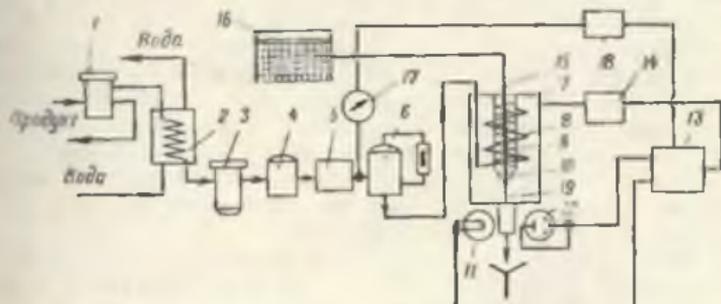


Рис. 14.3. Анализаторы фракционного состава АК-70

(рис. 14.3). Принцип его действия основан на методе «падающей пленки». Сущность метода заключается в определении температуры тяжелого остатка, стекающего с вертикально расположенного испарителя.

Анализируемый продукт с температурой не более 100°C и давлением не более 0,6 МПа с выхода технологического насоса поступает к фильтру грубой очистки 1. Очищенный от механических примесей продукт поступает в холодильник 2, где охлаждается до температуры 60°C , а затем — в фильтр-водоотделитель 3. Последний обезвоживает продукт до содержания влаги не более 0,05%. Обезвоженный продукт идет далее в регулятор давления жидкости 4, в котором происходит двухступенчатое редуцирование давления: I ступень — с 0,6 до 0,15 МПа, II ступень — с 0,15 до 0,035 МПа. После редуктора продукт поступает на прием дозирочного насоса 5, из него в регулятор расхода жидкости 6 с ротаметром, а оттуда — в теплообменник 7 в технологической колонке. Из змеевика теплообменника продукт поступает на вертикальный испаритель 10. На испарителе расположена спираль 9, образованная намоткой на шестиугольный стержень. Просветы между углами шестиугольной спирали и поверхностью испарителя создают каналы для жидкости, благодаря чему уменьшается количество «мертвых» зон на поверхности нагрева, которые могут привести к местным перегревам.

Проба продукта, стекая пленкой по нагревателю, за время пути частично испаряется, а оставшаяся часть (кубовый остаток) поступает на иглу испарителя 19 и стекает в виде капель. Количество испарившегося продукта задается скоростью падения капель. Прибор фиксирует не температуру паров, а температуру оставшейся жидкости. Для измерения температуры остатка применяется термопара 15, которая вставлена внутрь испарителя до упора и закреплена.

Капли, пересекая луч осветителя 11, вызывают в цепи фотодиода 12 электрические импульсы, пропорциональные частоте падения капель. Эти импульсы поступают на электронный регулятор блока управления 13. Электронный регулятор преобразует электрические импульсы в непрерывный сигнал и сравнивает его с сигналом задания. Сигнал рассогласования поступает на исполнительный механизм — трансформатор 14, который управляет мощностью нагрева испарителя, поддерживая заданную частоту падения капель остатка. В блок управления, кроме блока регулирования, входит и силовая часть (силовой блок). Защита от высокого давления осуществляется контактным манометром 17, включенным в панель блокировки 18.

В качестве вторичного прибора применяется потенциометр ПКСР-4 гр. ХК со шкалой 0—100°С. Для преобразования т. э. д. с. термопары в постоянный ток применяется преобразователь ПТ-П-62.

Принцип действия измерительной системы АК-70 использован в измерительном преобразователе ИП-3, входящем в агрегатированный комплекс АКТК-10.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Известно, что смесь горючих газов или паров с воздухом в определенном соотношении может при воспламенении взрываться. Если смесь очень бедна горючим газом или, наоборот, очень богата им, то она не взрывается. В первом случае взрыва не происходит потому, что избыток воздуха поглощает теплоту, выделяющуюся в исходной точке воспламенения. Вследствие этого теплота не распространяется и не вызывает возгорания всех ближайших частиц газа. Во втором случае смесь не взрывается потому, что в ней недостаточно кислорода. Отсюда и исходят при определении понятия о нижнем и верхнем пределах взрываемости. Первый соответствует минимальному, а второй максимальному содержанию горючего газа в смеси, способной взрываться.

Таким образом, температуру вспышки можно определять как температуру жидкой фазы, при которой над ней образуется смесь паров с воздухом взрывной концентрации.

Для непрерывного автоматического определения и регистрации температуры вспышки нефтепродуктов в потоке с целью регули-

рования технологического процесса при помощи приборов пневматоматики и выдачи сигнала на ЭВМ предназначен анализатор АВН-63 (рис. 14.4). Прибор может быть использован для определения температуры вспышки светлых нефтепродуктов с температурой вспышки выше 24° С.

Принцип действия анализатора основан на автоматическом поддержании температуры непрерывно протекающего через тигель нефтепродукта на уровне его температуры вспышки.

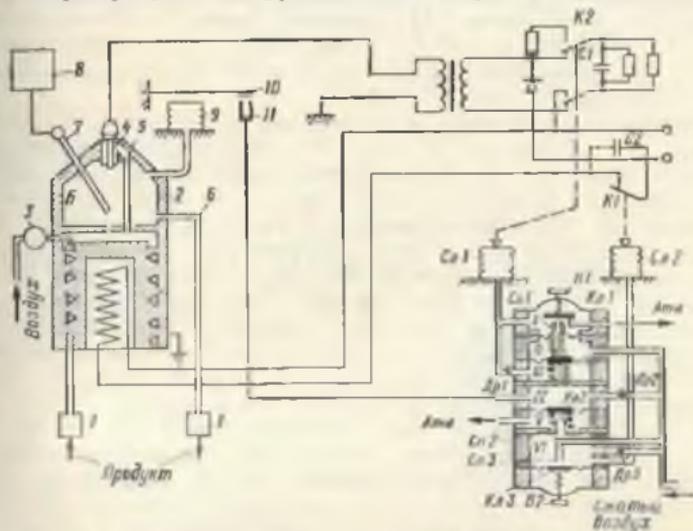


Рис. 14.4. Принципиальная схема анализатора температуры вспышки нефтепродуктов АВН-63

Пройдя пробоотборную систему (фильтр, холодильник, регулятор давления жидкости), продукт через пламепреградитель 1 поступает в тигель 2 и поднимается по винтовому каналу тигля, одновременно нагреваясь. Затем он поступает в полость А, где происходит смешивание продукта с воздухом, поступающим сюда через дроссель 3. Далее часть продукта поднимается по трубке 5, проходит через кольцевую камеру свечи 4 и, омывая электроды свечи, стекает в полость Б, а затем по сливной трубке 6 через штуцер с пламепреградителем сбрасывается в сборную емкость.

В корпусе датчика находится блок управления с пневматическим блоком, который управляет запалом свечи и нагревом анализируемого продукта в тигле 2.

Пневматический блок состоит из двух частей — верхней (камеры I, II, III) и нижней (камеры IV, V, VI).

Под давлением воздуха в камере II полый шток перемещается вниз, сопло Cn1 открывается, давление в камере I и в сифоне Cn1

резко увеличивается. Сильфон *Сл1* разжимается и переключает контакты *К2* на зарядку конденсатора *С1*. По мере поступления воздуха через дроссель *Др1* в камеру *III* мембрана прогибается вверх. При этом сопло *Сп1* упирается в клапан *Кл1*, прикрывает доступ воздуха и открывает сброс в атмосферу. Давление в камере *I* и в сильфоне *Сл1* резко падает, сильфон сжимается, контакт *К2* переключает конденсатор *С1* на первичную обмотку трансформатора и между электродами свечи образуется искра. Далее воздух из камеры *III* начинает перетекать обратно в камеру *I*, давление в камере *III* падает, мембрана прогибается вниз, сопло *Сп1* открывается. Цикл повторяется. Длительность цикла устанавливается дросселем *Др1*.

Работа нижнего блока, управляющего нагревом продукта, происходит следующим образом. По мере поступления воздуха питания через дроссель *Др2* давление в камере *VI* постоянно растет до величины, достаточной для преодоления усилия пружины. Клапан *Кл3* открывается, давление в камере *VI* и в сильфоне *Сл2* резко увеличивается, сильфон разжимается и включает нагрев (контакт *К1*). При достижении температуры вспышки пары нефтепродукта образуют с воздухом смесь взрывной концентрации, и при очередной искре происходит вспышка. Мгновенное повышение давления в камере *Б* тигля, воздействуя на сильфон *9*, открывает заслонку *10*. При этом воздух из камеры *IV* через сопло *11* сбрасывается, давление в камере *IV* резко падает, клапан *Кл2* под действием пружины открывается и воздух из камеры *VI* через сопло *Сп2* и отверстие в камере *V* сбрасывается в атмосферу. Сильфон *Сл2* сжимается и отключает нагрев. Нагрев остается отключенным до тех пор, пока происходит вспышка, так как после каждой вспышки воздух, успевший накопиться в камере *IV*, сбрасывается через сопло *11* и клапан *Кл2* остается открытым. С понижением температуры продукта вспышка прекращается, давление в камере *IV* растет, клапан *Кл2* закрывается, нагрев включается вновь и отключается только при следующей вспышке.

Дроссель *Др2* служит для установки необходимого расхода воздуха питания, компенсирующего утечку его через неплотности сопла *11*, и создания необходимого давления в камере *IV* для закрытия клапана *Кл2*. Дросселем *Др3* устанавливают интервал времени включения нагрева после очередной подачи искры, при которой не было вспышки. Винты *В1* и *В2* служат для регулирования предварительного нажатия пружин.

Таким образом, работа анализатора заключается в том, что протекающий через тигель нефтепродукт нагревается до температуры вспышки. Температура эта поддерживается отключением нагревателя при наличии вспышки и включением нагревателя при ее отсутствии.

Температура нефтепродукта в тигле воспринимается хромель-копелевой термопарой *7* и регистрируется вторичным прибором (потенциометром) *8*. Сигнал с потенциометра, снабженного шпир

мпреобразователем, подается на регулирующие блоки пневмо-матоматики, которые воздействуют на органы управления технологическим процессом.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРУГОСТИ ПАРОВ

Упругость паров авиационных и автомобильных топлив является техническим показателем этих топлив, который служит для оценки испаряемости последних, склонности их к образованию

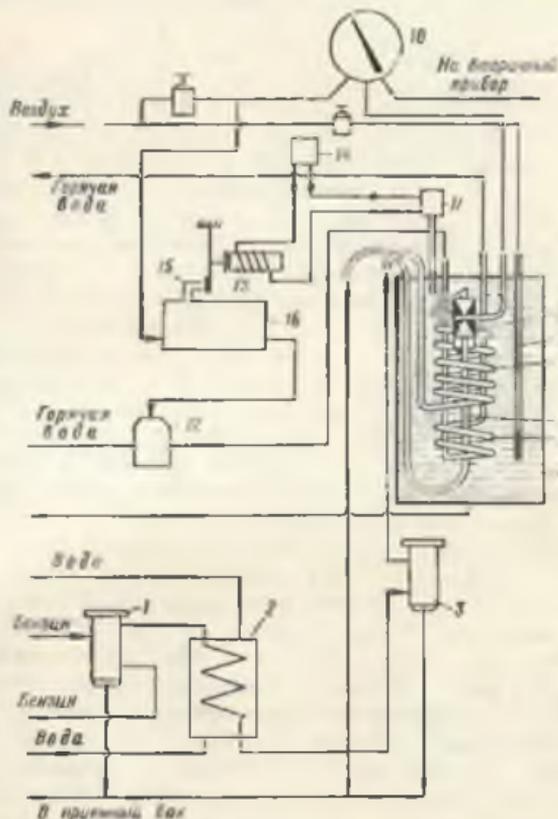


Рис. 14.5. Принципиальная схема датчика упругости паров бензина ДУ-1М

газовых пробок и для учета потерь при хранении и транспорте. Для непрерывного измерения упругости паров бензина на потоке и передачи показаний на расстояние предназначен датчик упругости паров бензина ДУ-1М. Прибор применяется в системах автоматического контроля и регулирования технологических процессов на нефтеперерабатывающих заводах.

Принцип действия прибора основан на непрерывной регистрации вакуумметром динамического равновесия между вакуумом, образуемым в межсоловом пространстве струйного насоса протекающим бензином, и его парами при температуре термостатирования 38°C . Степень компенсации вакуума парами исследуемого бензина зависит от упругости последнего. Стабильности и правильность показаний упругости паров прибором обеспечиваются постоянством условий и отсутствием потерь легких фракций в системе прибора. Схема датчика упругости паров бензина ДУ-1М представлена на рис. 14.5.

Бензин, отбираемый с технологической установки на анализ, поступает в фильтр грубой очистки 1. Часть бензина проходит через него, очищается от частиц кокса и поступает в холодильник 2. Остальная (основная) часть бензина возвращается обратно.

Бензин, пройдя через змеевик холодильника 2, омываемый проточной водой, охлаждается до температуры $25\text{--}35^{\circ}\text{C}$ и поступает в фильтр тонкой очистки 3. Дополнительно очищенный от более мелких взвешенных частиц, бензин проходит в термостат 4. Проходя по змеевику 7, помещенному в термостатную жидкость (антифриз), бензин нагревается до температуры термостатирования 38°C и поступает в струйный насос 9. Струя бензина, проходя через сопло струйного насоса, создает около сопла вакуум, заполняемый парами бензина. Степень вакуума измеряется вакуумметром 10 с пневмопередачей на вторичный прибор. Из струйного насоса бензин через сифонную трубку 6 самотеком выходит из прибора и поступает в приемный бак.

Система термостатирования, обеспечивающая необходимую температуру анализируемого бензина, состоит из термостата 4, ртутного контактного термометра 11, помещенного в термостатную жидкость, отсекающего двухпозиционного пневмоклапана 12, блока-реле 13 и блока электропитания 14.

При изменении температуры термостатирующей жидкости контактный термометр замыкает и размыкает электрическую цепь питания якоря блока-реле, который управляет открытием или закрытием сопла 15 пневматического устройства 16. Таким образом, электрический сигнал от термоконтатора преобразуется в пневмосигнал. Он усиливается в пневмоустройстве 16 и поступает на пневмоклапан 12, который открывает или закрывает подачу теплоносителя в змеевик подогрева 5. Перемешивание термоконтантной жидкости осуществляется посредством воздушного барботажа специальным барботажером 8 с отверстиями диаметром 1 мм. Диапазон измерения упругости паров $150\text{--}550$.

Средний расход продукта через струйный насос датчика $0,8$ л/мин. Температура анализируемого продукта на входе в прибор не выше 105°C .

НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ И ПРИБОРЫ

Глава 15

КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

§ 1. ПАРАМЕТРЫ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Весь цикл сооружения нефтяных и газовых скважин условно можно разделить на три этапа: подготовительные работы, бурение и заключительные работы. Подготовительные работы включают прокладку подъездных путей, подвод воды, электроэнергию, земляные работы, сооружение вышки и монтаж оборудования. Бурение — это разрушение пород и вынос выбуренной породы. Заключительные работы включают разобщение пластов, перфорацию, опробование скважины и демонтаж оборудования.

Основными процессами сооружения скважины можно считать бурение, разобщение пластов, перфорацию и опробование. Заключительный процесс сооружения скважины (перфорация и опробование) выполняется геофизической и геологической промысловыми службами.

Разрушение горных пород осуществляется вращающимся долотом, которое закреплено на конце колонны бурильных труб. Осевая нагрузка на долото создается частью веса колонны бурильных труб. Выбуренная, размельченная долотом порода выносится из скважины промывочной жидкостью, которая закачивается в скважину по бурильным трубам, выходит из отверстия долота и поднимается на поверхность по кольцевому зазору между трубами и стенками скважины, оказывая гидростатическое давление на стенки скважины.

В процессе бурения необходимо поддерживать параметры режима на заданном уровне. Основными параметрами, характеризующими режим бурения, являются: число оборотов долота (при турбинном бурении — число оборотов турбобура), осевая нагрузка на буровой инструмент, крутящий момент на вращателе, скорость подачи (средняя скорость проходки) бурового инструмента.

Промывочная жидкость в процессе бурения выполняет весьма важные функции, поэтому эффективность бурения в значительной

мере зависит от поддержания заданного значения параметром промывочной жидкости. Контроль за параметрами промывочной жидкости (расход, давление, вязкость, плотность) необходимо осуществлять в процессе бурения. Качество промывочной жидкости характеризуется также ее водоотдачей, статическим напряжением сдвига и др. Эти параметры определяют в лабораторных условиях периодически.

Вес бурового инструмента, нагрузка на долото, расход и давление промывочной жидкости и крутящий момент на роторе являются параметрами, отклонение которых от нормы может вызвать аварию в процессе бурения скважин. Поэтому эти параметры должны контролироваться непрерывно.

Нагрузка на долото, число оборотов долота и расход промывочной жидкости определяют режим бурения, а проходка на долото и механическая скорость бурения являются результатами выбранного режима, но которым определяется его оптимальное значение.

Контролируемые параметры процесса бурения зависят от проектной глубины, на которую ведется бурение, и от используемого оборудования. Чем больше глубина, тем сложнее процесс бурения, мощнее оборудование и тем большее число параметров приходится контролировать. Параметры режима бурения, подлежащие контролю в ходе технологического процесса, определены ГОСТ 14169—69 «Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин». Системы наземного контроля основных параметров процесса бурения в зависимости от класса буровой установки делятся на три типа. Тип I — для буровой установки грузоподъемностью 50 т. Контролируемые параметры: нагрузка на крюк, крутящий момент на роторе, частота вращения ротора, механическая скорость бурения, давление промывочной жидкости, нагрузка на долото. Тип II — для буровых установок грузоподъемностью 80, 100, 125 т. Контролируемые параметры: нагрузка на крюк, крутящий момент на роторе, подача инструмента, механическая скорость бурения, расход промывочной жидкости, давление промывочной жидкости, нагрузка на долото. Тип III — для буровых установок грузоподъемности 160, 200, 250 т. Контролируемые параметры: нагрузка на крюк, крутящий момент на роторе, частота вращения ротора, подача инструмента, механическая скорость бурения, расход промывочной жидкости, давление промывочной жидкости, нагрузка на долото.

Завершающим этапом проводки скважин является спуск обсадной колонны и разобщение пластов¹. Разобщение пластов заключается в закачке цементного раствора в кольцевой зазор

¹ Разобщение пластов, закачку цементного раствора осуществляют не только по завершении, но и на начальной стадии и в процессе бурения скважины — для спуска кондуктора и промежуточной колонны.

между стенками скважин и обсадной колонной. Поскольку процесс цементирования скважин связан с закачкой большого количества цементного раствора в весьма короткий промежуток времени, ограниченный временем его схватывания, процесс этот должен выполняться при строгом соблюдении заданного режима. Параметрами, характеризующими процесс цементирования скважин, являются: расход и объем продавочной жидкости и цементного раствора, плотность его и давление, при котором осуществляется закачка.

В последнее время применяют комплексные измерительные установки для контроля процессов бурения. Эти установки включают комплект датчиков и блока вторичных показывающих и самопишущих приборов. Однако в зависимости от условий, способа бурения, типа буровой установки при контроле каких-либо параметров они могут иметь различное значение. Поэтому кроме комплексных измерительных установок есть необходимость применять отдельные системы измерения каждого параметра. Такое конструктивное исполнение аппаратуры позволяет более экономично контролировать процесс бурения.

Рассмотрим установки для измерения отдельных параметров, выпускаемые промышленностью. К их числу относятся установки для измерения осевой нагрузки, крутящего момента и расхода продавочной жидкости. Системы для измерения отдельных параметров, входящие в комплексную установку, рассматриваются совместно с нею.

§ 2. ИЗМЕРЕНИЕ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ

Осевая нагрузка представляет собой осевое усилие, воспринимаемое долотом при его внедрении в породу.

Колонна бурильных труб, на нижнем конце которой закреплено долото, подвешена на крюке. Крюк подвешен на талевом канате, проходящем через ролики талевого блока и кронблока. Один конец каната закреплен неподвижно, а другой наматывается на барабан буровой колонны. По мере углубления бурового инструмента спуск буровой колонны осуществляется сматыванием талевого каната с барабана лебедки. Когда вся колонна бурильных труб подвешена на крюке, осевая нагрузка на долото равна нулю и бурение не производится. Если полностью снять нагрузку с крюка, т. е. опустить всю колонну бурильных труб на забой, под действием собственного веса бурильные трубы могут сломаться. В процессе бурения осевая нагрузка создается частью веса колонны бурильных труб. Осевая нагрузка задается технологическим режимом в зависимости от механической прочности буровых пород и типа бурового инструмента. Уменьшение осевой нагрузки относительно заданной величины приведет к снижению скорости бурения. Превышение осевой нагрузки может привести к искривлению скважины и поломке бурильных труб или долота.

Осевую нагрузку определяют как разницу между силой веса буровой колонны, передаваемой на крюк, когда буровой инструмент приподнят над забоем (нагрузкой на крюк), и силой веса, передаваемой на крюк во время бурения.

Вес колонны бурильных труб определяется индикатором веса, измеряющим натяжение талевого каната. Индикатор веса измеряет натяжение мертвого (неподвижного) конца талевого каната. Вес колонны бурильных труб, висящей на крюке талевого системы, определяется произведением усилия в мертвом конце талевого каната на число струн, несущих талевый блок. При этом учитывается начальное натяжение мертвого конца от веса талевого блока, крюка и вертлюга.

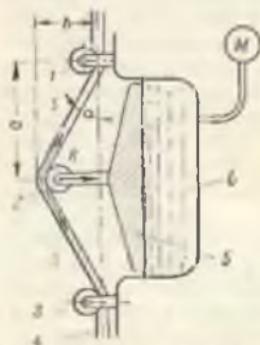


Рис. 15.1. Схема работы гидравлического индикатора веса

Если умножить усилие в мертвом конце талевого каната на общее число несущих струн плюс две струны мертвого и ходового (наматываемого на барабан лебедки) концов талевого каната, мы получим статическую нагрузку на вышку. В зависимости от параметров, в который преобразовывается измеренное усилие, различают индикаторы веса гидравлические и электрические. В промышленности используются преимущественно гидравлические индикаторы веса.

Основными узлами гидравлического индикатора веса являются трансформатор давления, представляющий собой датчик, и вторичный прибор, в качестве которого применяют манометр со специальной шкалой. Схема работы гидравлического индикатора веса показана на рис. 15.1.

Трансформатор давления смонтирован на мертвом конце талевого каната 4, который изгибается между роликами 1, 2 и 3. Давление на центральный ролик 2 представляет собой горизонтальную составляющую $R \sin \alpha$ сил, растягивающих канат 4. Силу можно определить по формуле

$$R = 2S \sin \alpha. \quad (15.1)$$

Сила R действует на тарелку 5 и через мембрану передается жидкости, заполняющей внутреннюю полость корпуса 6. Сила R уравновешивается силой

$$P = pF, \quad (15.2)$$

где p — давление жидкости, определяемое манометром M ; F — площадь мембраны.

Приравняв эти силы, получаем

$$pF = 2S \sin \alpha, \quad (15.3)$$

шкала

$$S = \frac{\rho F}{2 \sin \alpha}. \quad (15.4)$$

Поскольку угол преломления каната α мал, то без особой погрешности можно допустить, что $\sin \alpha = \operatorname{tg} \alpha$. Если обозначить расстояния между крайней и средней опорами a , а прогиб каната b , то $\operatorname{tg} \alpha = b/a$.

Тогда

$$S = \frac{\rho F a}{2b}. \quad (15.5)$$

По показаниям манометра M , включенного в гидравлическую систему трансформатора давления, можно судить о натяжении талевого каната, следовательно, и о силе веса подвешенной к нему буровой колонны.

Для того чтобы определить нагрузку на крюке $Q_{кр}$, необходимо усилие, испытываемое при натяжении в мертвом конце талевого каната, умножить на число несущих струн, которое равно числу роликов талевого блока m , умноженному на 2, т. е.

$$Q_{кр} = 2mS \quad (15.6)$$

Подставив в (15.6) вместо S выражение из (15.5), получаем

$$Q_{кр} = \frac{Fam}{b} p. \quad (15.7)$$

В комплект гидравлического индикатора веса входят: трансформатор давления, показывающий прибор основной, показывающий прибор верньерный, регистрирующий прибор и пресс-бачок.

Все перечисленные устройства соединены в единую герметичную гидравлическую систему. Внутренняя полость всех приборов заполняется жидкостью с помощью пресс-бачка.

Трансформатор давления, являющийся датчиком индикатора веса, предназначен для преобразования растягивающего усилия в мертвом конце талевого каната в пропорциональное давление жидкости.

В качестве основного показывающего прибора применяется манометр с трубчатой пружиной. Шкала основного показывающего прибора разделена на 100 равных делений.

Верньерный указатель предназначен для отсчета дольных шажений осевой нагрузки на забой. Устройство верньерного указателя аналогично устройству основного показывающего прибора, но чувствительность его в 6 раз выше, поэтому шкала верньерного прибора более растянута.

В качестве регистрирующего прибора в гидравлическом индикаторе веса применен стандартный самопишущий манометр, который записывает изменения давления на круговой диаграмме

с нулем в центральной части. Чувствительным элементом прибора является геликоидальная пружина.

Отечественная промышленность выпускает серийные гидравлические индикаторы веса ГИВ6, предназначенные для измерения усилий натяжения талевых канатов диаметром от 15 до 38 мм. В зависимости от диаметра каната и предела измерения выпускают три модификации индикатора веса: ГИВ6-1, ГИВ6-11, ГИВ6-111. Соответственно пределу измерения гидравлические индикаторы веса комплектуются различными трансформаторами давления.

ГИВ6-1 в комплекте с трансформатором давления ТД-2А предназначен для измерения натяжения мертвого конца талевого каната диаметром от 15 до 19 мм с пределами измерений 100—4000 и 200—8000 кгс; ГИВ6-11 в комплекте с трансформатором ТД-4 — для канатов диаметром от 19 до 28 мм с пределами измерения 500—1200, 500—15 000 и 500—18 000 кгс; ГИВ6-111 в комплекте с трансформатором ТД-5 — для канатов диаметром от 32 до 38 мм с пределами измерений 800—20 000 и 800—25 000 кгс.

Верхние пределы измерений устанавливают регулировкой угла преломления каната при помощи прокладок под обоймами крайних и среднего роликов. Положение среднего ролика после регулировки фиксируется пломбой. Нижние пределы измерения во всех случаях устанавливаются при положении стрелки основного указывающего прибора на десятом делении. Натяжение каната при этом соответствует усилию от суммарного веса талевого блока, крюка и вертлюга.

Основная приведенная погрешность измерения $\pm 2,5\%$.

§ 3. ИЗМЕРЕНИЕ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА

Главной целью контроля крутящего момента является предупреждение больших его значений, которые могут привести к скручиванию и обрыву колонны бурильных труб. Кроме того, измерение крутящего момента в сочетании с измерением осевой нагрузки позволяет судить о состоянии скважин, о характере разбуриваемых пород и о техническом состоянии породоразрушающего инструмента. Исследования показывают, что 75—80% времени опоры шарошек долота работают в условиях постепенного износа, после чего наступает резкое увеличение износа, разрушение и заклинивание опоры. Возникающее при этом значительное увеличение крутящего момента указывает на необходимость прекращения долбления и замены долота.

На рис. 15.2 показана схема датчика крутящего момента ДМ. Принцип действия которого заключается в использовании явления магнитоупругости вращающегося вала, передающего крутящий момент. Датчик крутящего момента конструктивно состоит из участка рабочего вала 1 и неподвижно закрепленной в корпусе кольцевой электромагнитной системы, через отверстие которой свободно проходит вращающийся вал. Под действием приложенной

к валу измеряемого крутящего момента в нем возникают механические напряжения, которые приводят к изменению его магнитных характеристик. Кольцевая электромагнитная система совместно с охваченным ею участком рабочего вала образуют электромагнитный преобразователь. Электромагнитная система состоит из двух цепей: возбуждения и измерительной. Цепь возбуждения представляет собой кольцевой многополюсный статор 2 с катушками W_1 , которые включаются последовательно, обеспечивая чередование полюсов. Ток в цепи возбуждения создает в мате-

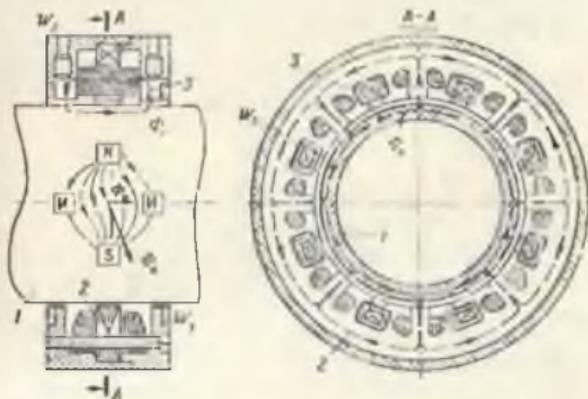


Рис. 15.2. Датчик крутящего момента

риале вала магнитные потоки (рис. 15.2). Измерительная цепь представляет собой совокупность П-образных магнитопроводов 3, расположенных вдоль оси вала, между полюсами возбуждения с измерительными катушками W_2 , включенными последовательно.

При отсутствии измеряемого крутящего момента и полной однородности вала чувствительного элемента суммарный магнитный поток возбуждения Φ_n направлен под прямым углом к оси измерительной катушки и поэтому э. д. с. в этих катушках не наводится.

Возникающие под действием крутящего момента механические напряжения приводят к такому изменению магнитных характеристик материала вала (чувствительного элемента), при котором магнитному потоку легче идти под некоторым (непрямым) углом к оси измерительной катушки. При этом появляется составляющая магнитного потока Φ_n , наводящая в измерительной катушке W_2 э. д. с. Изменение направления скручивания приводит к изменению фазы выходного сигнала на 180° . Величина индуцированной э. д. с. в измерительной обмотке измеряется соотношением

$$E = kW_2 \frac{R_{\text{с}}}{R_{\text{нв}}} \sigma_{\text{max}}, \quad (15.8)$$

где B — индукция, создаваемая обмоткой возбуждения; $R_{\text{д}}$ — магнитное сопротивление вала на участке между полюсами одного П-образного магнитопровода \mathcal{Z} ; c — коэффициент магнитоупругости; $R_{\text{из}}$ — магнитное сопротивление цепи измерительной обмотки; k — коэффициент пропорциональности; σ_{max} — максимальное значение напряжения во вращающемся вале, σ_{max} не должно превышать 3 кгс/мм^2 .

Магнитопроводы датчика выполнены из листовой трансформаторной стали. Магнитная система датчика с обмотками после сборки и проверки заливается эпоксидной смолой, что обеспечивает защиту от механических повреждений и герметизирует от внешней среды.

Характеристика датчика $E = f(M)$ достаточно линейна и для датчика с диаметром вала 90 мм из стали 38ХМЮА выражается зависимостью

$$E = 0,01M, \quad (15.9)$$

где E — напряжение, В; M — момент, кгс·м.

Длина участка вала, являющегося чувствительным элементом, принимается равной 80—100 мм. На этой длине вал должен иметь один и тот же наружный и внутренний диаметры без каких-либо кольцевых расточек и шлицевых пазов.

Внешне кольцевой магнитной системы датчика относительно вала — чувствительного элемента — не должно превышать 0,1 мм. Датчики ДМ обладают незначительной чувствительностью к осевым усилиям, действующим на вал. К недостаткам датчика ДМ следует отнести зависимость коэффициента преобразования от скорости вращения вала.

При бурении забойным электродвигателем крутящий момент на долоте можно определить косвенным методом — по потребленной величине активной мощности. В самом деле, при бурении в качестве забойного двигателя применяют асинхронный электродвигатель, у которого между моментом на валу $M_{\text{д}}$ и активной мощностью $P_{\text{д}}$ существует функциональная зависимость

$$M_{\text{д}} = \frac{975 P_{\text{д}}}{n_{\text{с}} (1 - S)}, \quad (15.10)$$

где $n_{\text{с}}$ — синхронная частота вращения, мин^{-1} ; S — скольжение электродвигателя.

Измерения крутящего момента производят с помощью установленного на поверхности преобразователя активной мощности в схему которого вводится дополнительный узел, осуществляющий вычитание сигнала, соответствующего мощности холостого хода двигателя электробура (рис. 15.3). Преобразователь состоит из двух дросселей с подмагничиванием $Dp1$ и $Dp2$, выполняющих роль делительных звеньев, резисторов $R1$ — $R3$, трансформаторов $Tr1$ и $Tr2$, выпрямителей $B1$ — $B5$, стабилизатора напряжения CH и регистрирующего прибора V . Умножение двух электри-

ческих величин (фазового напряжения U_ϕ и фазового потока I_ϕ) производят путем деления одного сомножителя на величину, обратно пропорциональную второму сомножителю U_ϕ , согласно соотношению: $x \cdot y = x : \frac{1}{y}$. В результате на выходе преобразователя получаем сигнал, пропорциональный активной мощности, потребляемой электродвигателем, $U_{\text{вых}} = kIU \cos \varphi$. Для подготовки преобразователя к работе в режиме моментометра необходимо при холостом ходе двигателя электробура резистором $R5$

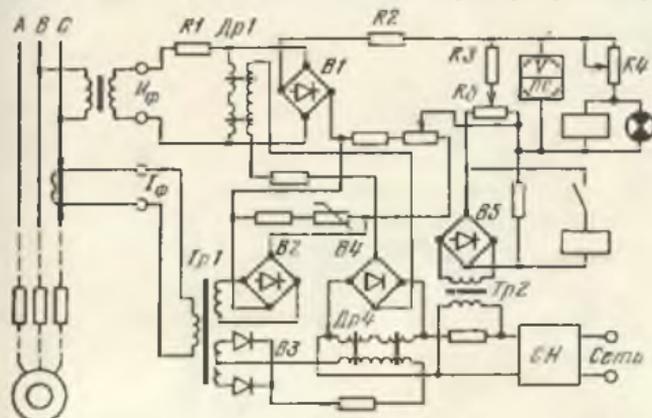


Рис. 15.3. Принципиальная схема устройства для автоматического контроля момента на валу двигателя электробура

установить стрелку регистрирующего прибора на нулевую отметку. Тем самым компенсируется сигнал, пропорциональный мощности холостого хода двигателя.

В качестве регистрирующего прибора может быть использован милливольтметр с сигнализатором предельного значения или без него. Преобразователь мощности включается в цепь питания двигателя электробура по схеме двух ваттметров или по схеме с искусственной нулевой точкой.

§ 4. СИСТЕМЫ НАЗЕМНОГО КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ

Комплекс преобразователей с вторичными приборами, конструктивно оформленных в виде пульта контроля процессов бурения (ПКБ), представляет собой систему наземного контроля процессов бурения. Первичные преобразователи (датчики) устанавливаются в местах отбора измерительного импульса, блок вторичных приборов устанавливается в месте, удобном для наблюдения. Существуют две основные модификации пультов контроля процессов бурения ПКБ: ПКБ-2 и ПКБ-3.

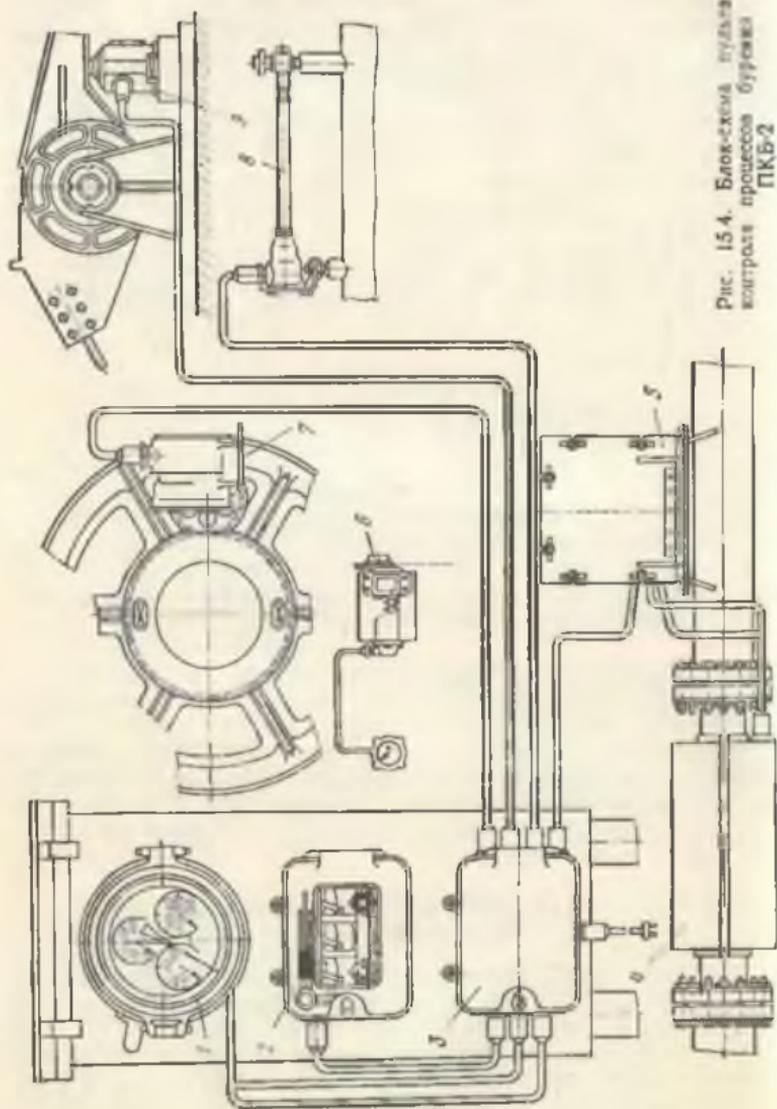


Рис. 154. Блок-схема пульты
 контроля процесса бурения
 ПКБ-2

В комплект ПКБ-2 входят электрические системы на сельсинах, предназначенные для измерения веса на крюке, подачи инструмента, расхода и давления промывочной жидкости. Самопишущий прибор обеспечивает одновременную независимую регистрацию всех четырех контролируемых параметров на диаграммной ленте. Пультами ПКБ-2 комплектуются буровые установки БУ-80, БУ-100 и БУ-125.

Пульт контроля ПКБ-3 аналогичен пульту ПКБ-2 и предназначен для комплектации буровой установки БУ-200. В отличие от ПКБ-2, пульт ПКБ-3 имеет дополнительную измерительную систему для контроля нагрузки на долото, крутящего момента и числа оборотов ротора. Все семь контролируемых параметров одновременно и независимо регистрируются на диаграммных лентах двумя самопишущими приборами.

Рассмотрим устройство пульта ПКБ-2 (рис. 15.4), обеспечивающего контроль режима бурения, выполняемого с помощью буровых установок грузоподъемностью широкого диапазона. В состав пульта входят блок указателей 1, блок регистраторов 2, датчик веса на крюке 9, датчик давления промывочной жидкости 4, датчик расхода промывочной жидкости 5, преобразовательный блок расходомера 5, датчик подачи инструмента 7, отдельный измеритель числа оборотов ротора 6 и распределительный блок 3.

Измерение веса на крюке

Вес на крюке определяется по натяжению неподвижного конца талевого каната. Схема измерителя веса показана на рис. 15.5. Усилие от натяжения неподвижного конца талевого каната рыча-

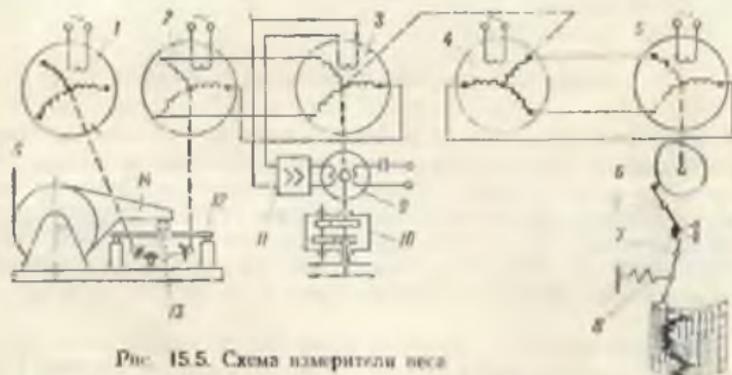


Рис. 15.5. Схема измерителя веса

гом 14 приспособления для крепления мертвого конца талевого каната передается упругому элементу 12, который представляет собой балку равного сопротивления изгибу. Прогиб балки при помощи трибосекторного механизма 13 приводит к соответству-

ющему угловому перемещению ротора бесконтактного сельсина 2. Угол поворота сельсина-датчика измеряется дистанционно приемным бесконтактным сельсином, включенным по трансформаторной схеме.

В начальном положении сельсины 2 и 3 согласованы между собой. При повороте сельсина-датчика возникает рассогласование между ними, и на выходной обмотке сельсина 3 возникает напряжение, фаза и амплитуда которого зависят от направления и величины угла рассогласования. После усиления в усилителе 11 это напряжение поступает на управляющую обмотку реверсивного двигателя 9, вращающего сельсин 3 до тех пор, пока напряжение на входе усилителя не станет ниже порога чувствительности.

Таким образом, сельсин-приемник следит за положением сельсина-датчика с помощью двигателя, который одновременно перемещает стрелки указателя 10. Для записи веса на крюке применяется дополнительная сельсинная передача от указателя к самопишущему прибору. Сельсины 4 и 5 соединены между собой по индикаторной схеме. При повороте сельсина 5 кулачок 6, посаженный на ось сельсина, отклоняет рычаг 7 с пером. Пружина 8 прижимает рычаг к кулачку. Профиль кулачка обеспечивает линейную зависимость между углами поворота сельсина и рычага с пером.

Кроме измерения и записи веса на крюке и нагрузки на долото, электрический индикатор веса пульты ПКБ-2 подает сигнал, пропорциональный весу на крюке, для управления автоматом подачи долота. Этот сигнал снимается с сельсина 1, установленного в датчике веса.

Измерение давления промывочной жидкости

Давление промывочной жидкости измеряется датчиком, который монтируется на трубопроводе между насосами и стояком или на стояке нагнетательной линии буровых насосов. Схема прибора для измерения давления приведена на рис. 15.6. Давление промывочной жидкости, протекающей по трубе 9, передается через резиновый колпачок 1 и заполняющую его разделительную жидкость сильфону 4, расположенному в приемной камере датчика.

Воспринимаемое сильфоном давление передается через жидкость, заполняющую канал 11, во внутреннюю полость тензонакондальной пружины 5, которая при раскручивании с помощью зубчатой муфты 10 поворачивает ротор сельсина-датчика 6 на угол, пропорциональный измеряемому давлению. С сельсином 6 соединены по индикаторной схеме сельсин-приемник 7 указывающего прибора и сельсин-приемник 8 регистратора.

Чтобы уменьшить колебания стрелок приборов при измерении пульсирующего давления, создаваемого поршневыми насосами, датчик давления имеет регулируемую дроссельную иглу 2 и дроссельную втулку 12.

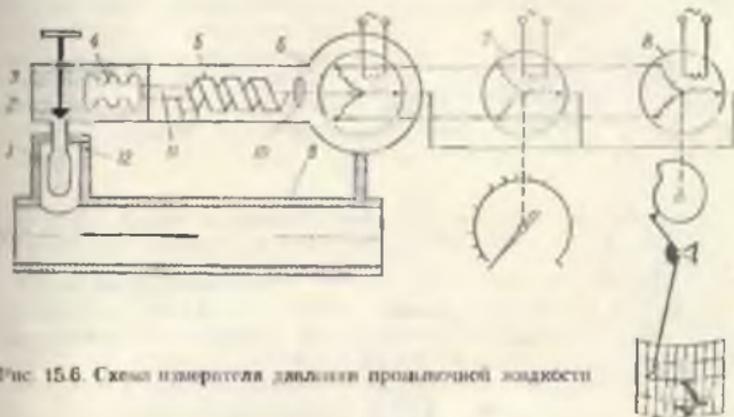


Рис. 15.6. Схема измерителя давления проанализированной жидкости

Измерение подачи бурового инструмента

Подача бурового инструмента осуществляется сматыванием талевого каната с барабана буровой лебедки. При этом канат проходит через ролики талевого устройства, вследствие чего вертикальные перемещения крюка с буровым инструментом пропорциональны угловым перемещениям роликов или барабана лебедки. Таким образом, измеряя угловые перемещения барабана лебедки или одного из роликов талевого устройства, можно определить вертикальные перемещения бурового инструмента. Датчик подачи может быть установлен на кронблоке или на валу лебедки. По мере сматывания или наматывания каната диаметр барабана изменяется, поэтому установка датчика на кронблоке обеспечивает более точное измерение подачи бурового инструмента.

На рис. 15.7 показано устройство измерителя подачи бурового инструмента. Датчик зубчатой шестерней 2 соединен с третьим (по ходу оси шестерни, не считая неподвижный) роликом кронблока. На ступицу ролика насажена разъемная шестерня 1. С осью шестерни 2 соединен ротор сельсин-датчика 3. Зубчатая передача обеспечивает два оборота ротора сельсин-датчика при спуске инструмента на 1 м.

Сельсин-приемник 4 соединен с сельсин-датчиком по индикаторной схеме. Ротор сельсин-приемника через замедляющий редуктор 5 и карданоид 6 передает угловые перемещения, пропорциональные линейным перемещениям бурового инструмента, перу 8 через преобразователь перемещений 7.

Перемещение пера от нулевого до максимального значения шкалы соответствует перемещению бурового инструмента на 10 м. Если инструмент перемещается на большее расстояние, кардионд 6, продолжая вращаться в ту же сторону, возвращает перо от максимального значения шкалы к нулевому. При больших перемещениях запись на диаграмме получается зигзагообразной, поэтому предел измерения прибора не ограничен.

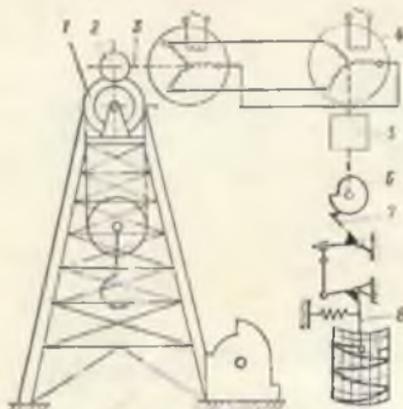


Рис. 15.7. Устройство измерителя подачи бурового инструмента

теристикой. Схема прибора показана на рис. 15.8. Датчик присоединяется к валу двигателя привода ротора и при вращении вырабатывает напряжение постоянного тока E_d , пропорциональное числу оборотов ротора. Напряжение E_d сравнивается с компенсационным напряжением E_k , снимаемым с реохорда, на который подается постоянное стабилизированное напряжение 5 В. На выходе тахогенератора имеется делитель напряжения ($R1, R2$), нижнее плечо которого шунтировано конденсатором C . Напряжение рассогласования ΔE поступает на усилитель, имеющий преобразователь напряжения, который изменяет постоянное напряжение сигнала в переменное с частотой 50 Гц, и на усилители напряжения и мощности. Преобразованное и усиленное переменное напряжение подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя РД-09, кинематически связанного с движком реохорда и пишущей стрелкой прибора. При разбалансе напряжения на входе усилителя двигатель РД-09 перемещает движок реохорда в сторону уменьшения разбаланса. Таким

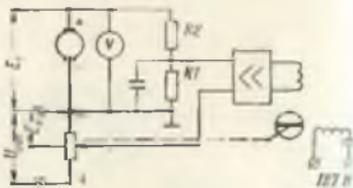


Рис. 15.8. Схема прибора для измерения числа оборотов ротора

Измерение числа оборотов ротора буровой установки

Число оборотов ротора в пульте ПКБ-2 измеряется стандартным тахометром ТЭ-204, который снабжается дополнительным редуктором. В ПКБ-3 применяется прибор компенсационного типа, датчиком которого является тахогенератор постоянного тока (ЭТ-7) с линейной харак-

образом, каждому значению числа оборотов соответствуют определенное значение выходного напряжения тахогенератора и компенсирующее напряжение, снимаемое с движка реохорда, а следовательно, и определенное положение стрелки прибора. В качестве указывающего прибора применяется вольтметр, шкала которого градуируется в об/мин.

Измерение расхода промывочной жидкости в пульте ПКБ-2 осуществляется расходомером РГР-7, устройство которого описано в гл. 16. Пульт питается от сети переменного тока 220 В с частотой 50 Гц. Основная погрешность измерения параметров не более $\pm 2,5\%$.

§ 5. КАНАЛЫ СВЯЗИ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ГЛУБИННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Измерения осевой нагрузки на долото по натяжению талевого каната, на котором подвешен буровой инструмент, подачи долота (внедрение его в породу) по перемещению верхнего конца бурильных труб, крутящего момента на долоте по моменту на приводном валу ротора, определение всех глубинных параметров процесса бурения на основании измерения косвенных физических величин на поверхности приводят к весьма большим погрешностям. Эти погрешности еще более возрастают с увеличением глубины бурения. Точность контроля параметров достигается автоматическим измерением в процессе бурения глубинных параметров. Разработка систем автоматического контроля глубинных параметров связана с разработкой глубинных датчиков, которые во время процесса бурения находились бы на забое скважины, и канала связи между забоем и устьем скважины. Наиболее сложной проблемой является создание канала связи. Условия работы канала связи между забоем и устьем скважины отличаются от условий работы и эксплуатации капалов связи на поверхности. При выборе канала связи следует учитывать высокое давление и температуру в скважине, циркуляцию в скважине абразивных веществ (промывочной жидкости, несущей выбуренную породу), ограниченные габариты скважины, электропроводность породы и т. д.

При создании канала связи различными исследователями и организациями были рассмотрены возможности передачи информации от забоя к устью по следующим каналам: 1) проводные линии связи, встроенные в буровой инструмент, в том числе токопроводы погружных электроустановок; 2) электрический беспроводный; 3) гидравлический; 4) механический; 5) электромагнитное поле в инфракрасном диапазоне частот. Исследования показали [13], что наиболее удобными являются электрические проводные, электрические беспроводные и гидравлические каналы.

Проводные каналы при существующих способах бурения встраивают в бурильные трубы. Однако необходимость свинчивания и развинчивания труб при спуско-подъемных операциях и

при паразитивании колонны в процессе бурения требует создания сложных устройств для контакта между отдельными секциями проводного канала. При использовании токоподвода погружного электродвигателя (ПЭД) применяют высокочастотный метод разделения канала питания этой установки и измерительного канала.

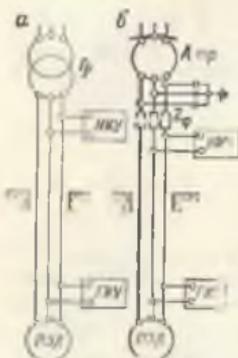


Рис. 15.9. Схемы связи между устьем и забоем скважины с использованием трехпроводного токоподвода

На рис. 15.9 показаны варианты межфазного присоединения глубинного измерительного устройства (ГИУ) и наземного измерительного устройства (НИУ). При таком присоединении снижение сопротивления изоляции на одной из фаз токоподвода вплоть до нуля практически не влияет на передачу измерительного сигнала. Заградительный фильтр Z_{ϕ} представляет собой одну или несколько катушек индуктивности с параллельно подключенными к ним емкостями. Параметры фильтра подбираются с условием, чтобы фильтр имел достаточное сопротивление высокочастотному току и по возможности меньшее сопротивление силовому току, чтобы не создавалось заметной асимметрии напряжений.

Гидравлический канал связи

Сущность передачи информации с забоя к устью скважины по гидравлическому каналу связи заключается в посылке импульсов давлений по промысловой жидкости, циркулирующей в скважине, с частотой, пропорциональной величине измеряемого параметра. Для этого в нижней части бурильных труб устанавливают излучатель, который создает импульсы давления. В результате этого в гидравлическом канале связи образуется акустическая волна, в которой чередуются участки повышенного и пониженного давлений относительно среднего внешнего давления среды.

Скорость распространения акустических колебаний в жидкости определяется формулой

$$c = \sqrt{\frac{k}{\rho}}, \quad (15.11)$$

где ρ — плотность среды; k — модуль объемной упругости жидкости.

На поверхности акустические колебания принимаются соответствующим пьезоэлектрическим приемником давления. Звуковое давление

$$p = \sqrt{\rho c J}, \quad (15.12)$$

где J — сила звука.

При одинаковой силе звука J в воде и в воздухе для воды звуковые давления будут больше. Например, при силе звука 11 эрг/см^2 для воды $p = 2,2 \times 10^3 \text{ бар}$, а для воздуха $p = 34 \text{ бар}$ [13].

При количественной оценке энергии акустической волны используется коэффициент поглощения β , который показывает степень поглощения начальной амплитуды волны A_0 по мере ее распространения вдоль линии связи. В результате исследований установлено, что амплитуда убывает по экспоненциальному закону:

$$A_l = A_0 e^{-\beta l} \quad (15.13)$$

где A_0 — амплитуда волны в точке излучения, а A_l — то же на расстоянии l .

Гидравлический канал связи в трубах для передачи информации акустическими колебаниями с больших глубин (5 км и более) использовать практически нельзя, так как для этой цели необходимы излучатели большой мощности, создать которые трудно. В случае импульсной передачи средняя мощность излучения может быть небольшой при значительной мощности сигнала.

Электрический беспроводный канал

Этот способ передачи сигналов осуществляется следующим образом. Между электродами (рис. 15.10), расположенными в скважине, генератором I создается электрическое поле E , часть которого может достигать поверхности земли. В качестве одного из электродов используются буровые трубы 3, а в качестве второго — нижняя часть колонны, изолированная от труб втулкой 2. Если на поверхности земли на определенном расстоянии от буровых труб воткнуть в землю электрод 4, то между ними будет получена разность потенциалов ΔU , величина которой будет зависеть от силы и частоты электрического тока, расходуемого в цепи между электродами, от расстояния между электродами (от величины изолированного участка на буровых трубах), сопротивления горных пород, глубины погружения заземляющего электрода и от других факторов.

Надежный прием сигналов от ГИУ с больших глубин возможен при большой мощности генератора. Импульсный метод передачи сигнала позволяет применять генераторы меньшей мощности. Увеличения дальности приема можно добиться повышением

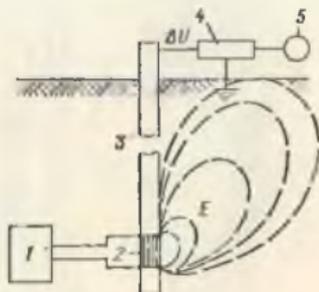


Рис. 15.10. Схема электрического беспроводного канала связи.

1 — генератор; 2 — изоляционная втулка; 3 — буровые трубы; 4 — заземляющий электрод; 5 — показывающий прибор

чувствительности приемной аппаратуры с соответствующими фильтрами и снижением уровня помех. Затухание сигналов в канале может быть резко снижено покрытием бурных колонн изоляционной пленкой.

Дальность надежной передачи информации по каналу связи может быть повышена также снижением частоты сигналов до десятых долей герца.

§ 6. УСТРОЙСТВА ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ГЛУБИННЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

Датчик осевой нагрузки на долото

Датчик осевой нагрузки представляет собой упругий элемент, изготовленный в виде короткого участка трубы, монтируемого в колонне бурных труб непосредственно над электробуром.

При этом датчик будет испытывать величину нагрузки на долото за исключением веса электробура.

Устройство двух вариантов датчика показано на рис. 15.11. Отличие между ними заключается в том, что у одного измерители перемещения установлены снаружи упругого элемента (рис. 15.11, а), а у другого — внутри него по оси (рис. 15.11, б).

Датчик осевой нагрузки первого типа имеет чувствительный элемент 2 с присоединительными резьбами на концах и с утонченной средней частью (выточка). К торцевым поверхностям выточки крепятся кронштейны 5, на концах которых смонтированы индукционные преобразователи перемещений 4. Для компенсации погрешности от температурных деформаций кронштейны изготавливаются из того же материала, что и чувствительный элемент. Упругая деформация чувствительного элемента приводит к изменению

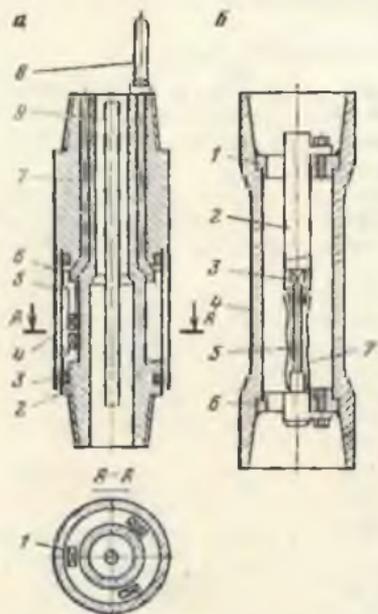


Рис. 15.11. Схема устройства датчиков осевой нагрузки.

а — измеритель деформации расположен снаружи упругого элемента; б — измеритель расположен по оси элемента

второго магнитной цепи преобразователя. Для исключения влияния изгибающих усилий на измерение осевой нагрузки устанавливаются три пары индукционных катушек, отстоящих друг от друга на 120° . В этом случае при деформации изгиба суммарный зазор между тремя парами катушек не изменяется. Ставки 6 предусмотрены для предохранения преобразователя от повреждения. Внутренняя полость между стаканом и чувствительным элементом заполняется трансформаторным маслом. Компенсация внешнего давления осуществляется лубрикатоном 8. Стакан уплотняется резиновыми кольцами 3. Соединительные провода от преобразователей выводятся через канал 7 и через уплотняющие вводы подключаются к контейнеру с телеметрической аппаратурой. Кабель 9 электробура проходит через центральный канал чувствительного элемента. На концы чувствительного элемента навинчиваются переводники, с помощью которых он соединяется с бурильной колонной. Наружный диаметр корпуса датчика равен 185 мм, длина — 900 мм. Максимальная допустимая нагрузка 150 т.

У датчика осевой нагрузки второго типа (см. рис. 15.11, б) чувствительный элемент 4 длиной около 1 м имеет внутренние присоединительные резьбы на концах. Измеритель деформации представляет собой индуктивный преобразователь, у которого магнитный провод 3 с обмотками жестко закреплен на кронштейне 2, а сердечник — на штоке 5. Кронштейн 2 неподвижно закреплен на опорном кольце 1, а положение штока 5 может регулироваться при настройке датчика, после чего он закрепляется жестко на кольце 6.

Кронштейн, шток и детали крепления преобразователя изготовлены из того же материала, что и чувствительный элемент. Этим достигается компенсация температурной деформации. Кабель к электробуру располагается в трубе эксцентрично, а лубрикатом 7 — по центру. Наружный диаметр датчика 185 мм, длина — около 1 м.

Турботахометр

Дистанционный турботахометр предназначен для измерения числа оборотов выходного вала турбобура с электрическим каналом связи, состоящим из колонны труб и окружающей породы (рис. 15.12).

В качестве глубинного измерительного устройства 1 применен тахогенератор магнитоэлектрической системы, приводимый во вращение от вала турбобура. При вращении ротора тахогенератора в обмотках его статора возбуждается переменная э. д. с.

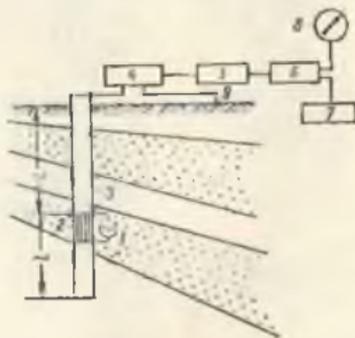


Рис. 15.12. Блок-схема электрического турботахометра

частота которой пропорциональна числу оборотов в единицу времени. Зажимы обмотки статора соединены с электрически изолированными частями колонны бурильных труб длиной L и l специальным изолятором-разделителем 2. Это дает возможность использовать в качестве активной части устройства ввода сигнала

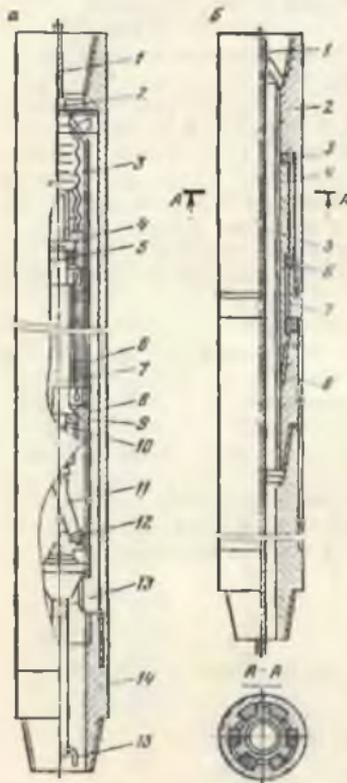


Рис. 15.13. Тахогенератор электро-турбогагометра ЭБТ-1 (а) и изолятор-разделитель (б)

ратора через вал 11 и наконечник 12 приводится во вращение от планки-водила, укрепленной вместе с удлинителем 13 на валу 1 турбобура. Приводной вал 11 тахогенератора укреплен и подшипнике 9, находящемся в нижней крышке 8 корпуса прибора 6, и соединен с ротором тахогенератора 7. Верхняя часть оси ротора укреплена в подшипнике 5, находящемся в верхней крышке 1

нижнюю часть бурового инструмента длиной l , практически равной длине турбобура. Разность потенциалов между колонной труб 3 на устье скважины и заземлителем 9 подается на приемную аппаратуру, содержащую фильтр низких частот 4, усилитель 5, частотомер 6, регистрирующий 7 и показывающий 8 приборы. Частота тока, измеряемая частотомером, пропорциональна числу оборотов турбобура:

$$f = \frac{\pi m}{60} \quad (15.14)$$

где f — частота тока в обмотке статора тахогенератора; m — число пар полюсов ротора тахогенератора; n — число оборотов ротора тахогенератора, пропорциональное числу оборотов турбобура,

$$n = cf, \quad (15.15)$$

где $c = 60 m$.

Шкала вторичного показывающего прибора градуируется в числе оборотов.

На рис. 15.13 показаны устройство глубинного измерительного устройства (тахогенератора), электротурбогагометра ЭБТ-1 и изолятор-разделителя.

Тахогенератор (рис. 15.13, а) собран в корпусе 6, помещенном в специальном отрезке бурильной трубы. Вал 10 ротора тахогенератора

корпуса. Один конец обмотки тахогенератора выведен через шлюзчатый тахоразъем 2 в виде изолированного кабеля 1. Второй конец этой обмотки соединен с корпусом прибора. Корпус прибора 6 заполнен маслом, давление которого выравнивается с внешним посредством гофрированной трубки-компенсатора 3. На переводник 14 навинчивается изолятор-разделитель, который предназначен для электрического разобщения колонны бурильных труб.

К нижней части бурильных труб и турбобура присоединен один конец обмотки тахогенератора, к верхней части (рис. 15.13, б) — второй конец 1. Между наружным элементом 2 разделителя и его внутренним элементом 5, соединенным с контейнером тахогенератора через контейнер 8, впрессован слой электрической изоляции 4. Оба элемента 2 и 5 скреплены при помощи верхней шайбы 3, нижней упорной шайбы 6 и ниппеля 7. Нижняя часть разделителя покрыта слоем электрической изоляции на расстоянии 10—15 м.

§ 7. УСТРОЙСТВА ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ГЛУБИННЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

Индикатор осевой нагрузки

Забойный индикатор осевой нагрузки (ЗИН) предназначен для преобразования осевой нагрузки на долото в импульсы давления, частота которых пропорциональна значению измеряемого параметра. Эти импульсы передаются на поверхность по столбу жидкости в скважине и воспринимаются на поверхности преобразователем давления в электрические сигналы.

Схема датчика осевой нагрузки на долото приведена на рис. 15.14. Система двух поршней 1 и 2 образует гидротрансформатор. Осевая нагрузка воспринимается поршнем 1 и через жидкость передается поршню 2. При этом перемещение поршня 2 больше перемещения поршня 1. Разность перемещений пропорциональна отношению площадей этих поршней. Перемещение передается к сильфонному измерителю расхода 14, и жидкость из камеры 3 через калиброванный дроссель 4 перетекает в верхнюю камеру сильфона 5. Скорость сжатия сильфона пропорциональна величине осевой нагрузки на долото.

Над измерительным узлом датчика расположен исполнительный клапанный узел. Клапан 6, находящийся на пути движения

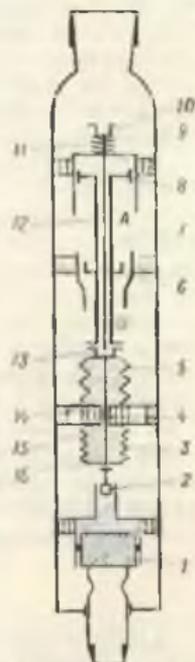


Рис. 15.14. Схема датчика осевой нагрузки типа ЗИН

промывочной жидкости, в том положении, как это изображено на рис. 15. 14, создает начальный перепад давления между зонами А и Б величиной 0,1—0,15 МПа, а при его движении в нижнее положение — 1,0—2,0 МПа (разность этих давлений равна сигналу).

Клапан 6 периодически перемещается вниз-вверх вместе с поршнем штоком 7 и поршнем 8 с частотой, пропорциональной осевой нагрузке. При этом поршень 8 перемещается в цилиндре 9, в верхней части которого помещен клапан 10 с пружиной 11.

При открытом клапане 10 с обеих сторон поршня 8 действует примерно одинаковое давление, в связи с чем на клапан 6 действует начальный перепад давления, создающий силу, заставляющую перемещаться клапан 6 вместе со штоком 7 вниз. Нижняя часть штока 7 надавливает на сильфон 5 и заставляет перетекать жидкость, заполняющую камеру сильфона 5, в камеру 3 измерительного сильфона 14 через обратный клапан 15. Этим производится автоматическая перезарядка измерительного узла в исходное положение для измерения следующего значения осевой нагрузки. Движение штока 7 через стержень 16 передается малому поршню 2 гидротрансформатора.

Клапан 10 соединен со стержнем 12, имеющим такую длину, что после движения клапана 6 вниз и подачи при этом импульса шток 7 упирается в нижний бортик 13 стержня 12 и закрывает клапан 10. В этом случае на нижней стороне поршня 8 будет давление большее, чем над поршнем (в цилиндре 9), передаваемое из зоны Б по каналу в штоке 7. Разность давлений приводит к перемещению штока 7 с клапаном 6 вверх. Этим заканчивается цикл измеряемого интервала времени перетекания жидкости через дроссель в измерительном узле. Затем жидкость начинает снова перетекать из камеры 3 в камеру 5 до момента упора верхнего конца сильфона в стержень 12 и открытия им клапана 10. После этого повторяется описанный выше цикл перемещений деталей исполнительного узла датчика и подачи им в гидравлический канал связи импульса давления. Интервал времени между импульсами давления характеризует осевую нагрузку на долото.

Гидравлический турботахометр

Схема гидравлического турботахометра показана на рис. 15. 15. Измерительная система состоит из таходатчика 2, посылающего в гидравлический канал импульсы давления с частотой, пропорциональной числу оборотов турбобура 1, индуктивного преобразователя 3 сигналов (импульсов) давления в электрические импульсы, электронного фильтра-усилителя 4, указателя 5 и ретранслятора 6 числа оборотов турбобура.

Для обеспечения надежной связи по гидравлическому каналу при больших расстояниях необходимо, чтобы сигналы от датчика были низкой частоты и большей продолжительности. Во время работы турбобура в гидравлическом канале имеются импульсы

давления, создаваемые буровым насосом, прокачивающим промывочную жидкость.

Эти пульсации являются мощным источником помех. Частота сигналов помех $f_n = 1-8$ имп/с. Поэтому частота полезных сигналов от таходатчика f_c должна быть $0,2-0,3$ имп/с.

В результате применения инерционной системы в наземном приборе турботахометра и соответствующих фильтров практически

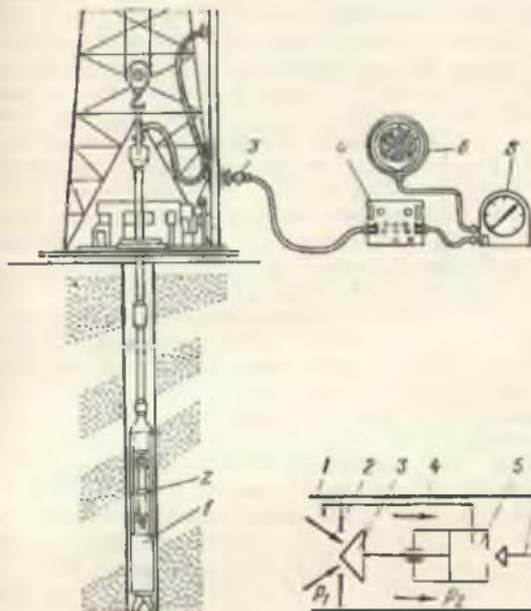


Рис. 15.15. Схема гидравлического турботахометра

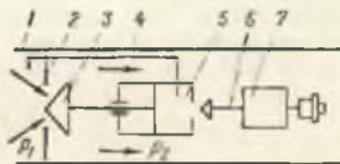


Рис. 15.16. Схема устройства таходатчика

возможна четкая регистрация тахосигнала, если его наименьшая частота будет в 3-5 раз меньше самой низкой частоты помех, т. е. $f_{с\max} < (0,3-0,2)$ имп/с. В приборе ГТН-3 применен таходатчик ТДН-8, который посылает импульсы давления через каждые 100 оборотов турбобура.

Таходатчик состоит из планетарного редуктора и клапанной системы с гидравлическим усилителем, смонтированных в специальном контейнере, навертываемом на турбобур. Вал турбобура при этом соединяется с входной осью таходатчика.

Схема устройства таходатчика показана на рис. 15.16. Таходатчик собран в корпусе 1, который монтируется над турбобуром. Переторodka 2 и деталь 3 образуют рабочий клапан, при перноди

ческом закрывании которого создаются тахосигналы (импульсы давления). Клапан рассчитан на создание импульсов давления 1,5—0,2 МПа при расходе промывочной жидкости 35—40 л/с. Между рабочим клапаном и задатчиком установлен гидравлический усилитель 5 с элементом связи 4. Задатчик имеет связь с валом турбобура 3.

При осевом перемещении штока 6 с управляющим клапаном кулачкового механизма редуктора 7 и закрытии входного отверстия камеры гидравлического усилителя 5 давление в последней уравнивается с давлением над рабочим клапаном. При этом усилие, действующее на поршень гидроусилителя в камере 5, становится большим, чем противоположное усилие на поршне рабочего клапана, и последний начинает перемещаться в сторону закрытия. В этот период времени разность обоих указанных усилий постепенно увеличивается за счет действия положительной гидравлической обратной связи 4.

При открытии управляющего клапана давление в камере гидравлического усилителя 5 падает, а результирующее усилие изменяет знак, открывая основной клапан, возвращая его в основное (открытое) состояние. Цикл работы гидроусилителя равен 100 оборотам вала турбобура. Коэффициент усиления гидравлического усилителя равен примерно 30—40, т. е. усилие на штоке 6 в 30—40 раз меньше усилия на штоке клапана 3. Следовательно, при усилении 400—500 кгс, действующем на шток клапана 3, задатчик 6 развивает усилие 10—15 кгс.

Наземные приборы ГТН-3 питаются от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Основная приведенная погрешность измерений при 1000 об/мин вала турбобура $\pm 5\%$ при усредненной скорости его вращения за время, соответствующее 100 оборотам. Погрешность, обусловленная помехами (пропадание поезных и появление ложных сигналов), не более 5%.

Применение турботахометров позволяет бурильщику контролировать отклонение работы турбобура от заданного режима. Изменение числа оборотов турбобура, если механические свойства пород в это время не изменялись, указывает на изменение осевой нагрузки на забой. На глубине 3000—4000 м и более остановка турбобура может быть определена бурильщиком по отсутствию проходки через 15 мин и более. При помощи турботахометра остановку турбобура можно определить за 1—1,5 мин. Из сказанного ясно, что с помощью турботахометра можно весьма эффективно контролировать процесс бурения.

КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Значение промывочной жидкости определяется функциями, которые она выполняет в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. В процессе бурения промывочная жидкость выносит выбуренную породу с забоя скважины на поверхность, оказывает давление на стенки скважины, препятствуя их обвалу, глинизирует стенки скважин, охлаждает буровой инструмент. Вес столба жидкости оказывает давление на вскрытый нефтяной пласт, препятствуя неконтролируемому выбросу нефти и газа. Промывочные жидкости для выполнения поставленных задач должны обладать определенным качеством, а циркулируя ее в процессе бурения должна характеризоваться определенными параметрами.

Качество промывочной жидкости определяется плотностью, вязкостью, фильтрацией, тнксотропными свойствами. Параметры циркуляции характеризуются давлением и расходом промывочной жидкости. Несоблюдение качественных показателей и параметров циркуляции может привести к осложнениям в процессе бурения, к прихвату инструмента, к выбросу и другим авариям. Такие качественные показатели промывочных жидкостей, как плотность и вязкость, могут меняться в процессе бурения, поэтому их контроль должен быть автоматическим и непрерывным. Остальные показатели качества промывочной жидкости определяются лабораторными измерительными устройствами в передвижных лабораториях или в стационарных условиях. Контроль за давлением и расходом промывочных жидкостей должен также быть непрерывным в процессе бурения.

§ 1. АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПЛОТНОСТИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

На рис. 16.1 показана схема пьезометрического плотномера ГПА-1, принцип действия которого основан на дифференциальном изменении давления столба жидкости в желобе циркуляционной системы. Плотномер состоит из дифференциального узла сравнения усилий, пневмопреобразователя с силовой компенсацией и механической системы передачи перемещений и усилий.

Измерительные мембраны 1 и 2 связаны через суммирующий рычаг 21. На него действуют силы гидростатического давления, определяемые разностью погружения мембран под уровень жидкости.

$$\Delta p = \rho \Delta H S, \quad (16.1)$$

где ρ — плотность жидкости; ΔH — разность глубин погружения мембран под уровень жидкости; S — эффективная площадь мембран.

Поскольку ΔH и S величины постоянные, то ΔP пропорционально измеряемой плотности жидкости. Усилие Δp уравновешивается силой, возникающей в сильфоне 10 обратной связи, которая передается рычагу 21 через систему рычагов 6, 8 и пластинчатую тягу 5.

Уравновешивание осуществляется следующим образом. При изменении плотности бурового раствора (например, при увеличении) усилие Δp увеличивается и вызывает перемещение толкателей 3, 4, 19 и тяги 5 вверх. Одновременно рычаг 6 поворачивается

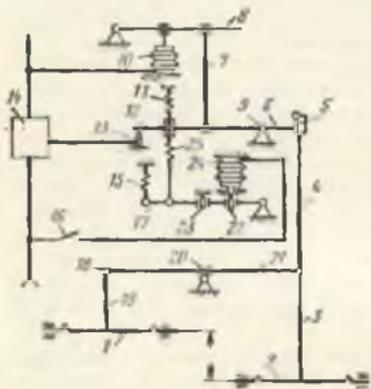


Рис 16.1. Схема пневмометрического плотномера ГПА-1

вокруг шарнирной опоры 9 и заслонка 12 приближается к соплу 13. При этом повышается давление на выходе пневмоусилителя 14 и в сильфоне 10 обратной связи. Давление на выходе пневмоусилителя изменяется пропорционально изменению плотности в пределах 20–100 кПа. Для устранения разности площадей мембран предусмотрена возможность изменения соотношения плеч 8 и 21 суммирующего рычага при помощи скользящей опоры 20.

Плотномер имеет две шкалы, отградуированные в пределах 0,8–1,8 г/см³ и 1,8–2,8 г/см³. Переключение шкал осуществляется с помощью пневмотумблера 16, сильфона 24 и рычага 17. Для работы в первом диапазоне с помощью пневмотумблера 16 на сильфон 24 подается от пневмосети сжатый воздух. При этом дно сильфона упирается в ограничитель хода 22 и перемещает рычаг 17 вниз, растягивая пружины 25 и 11. Регулирующей натяжения этих пружин устанавливается нижний предел измерения (20 кПа). Настройка верхнего предела измерения осуществляется перемещением сильфона 10 и тяги 7. Для переключения прибора на второй предел измерения тумблер 16 размыкают. Сжатый воздух выходит из сильфона 24, и рычаг 17 поднимается вверх до упора винта 23 в ограничитель. Вследствие этого натяжение пружин 25 и 11 уменьшается, давление на выходе пневмоусилителя падает и стрелка показывающего прибора занимает положение начала отсчета по второму диапазону измерения. Регулировка начальной точки второго диапазона измерения осуществляется путем перемещения упора 23, расположенного на рычаге 17. Основная погрешность измерения $\pm 1,5\%$.

§ 2. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В связи с тем, что промывочная жидкость (глинистые растворы) закачивается в скважину под высоким давлением и содержит абразивные вещества, попытки применения расходомеров, имеющих в потоке измеряемой жидкости движущиеся части, не привели к положительным результатам. В настоящее время для измерения расхода промывочной жидкости на буровых установках применяют индукционные расходомеры РГР-7 (принцип действия индукционного расходомера был рассмотрен в гл. 9).

Преобразователь расхода представляет собой отрезок немагнитной трубы, внутренняя полость которой покрыта слоем изоляции. В поперечном сечении в трубу введены два электрода, расположенные перпендикулярно к магнитному потоку, создаваемому обмоткой возбуждения магнитной системы, расположенной вокруг трубы. Магнитная система создает переменное магнитное поле. Индуцируемая в промывочной жидкости э. д. с. пропорциональна средней скорости ее движения

$$E = V_{\text{ср}} \sin 2\pi f D \omega, \quad (16.2)$$

где $V_{\text{ср}}$ — максимальная величина магнитной индукции; f — частота переменного тока; D — расстояние между электродами (диаметр трубопровода); ω — скорость потока.

Таким образом, э. д. с., снимаемая с электродов, пропорциональна скорости потока, а следовательно, — расходу жидкости в трубопроводе.

Электрическая схема расходомера РГР-7 приведена на рис. 16.2. Индуцируемая в датчике э. д. с., пропорциональная скорости движения жидкости, с помощью электродов Э поступает по экранированному кабелю через разделительный конденсатор $C1$ на сетку лампы $L1$ (6Н2П). На катод этой же лампы одновременно подается напряжение в фазе с полезным сигналом, снимаемым с конденсатора фазовращательной ячейки. Результирующее напряжение сетка—катод равно их разности. С анодной нагрузки $R3$ через емкость $C2$ усиленный разностный сигнал подается на сетку второго каскада $L1$. Емкость $C3$ и сопротивление $R2$ образуют фазосдвигающую цепочку, с выхода которой сигнал через емкость $C4$ идет на сетку третьего каскада $L2$ (6Н2П), выполненного аналогично второму. Во втором и третьем каскадах осуществляется необходимый для нормальной работы фазочувствительного усилителя сдвиг фазы сигнала.

После усиления четвертым каскадом сигнал поступает через емкость $C5$ на вход фазочувствительного усилителя мощности $L3$ (6Н1П), нагруженного управляющей обмоткой реверсивного двигателя РД-09. Вал двигателя кинематически связан с движком реохорда $R1$ и ротором сельсина БД-404А.

При наличии на входе усилителя разбаланса двигатель поворачивает движок реохорда в направлении уменьшения этого разба-

ланса до сведения его к нулю. Двигатель останавливается, а положение движка реохорда и ротора сельсина соответствует значению мгновенного расхода, так как в этот момент измеряемая

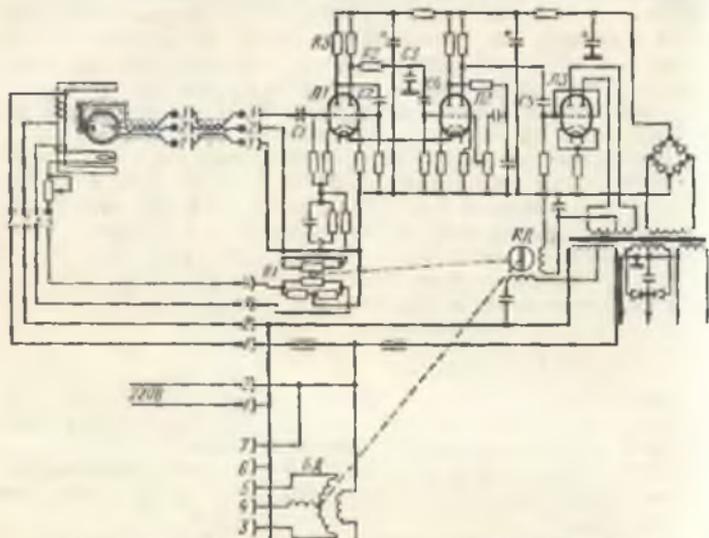


Рис. 16.2. Заключительная схема дифференциального расходомера РГР-7

полезная э. д. с. компенсируется напряжением, снятым с емкости фазовращателя, величина которого пропорциональна углу поворота движка и ротора сельсина-датчика.

§ 3. КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Цементирование представляет собой завершающий ответственный этап проводки скважины. Процесс этот трудоемкий и должен быть выполнен в весьма ограниченное время в пределах 0,5—1 ч. За этот промежуток необходимо приготовить цементный раствор с заданными качественными параметрами и доставить его в заданный интервал кольцевого пространства между стенками скважины и колонной обсадных труб. Вследствие больших глубин скважин, достигающих 3 км и более, а также высокой температуры на забое скважины недостаточный темп закачки цементного раствора может привести к потере текучести и схватыванию цемента в колонне труб до того, как цементный раствор подымется в кольцевом зазоре между стенками скважины и обсадной колонной на заданную высоту.

Превышение установленного давления закачки цементного раствора и продавочной жидкости может привести к образованию трещин в пласте (гидравлический разрыв) и уходу цементного раствора. При низком давлении не будут обеспечены необходимая скорость закачки и продавка цементного раствора.

Изменение плотности цементного раствора, изготавливаемого цементосмесительными машинами одновременно с закачкой, может привести к тому, что цементный раствор не будет обладать заданными качественными параметрами и схватывание его может произойти в непредусмотренное время. Для обеспечения необходимых условий выполнения технологического процесса цементирования скважин в этом процессе одновременно участвует до десятка цементировочных агрегатов и несколько цементосмесительных машин. В связи с тем, что темп закачки на различных стадиях технологического процесса различный, то в каждый данный момент количество работающих агрегатов должно быть различным. Поэтому контроль процесса и управление всеми участвующими агрегатами должны осуществляться с единого пункта.

Для контроля и управления процессом цементирования скважин применяется передвижная самоходная установка СКЦ. Установка состоит из самоходной лаборатории контроля цементировочных работ (ЛКЦ), монтируемой в специальном утепленном кузове на автомашине, прицепа контроля цементирования (ПКЦ), на котором смонтированы манифольд с датчиками, контролирующими параметры закачиваемого в скважину раствора, и комплекта выносных блоков датчиков и узлов связи, устанавливаемых на цементировочных агрегатах и смесительных машинах. Контрольная аппаратура установки позволяет вести работу с шестью цементосмесительными машинами и 14 цементировочными агрегатами. Установка измеряет плотность цементного раствора, давление в цементировочной головке, мгновенное значение расхода цементного раствора и продавочной жидкости, закачиваемых в скважину, и суммарный объем прокачанной жидкости. Первые три параметра регистрируются на одной ленте самопишущего прибора, смонтированного на пульте контроля в ЛКЦ.

В соответствии с требованиями технологического процесса пределы измерения контролируемых параметров и допустимая погрешность должны быть не выше приведенных в табл. 16.1.

Т а б л и ц а 16.1

Техническая характеристика СКЦ

Параметр	Предел измерения	Основная погрешность измерения, %
Давление, МПа	0 - 40	2,5
Расход жидкости, м ³ /с	(5 - 100) 10 ⁻³	2,5
Объем жидкости, м ³	500	2,5
Плотность цементного раствора, кг/м ³	1000 - 2500	1,5

На прицепе ПКЦ размещены: распределитель для подключения нагнетательных линий цементировочных агрегатов, датчик расхода, датчик давления, датчик радиоактивного плотнимера с защитным экраном и распределительная коробка, к которой бронированными кабелями присоединяются все датчики. На этом же прицепе транспортируются трубы и угольники для соединения ПКЦ с заливочной головкой на устье скважины.

Система связи цементировочного агрегата состоит из узла связи водителя и узла связи машиниста. Оба узла связи соединены

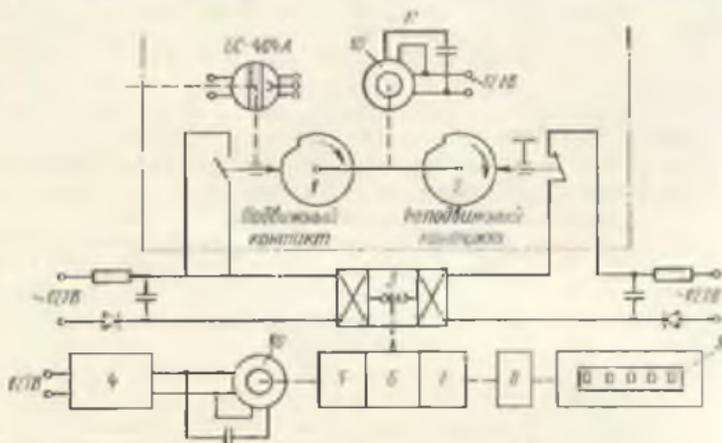


Рис. 16.3. Схема интегратора расхода

1 — включение счетчика; 2 — отключение счетчика; 3 — электромагнит; 4 — стабилизатор частоты 50 гц; 5 — муфта; 6 — устройство памяти; 7 — редуктор двигателя СД-54; 8 — редуктор; 9 — счетчик СК-1; 10 — синхронный двигатель СД-54; 11 — опросчик

между собой и системой связи ЛКЦ. В кузове ЛКЦ смонтированы приборный стенд, лабораторный стол и смоточное устройство.

На приборном стенде расположены: счетный блок расходомера, указатель давления, указатель плотности, указатель мгновенного расхода, блок индикатора работы агрегатов, самописец, на котором регистрируются основные параметры, блок оповещения, часы-секундомер и блок питания.

Для измерения расхода в установке СКЦ применяется расходомер РГР-7 (см. § 2 настоящей главы) с дополнительным интегрирующим устройством. Схема устройства интегратора приведена на рис. 16.3. Счетчик СК-1 приводится в действие от синхронного двигателя 10 через электромагнитную муфту 5. Двигатель при работе интегратора включен постоянно, время же включения счетчика, а, следовательно, и указанный суммарный объем определяются временем работы муфты в положении «Включено». Это время задается опросчиком 11, установленным в преобразователе

тельном блоке расходомера. Опросчик представляет собой два диска с впадинами. Диски вращаются с постоянной скоростью от двигателя СД-54, по их окружности скользят толкатели подвижного и неподвижного контактов. Подвижный контакт связан с осью сельсина, его положение зависит от мгновенного расхода.

При вращении впадины дисков последовательно проходят подвижный контакт, подающий импульс тока на включение муфты, и неподвижный контакт, подающий импульс на отключение

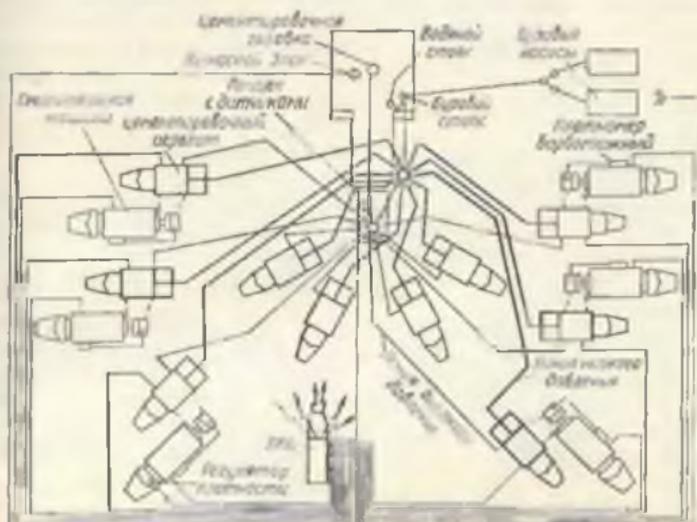


Рис. 16.4. Схема обвязки при контроле децентирувания с СКЦ

Устройство памяти электромагнитной муфты фиксирует ее во включенном или отключенном состоянии без импульсов. Таким образом, время подключения муфты в течение одного оборота дисков опроса зависит от положения подвижного контакта, т. е. от мгновенного расхода.

Счетчик имеет устройство для установки заданного объема жидкости. При прохождении объема замыкается цепь световой и звуковой сигнализации.

Для измерения давления цементного раствора и продавочной жидкости в установке применяется прибор, входящий в комплект ПКБ-2 (см. § 3, гл. 5).

Плотность в установке раньше измерялась радиоактивными плотномерами ПЖР (см. гл. 12). В настоящее время в установке применяется виброчастотный плотномер ДПВ-2, рассчитанный на работу с байпасным пробоотбором в насосной напорной линии (см. § 4 настоящей главы).

На блоке индикаторов работы агрегатов имеются индикаторные лампочки, каждая из которых соединена с датчиком работы цементировочного насоса, и сигнализирует о работе или выключении насоса.

Блок оповещения состоит из двух усилителей. На вход первого усилителя подключены микрофоны смесительных машин и цементировочных агрегатов, к выходу его подключен громкоговоритель, находящийся на панели блока. На вход второго усилителя подключен микрофон лаборатории ЛКЦ, а к выходу — два громкоговорителя, установленных снаружи кузова, выносной блок и через коммутаторный блок — телефоны на смесительных машинах и цементировочных агрегатах. На коммутаторной панели установлены кнопки для связи с персоналом любого контролируемого объекта.

В лабораторном столе расположены приборы для периодического контроля качества цементного раствора.

Смоточное устройство представляет собой комплект катушек, надетых на один вал с приводом от двигателя автомашины. На катушки наматывают кабель, связывающий ЛКЦ с датчиками и агрегатами, необходимыми в технологическом процессе цементирования скважины.

Передвижная установка СКЦ питается от сети переменного тока 220 В через феррорезонансный стабилизатор напряжения, установленный в ЛКЦ. Схема обвязки при контроле процессов цементирования с СКЦ показана на рис. 16.4. Лаборатория ЛКЦ устанавливается так, чтобы расстояние от контролируемых объектов не превышало 50 м, а от места подключения к сети — 100 м.

§ 4. ИЗМЕРЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Принцип действия вибрационного плотномера ДПВ-2 заключается в зависимости частоты колебаний трубчатых вибраторов от плотности протекающей через них жидкости. Измерительное устройство ДПВ-2 (рис. 16.5) состоит из двух вибрационных трубок — (вибродатчиков) 1 и 2 с индивидуальными системами возбуждения, включающими катушки возбуждения 3 и 4, катушки обратной связи 5 и 6 и усилители 7 и 8, а также от блока сравнения частот 9 и вторичного прибора 10. Один из вибродатчиков снабжен дополнительным грузом 11. Цементный раствор посредством бланпасного пробоборника (на рисунке не показан) поступает непрерывно и одновременно в оба вибродатчика.

Вибродатчики изготовлены из одинаковых труб в виде одиночных U-образных консолей, имеющих вследствие разной длины разную поперечную жесткость. Относительное изменение собственной частоты вибродатчика при изменении плотности жидкости, протекающей через него, будем считать чувствительностью.

Вибродатчик 1 (длинный) меньшей жесткости имеет большую чувствительность, а вибродатчик 2 (короткий) за счет дополни-

только груза 11, установленного на нем, имеет меньшую чувствительность.

Вибродатчик 1 и 2 с системами возбуждения 3, 5, 7 и 4, 6, 8 образуют два электромеханических генератора, частоты которых f_1 и f_2 поступают в блок сравнения 9, откуда разностный сигнал $f_d = f_2 - f_1$, функционально связанный с плотностью исследуемой среды, подается на вторичный прибор 10. Перемещением груза 11 осуществляется установка точки нулевого отсчета ($f_d = 0$).

Частота собственных колебаний вибратора с распределенной массой

$$f = \frac{\lambda_c}{2l} \sqrt{\frac{EJ}{l^3(m_c + m_{ж})}}, \quad (16.3)$$

где E — модуль упругости; J — момент инерции сечения трубки; l — длина вибратора; λ_c — постоянная поперечных колебаний для консольного вибратора ($\lambda_c = 1,875$); m_c — масса стали вибратора ($m_c = \rho_c F_c l_0$); $m_{ж}$ — масса жидкости в вибраторе при плотности жидкости $\rho_{ж}$; $m_{ж} = \rho_{ж} F_{ж} l_0$; ρ_c — плотность стали; l_0 — общая длина трубки; $F_{ж} = \frac{\pi d^2}{4}$ — внутреннее

сечение вибратора; $F_c = \frac{\pi D^2}{4}$ ($D^2 = d^2$) — сечение трубки вибратора; D и d — соответственно внешний и внутренний диаметры трубки.

Частоты вибродатчиков 1 и 2

$$f_1 = \frac{\lambda_{к1}}{2l} \sqrt{\frac{E_1 J_1}{l_1^3(m_{c1} + m_{ж1})}}, \quad (16.4)$$

$$f_2 = \frac{\lambda_{к2}}{2l} \sqrt{\frac{E_2 J_2}{l_2^3(m_{c2} + m_{ж2})}}, \quad (16.5)$$

где m_0 — приведенная распределенная масса.

Обозначим поперечную жесткость вибратора

$$c = \frac{nEJ}{l^3}, \quad (16.6)$$

где $n = 3$ — коэффициент поперечной жесткости.

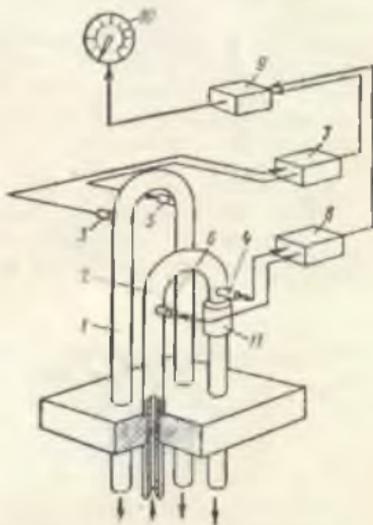


Рис. 16.5. Измерительная схема плотности ДПВ-2

Коэффициент плотности вибратора

$$k_d = \frac{m_{ж}}{m_{ж_0}} = \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ж_0}}, \quad (16.7)$$

где $m_{ж}$, $m_{ж_0}$ и $\rho_{ж}$, $\rho_{ж_0}$ — соответственно массы и плотность текущего измеряемого и исходного значений.

Подставляя (16.6) и (16.7) в (16.4) и (16.5), получаем

$$f_1 = \frac{\lambda_K^2}{2\pi} \sqrt{\frac{c_1}{nm_{ж_{01}}}} \sqrt{\frac{1}{k_{c1} + k_{p1}}}, \quad (16.8)$$

$$f_2 = \frac{\lambda_K^2}{2\pi} \sqrt{\frac{c_2}{nm_{ж_{02}}}} \sqrt{\frac{1}{k_{c2} + k_{p2}}}, \quad (16.9)$$

где k_{c2} учитывает $m_{ж}$ и m_0 .

Принимая, что в начальной точке измерения при $\rho_{ж} = \rho_{ж_0}$ с датчика должна поступать нулевая частота ($f_d = 0$), имеем условие равенства начальных частот обоих вибраторов:

$$f_{01} = f_{02} = f_{0d} \quad (16.10)$$

Исходя из (16.8) и (16.9) и в соответствии с (16.7) для $m_{ж} = m_{ж_{01}}$, $k_p = 1$, получим

$$f_{01} = \frac{\lambda_K^2}{2\pi} \sqrt{\frac{c_1}{nm_{ж_{01}}}} \sqrt{\frac{1}{k_{c1} + 1}}, \quad (16.11)$$

$$f_{02} = \frac{\lambda_K^2}{2\pi} \sqrt{\frac{c_2}{nm_{ж_{02}}}} \sqrt{\frac{1}{k_{c2} + 1}}. \quad (16.12)$$

Преобразуя и решая совместно уравнения (16.8), (16.9), (16.10), (16.11) и (16.12), получим уравнения виброплотномера в следующем виде:

$$f_x = f_0 \left(\frac{f_2}{f_{02}} - \frac{f_1}{f_{01}} \right), \quad (16.13)$$

$$f_d = f_0 \left(\sqrt{\frac{k_{c2} + 1}{k_{c2} + k_{p2}}} - \sqrt{\frac{k_{c1} + 1}{k_{c1} + k_{p1}}} \right), \quad (16.14)$$

$$f_0 = \frac{\lambda_K^2}{2\pi} \sqrt{\frac{c_1}{nm_{ж_{01}}}} \sqrt{\frac{1}{k_{c1} + 1}}. \quad (16.15)$$

Выходной сигнал f_d зависит от $k_{p1} = k_{p2} = k_p$ нелинейно. Однако нелинейность f_d из (16.14) не превышает 5%. Имеется в виду нелинейность $f_d = F(\rho)$.

ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ
ГЛУБИННЫХ МАНОМЕТРОВ

Измерение глубинными манометрами давления в скважинах — одно из важнейших средств контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений. С помощью глубинных манометров в настоящее время решаются различные задачи контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений. На основе исследований пласта и скважин с помощью глубинных манометров определяют параметры пласта, число скважин и расстояние между ними при проектировании разработки месторождения, назначают режим эксплуатации нефтяных и газовых скважин. С помощью глубинных манометров решают следующие задачи.

1. Исследуют зависимость дебита от депрессии на забое для построения индикаторной кривой и определения коэффициента продуктивности.

2. Измеряют изменение давления по стволу скважины, чтобы определить глубину, на которой оно равно давлению насыщения. По результатам этих измерений определяют глубину, на которой следует отбирать пробу нефти для исследования ее свойств в пластовых условиях. Исследования показывают, что глубина, на которой начинается выделение свободного газа из нефти, может служить косвенным указателем того, что здесь на стенках насосно-компрессорных труб из парафинистых нефтей начинает осаждаться кристаллический парафин. Таким образом, определяют глубину, до которой в скважину необходимо опускать депарафинизационные средства.

3. Исследуют интерференционные явления (взаимное влияние скважин), чтобы определить гидропроводность пласта.

4. Определяют пластовое давление, чтобы построить карты изобар, по которым прогнозируют изменения давления в различных точках нефтяного пласта.

5. Определяют динамику изменения пластового давления для выявления эффективности методов его поддержания.

Для решения перечисленных задач необходимы глубинные манометры, удовлетворяющие соответствующим требованиям. Основные из этих требований — точность измерения и способность непрерывно выполнять измерения в скважине в течение продолжительного времени.

Выпускаемые отечественной промышленностью глубинные манометры МГГ-2у имеют класс точности 0,5. Это значит, что допустимая погрешность измерения прибором составляет $\pm 0,5\%$. Если ожидаемое давление составляет 15,7—17,6 МПа, необходимо применять глубинный манометр с пределом измерения не менее

19,6 МПа. Абсолютное значение допустимой погрешности такого прибора класса 0,5 будет ± 100 кПа.

В то же время, чтобы определить динамику изменения пластового давления для выявления эффективности его поддержания, необходимо измерять давление с погрешностью 9,8 кПа. К пределу измерения эта точность составит 0,05%. Такую точность в производственных условиях пружинные приборы практически обеспечить не могут.

При исследовании неустановившихся (переходных) режимов работы скважины можно измерять не абсолютное давление, а величину отклонения давления от статического, т. е. изменение давления относительно какого-то установившегося значения, так называемое дифференциальное давление. Глубинные манометры, измеряющие дифференциальное давление, называются глубинными дифференциальными манометрами.

Относительная погрешность измерения дифференциальным манометром

$$\delta_{\text{дм}} = \frac{\epsilon}{\Delta p} 100, \quad (17.1)$$

где ϵ — абсолютная погрешность измерения; Δp — диапазон измерения дифференциального давления.

Учитывая, что

$$\epsilon = p \delta_{\text{ст}}, \quad (17.2)$$

$$\Delta p = k p, \quad (17.3)$$

где p — предел измерения статического давления; $\delta_{\text{ст}}$ — относительная погрешность измерения статического давления; k — коэффициент пропорциональности, %, можно написать

$$\delta_{\text{дм}} = \frac{\delta_{\text{ст}}}{k} 100, \quad (17.4)$$

т. е. относительная погрешность дифференциального манометра в k раз меньше относительной погрешности манометра избыточного давления. Иными словами, дифференциальные глубинные манометры могут обеспечить измерение изменяющегося давления в узком интервале с высокой точностью.

Другое требование, предъявляемое к глубинным манометрам, — увеличение времени непрерывной работы в скважине, в частности время ограничено технической характеристикой часовых механизмов, применяемых для глубинных приборов. Часовой механизм при определенном рабочем моменте на валу, который передает диаграммный бланк, должен иметь размеры, позволяющие спускать прибор в фонтанные трубы. Кроме того, часовой механизм должен иметь ходовую пружину, при которой достигнута наибольшее время работы прибора. В глубинных приборах в настоящее время часовые механизмы работают 13 и 36 ч.

Однако процесс нарастания давления от забойного до пластового продолжается от нескольких часов до нескольких суток. Для измерения давления таких процессов существующие часовые механизмы не пригодны. В этом случае целесообразно применять дистанционный глубинный манометр, датчик которого может находиться в скважине практически неограниченное время.

Вследствие специфических условий эксплуатации в нефтяных и газовых скважинах глубинные манометры должны отвечать следующим требованиям.

1. Наружный диаметр глубинных манометров должен обеспечить возможность спуска прибора в насосно-компрессорные трубы, по которым в процессе измерения не прекращается добыча нефти. При внутреннем диаметре труб 63 мм наружный диаметр прибора не должен превышать 36 мм. При большем диаметре спуск прибора в работающую фонтанную скважину затруднителен.

2. Глубинный манометр эксплуатируется, находясь целиком в измеряемой среде. Поэтому ряд узлов надо герметизировать и предохранять от проникновения жидкости и газов под высоким давлением.

3. Узлы и детали прибора, электрические и чувствительные элементы не должны изменять своих характеристик при воздействии высокой температуры окружающей среды в скважине, которая может достигать в некоторых случаях 200° С.

4. Детали глубинных манометров должны быть изготовлены из коррозионностойких материалов или иметь соответствующие покрытия, предохраняющие от воздействия жидкостей в скважине (нефти и пластовых вод).

5. Чувствительные элементы прибора должны быть защищены от повреждений при ударах и толчках прибора в процессе спуска его в скважину.

Необходимо обеспечить высокую точность измерения при всех неблагоприятных условиях эксплуатации прибора.

Учитывая изложенные требования и условия эксплуатации, глубинные манометры целесообразно классифицировать по назначению, принципу действия, степени точности и способу передачи показаний.

По назначению глубинные манометры бывают избыточного давления, измеряющие изменение избыточного (или манометрического) давления в скважине, и дифференциальные, измеряющие изменение давления в определенном диапазоне.

По принципу действия глубинные манометры бывают следующие:

1) пружинные геликсные, в которых в качестве чувствительного элемента применена геликсная пружина;

2) пружинно-поршневые, в которых манометрический блок состоит из цилиндрической проволочной пружины и поршня, воспринимающего измеряемое давление;

в) пневматические, у которых объем наполняющего прибор газа изменяется пропорционально измеряемому давлению;

г) деформационные со струнным преобразователем, у которых измеряемое давление действует на чувствительный элемент, изменяя натяжение прикрепленной к нему струны, колеблющейся в поле постоянного магнита;

д) компенсационные, у которых компенсация измеряемой величины производится чувствительным элементом.

По степени точности глубинные манометры делятся на технические, имеющие класс точности 0,5 и ниже, и прецизионные (высокоточные), имеющие класс точности 0,2 и выше.

По способу передачи показаний манометры бывают с местной регистрацией и дистанционные.

§ 2. ГЛУБИННЫЕ МАНОМЕТРЫ ГЕЛИКСНЫЕ

Принципиальная схема глубинного самопишущего геликсного манометра приведена на рис. 17.1. Прибор собран в корпусе 17. Давление измеряемой среды через отверстие 16 в корпусе действует на сильфон 14, соединенный капилляром 13 с геликсной пружиной 12. Внутренняя полость сильфона и геликсной пружины заполнена маловязкой жидкостью (лигроином). Через жидкость давление от сильфона передается геликсной пружине, которая раскручивается на угол, пропорциональный величине измеренного давления. Запаянный конец геликсной пружины жестко соединен с втулкой 11, в которую вставлена и закреплена ось 9. На оси 9 закреплена втулка 10 с держателем 18 и пером 19. Раскручиваясь, геликсная пружина вращает ось 9. Перо 19, вращаясь

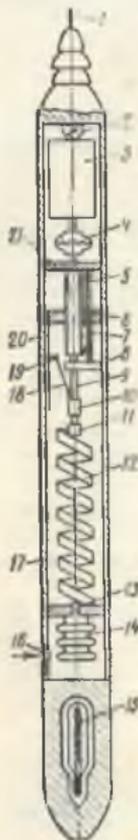


Рис. 17.1. Схема глубинного геликсного манометра

с осью, записывает на диаграммном бланке, вставленном в каретку 20, линию, длина которой пропорциональна величине измеренного давления. Перо представляет собой металлический штифт. Для диаграммного бланка применяется меловая или цветная бумага, покрытая титановыми белилами с воском. Острый штифт, двигаясь по поверхности бумаги, оставляет на ней видимый след. Часовой механизм 3, на выходную ось которого насажена зубчатая полумуфта 4, поступательно перемещает каретку 20. С помощью зубчатого сцепления часовой механизм вращает ходовой винт 5, который резьбой соединен с ходовой гайкой 6. От вращения ходовую гайку удерживает планка 7, которая про-

ходит через прорезь в гайке и закреплена в опорах 8 и 21, поэтому ходовая гайка с кареткой 20 имеет свободу только поступательного движения. Ходовой винт выполнен однозаходным с шагом 6 мм. При повороте винта на один оборот каретка переместится на 6 мм. На диаграммном бланке получается запись изменения давления во времени.

Для висдрения поправки на показания манометра необходимо знать температуру в скважине, которая отличается от той, при которой прибор тарируют. Прибор опускают в скважину на проволоке 1 из малоуглеродистой стали диаметром 1,6–1,8 мм. Для контроля температуры при измерении давления в скважине в приборе имеется максимальный ртутно-стеклянный термометр 15. Для амортизации часового механизма при толчках и ударах при спуске прибора в скважине предусмотрен пружинный упор 2. Чувствительный элемент — геликсная пружина — изготовлен из трубок бериллиевой бронзы. Точность глубинного манометра в значительной степени зависит от качества геликсной пружины, поэтому особое внимание обращают на соблюдение установленной технологии ее изготовления.

Наружный диаметр изготавливаемых серийно геликсных глубинных манометров МГГ-2у 35,6 мм, длина 1,4 м, масса 7 кг. Глубинные манометры МГГ-2у изготавливают для измерения давления от нуля до 4,9; 7,8; 11,7; 15; 19,6 и 19,4 МПа при температуре до $+180^{\circ}\text{C}$.

Для измерения давления до 60,8 МПа при температуре до $+200^{\circ}\text{C}$ предназначен глубинный манометр МГГ-630. Манометрическую пружину этого прибора изготавливают из сплава Ж720. Внутреннюю полость манометрической пружины заполняют под вакуумом маслом ВНИИ НП-52, не разлагающимся на фракции при температуре до $+250^{\circ}\text{C}$.

На рис. 17.2 приведена схема глубинного манометра МГН-2. Принцип действия этого прибора аналогичен МГГ-2у. В отличие от последнего

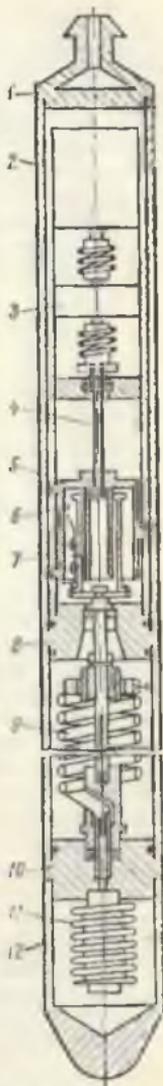


Рис. 17.2 Схема глубинного манометра МГН-2

в манометре МГН-2 усовершенствован механизм регистрации, применены более качественные геликсные пружины, что позволило значительно повысить точность, существенно улучшить эксплуатационные качества и надежность прибора. Измеряе-

мое давление через отверстие 12 действует на закрепленный в переводнике 10 сильфон 11, внутренняя полость которого заполнена жидкостью и соединена с геликсной пружиной 9, закрепленной нижним концом в соединительной муфте. Верхний конец геликсной пружины наглухо запаян и к нему с помощью втулки крепится ось, нижний конец которой опирается на шариковую опору, а к верхнему, который проходит через уплотнение в переводнике 8, крепится стакан 7 регистрирующего устройства. При изменении измеряемого давления свободный (запаенный) конец геликсной пружины раскручивается и поворачивает стакан 7, к которому крепится перо 6. Перо записывает на диаграммином

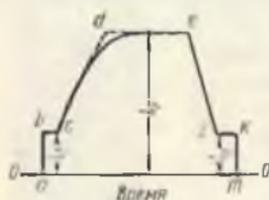


Рис. 17.3. Диаграмма записи давления глубинным манометром

160—250° С. При этом применяют часовые механизмы 274П с термостойкой смазкой.

Диаграмма записи давления глубинным геликсным манометром показана на рис. 17.3. Линия 00 прочерчивается пером при перемещении каретки вручную до спуска прибора в скважину и соответствует нулевому избыточному (атмосферному) давлению. Она называется нулевой линией. Линия ab записана глубинным манометром, помещенным в лубрикатор, до начала спуска в скважину, когда буферная задвижка открыта и прибор находится под действием буферного давления.

Расстояние линии bc от нулевой линии L_1 соответствует буферному давлению. Линия cd записана при спуске прибора и показывает давление, возрастающее от буферного на устье скважины до забойного. Линия de записана прибором на забое скважины. Расстояние от ее нулевой линии L_2 соответствует давлению в точке измерения. Постепенное повышение линии (закругление в точке d) вызвано изменением упругих свойств геликсной пружины во время прогрева прибора при температуре забоя скважины, поэтому расстояние L_2 от линии, соответствующей давлению на забое, до нулевой необходимо измерять не в точке d , а на некотором расстоянии от нее, где линия de параллельна нулевой линии.

Линия ei записана при подъеме прибора от забоя до устья скважины. Расстояние линии ik от нулевой линии L_3 соответствует буферному давлению. Линия kt записана прибором после того,

как буферная задвижка и давление в лубрикаторе упало до атмосферного.

Проекции на нулевую линию отрезков *bc*, *cd*, *ei* и *ik* дают в масштабе соответственно: время пребывания прибора в лубрикаторе перед спуском в скважину, время спуска, время пребывания на забое, время подъема прибора и время пребывания его в лубрикаторе после подъема от забоя к устью.

Характеристика прибора не линейна. Давление, соответствующее ординате L_i , определяется по таблице, составленной для каждого прибора при его тарировке.

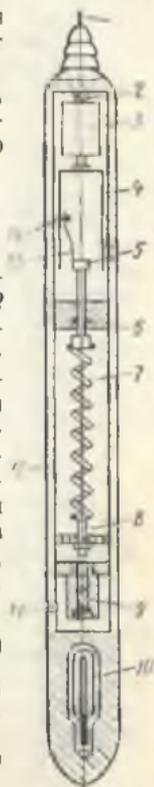
§ 3. ГЛУБИННЫЕ ПРУЖИННО-ПОРШНЕВЫЕ МАНОМЕТРЫ

Устройство прибора показано на рис. 17.4. Изменяемое давление через отверстие *11* в корпусе *12* и фильтр *9* действует на поршень *5*. Давление передается через жидкость, заполняющую камеру манометрического блока, в которой расположена проволочная цилиндрическая пружина *7*. Манометрическая пружина одним концом соединена с якорем *8*, который закреплен на перемычке корпуса, другим концом крепится к поршню *5*. Поршень уплотнен в сальниковой втулке резиновым самоуплотняющимся кольцом *6*. Поршень давлением вытесняется из манометрической камеры. При этом пружина *7*, препятствующая вытеснению поршня, растягивается. Растяжение пружины определяют по формуле

$$pF = cL, \quad (17.5)$$

где F — площадь поперечного сечения поршня; L — растяжение пружины; c — жесткость пружины.

Рис. 17.4. Схема глубинного пружинно-поршневого манометра



Отсюда

$$p = c \frac{L}{F}. \quad (17.6)$$

Таким образом, растяжение пружины, а, следовательно, и перемещение поршня пропорциональны измеряемому давлению. На конце поршня укреплены держатель *13* с пером *14*, которое записывает на диаграммном бланке, вставленном в барабан *4*, перемещения поршня, пропорциональные измеренному давлению. Барабан перемещается часовым механизмом *3*. Часовой механизм амортизируется в приборе пружинным упором *2*. Перо представляет собой металлический штифт. Диаграммный бланк и форма

записанной прибором кривой изменения давления такие же, как у геликсного манометра (см. рис. 17.3).

Чтобы определить по диаграмме значение измеряемого давления, необходимо измерить ординату интересующей нас точки и умножить полученную величину на масштаб прибора. Масштаб определяют при проверке прибора и указывают его в паспорте. Для определения температуры при измерении давления в скважине (с целью введения температурной поправки) в приборе предусмотрен максимальный грунтовый термометр 10. Глубинный манометр опускают в скважину на проволоке 1.

Глубинный пружинно-поршневой манометр МГП-3 выпускают с пределами измерения до 7,8; 15,7; 24,5; 39,2 МПа. С целью выбора люфта в манометрическом блоке создают начальный натяг пружины, равный 10% от предела измерения. Наружный диаметр прибора 32 мм, длина 1,9 м. Максимальная погрешность измерения $\pm 1,5\%$, что значительно выше погрешности глубинных геликсных манометров.

Погрешность пружинно-поршневых манометров зависит в основном от трех причин: от трения в системе записи (трения пера о диаграммный бланк, трения в направляющих каретках пера) δ_1 ; от трения поршня в сальнике δ_2 и от метрологической погрешности измерительной пружины $\delta_{пр}$:

$$\delta_m = \sum \delta_i = \delta_1 + \delta_2 + \delta_{пр}. \quad (17.7)$$

Наибольшая погрешность в глубинном манометре МГП-3 приходится на долю погрешности за счет трения поршня в сальниковой втулке.

Для того чтобы уменьшить эту погрешность, созданы конструкции, у которых поршень вращается с постоянной скоростью от электродвигателя, питающегося от батареи сухих элементов. В этом случае погрешность δ_2 резко уменьшается и при определенном соотношении скорости вращения и скорости поступательного движения поршня, зависящего от скорости изменения измеряемого давления, может практически не учитываться [16].

Схема глубинного пружинно-поршневого манометра с вращающимся поршнем МГН-1 приведена на рис. 17.5. Измеряемое давление через отверстие P в корпусе прибора и гидравлический затвор δ , препятствующий попаданию пластовой жидкости в полость манометрического блока, действует на заполняющую манометрическую полость жидкость (авиационное масло МК22) и воспринимается поперечным сечением поршня 10, уплотненного во втулке 11 резиновыми кольцами. Под действием измеряемого давления поршень 10 выталкивается в камеру, где расположено устройство регистрации. Перемещению поршня препятствует измерительная пружина 9, которая растягивается на длину, пропорциональную измеряемому давлению. Поршень 10 соединен с пером 13, который записывает на диаграммном бланке, вставленном в барабан 14, линию, ордината точек которой пропорциональна измеряемому

давлению. Вращение барабану от часового механизма 16 передается поводковым устройством 15. Пружина 9 вместе с поршнем вращается электродвигателем 5 через редуктор 6 и вал 7. Электродвигатель питается от электрических батарей 3, зажатых в корпусе упором 2. Для экономии электрического заряда электродвигатель включается периодически с помощью электронного прерывателя 4, позволяющего плавно регулировать время периодического включения (от 2 до 4 мин). При установке максимального времени включения общая продолжительность работы прибора без смены батарей составляет 200—300 ч. Для того чтобы перо не вращалось при вращении поршня, оно соединено с последним через шаровой шарнир 12 и перемещается в струнных направляющих. Таким образом, на диаграммном бланке получается запись изменения давления во времени. Прибор опускается в скважину на проволоке, закрепленной в головке 1. Верхние пределы измерения 4; 6; 8; 16; 20; 25 и 30 МПа. Основная приведенная погрешность измерения $\pm 0,25\%$. Верхний предел рабочей температуры 100 С. Диаметр 32 мм, длина 1950 мм.

§ 4. КОМПЕНСАЦИОННЫЕ ГЛУБИННЫЕ МАНОМЕТРЫ

Принцип действия компенсационных глубинных манометров основан на силовой компенсации измеряемой величины. Блок-схема компенсационного глубинного прибора показана на рис. 17.6. Измеряемое давление действует на разделительный элемент 1, связанный с контактным нуль-органом 2, управляющим работой электродвигателя 3, питающегося постоянным током от автономного блока питания 6. При замыкании контактов вал электродвигателя через механическое передающее устройство деформирует пружину 5 до тех пор, пока усилие пружины не станет равным

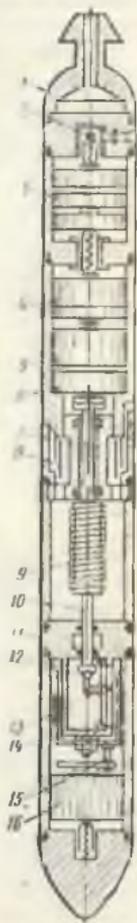


Рис. 17.5. Схема глубинного манометра с вращающимся поршнем МГН-1

силе, действующей на разделитель. При равенстве сил контакты нуль-органа размыкаются и цепь питания электродвигателя прерывается. Число оборотов n вала электродвигателя, пропорциональное деформации пружины, характеризует значение измеренной величины и отмечается регистратором 4.

Применение рассмотренной схемы компенсационного метода измерений в глубинных манометрах позволило повысить точность

измерений, поскольку погрешность и порог чувствительности не зависят от трения в регистрирующем устройстве. Трение преодолевается двигателем достаточной мощности, который питается от автономного источника питания.

Компенсационный метод был применен для создания глубинных манометров на низкие давления (до 2,5 МПа). Попытки создания точных глубинных манометров с пределами измерения ниже 6 МПа на базе геликсных или пружинно-поршневых приборов не имели успеха, поскольку при уменьшении пределов измерения одновременно уменьшается активная сила, действующая на поршень пружинно-поршневых манометров. Учитывая существующие ограничения по диаметру корпуса глубинных приборов,

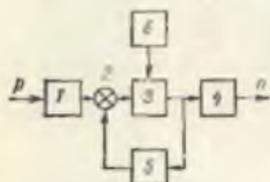


Рис. 17.6. Блок-схема компенсационного глубинного прибора

повысить значение активных сил и моментов за счет увеличения диаметров поршней или геликсных пружин невозможно. В то же время трение в регистрирующем устройстве самопишущих манометров не зависит от пределов измерения. Поэтому с уменьшением активных сил момент трения в регистрирующем устройстве все больше влияет на точность и порог чувствительности глубинных манометров.

Схема компенсационного глубинного манометра на давления до 2,5 МПа показана на рис. 17.7 [33]. Измеряемое давление действует на эффективную площадь сильфона 8, соединенного с винтовой цилиндрической пружиной 7, второй конец которой через винтовую пару 6 связан с валом электродвигателя постоянного тока 5.

При деформации сильфона подвижный контакт 9 замыкает блок питания 10 электродвигателя, который растягивает пружину 7 до тех пор, пока её усилие не станет равным силе от измеряемого давления, действующего на сильфон. Одновременно вал электродвигателя через винтовую пару 4 перемещает поступательно перо 3. При равенстве сил, действующих на сильфон, подвижной контакт вернется в нейтральное положение, разомкнет электрическую цепь и двигатель остановится. Длина линии, прочерченной на диаграммном бланке пером 3, пропорциональна значению измеренного давления. Барабан 2 с диаграммным бланком вращается часовым приводом 1. Таким образом, на диаграммном бланке получается запись изменения давления во времени. Прибор имеет верхние пределы измерения 0,25; 0,63; 1,0; 1,6 и 2,5 МПа. Приведенная погрешность измерения 0,25%, рабочая температура 100° С, наружный диаметр прибора 36 мм.

§ 5. ГЛУБИННЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ МАНОМЕТРЫ

Глубинными дифференциальными манометрами измеряют изменение давления в узком диапазоне с высокой точностью.

Дифманометр «Селигер-1» (рис. 17.8, а) состоит из трех основных частей: манометрического блока II, регистрирующего устройства I и блока питания III.

В манометрическом блоке установлен сильфон 10, воспринимающий измеряемое давление p_n .

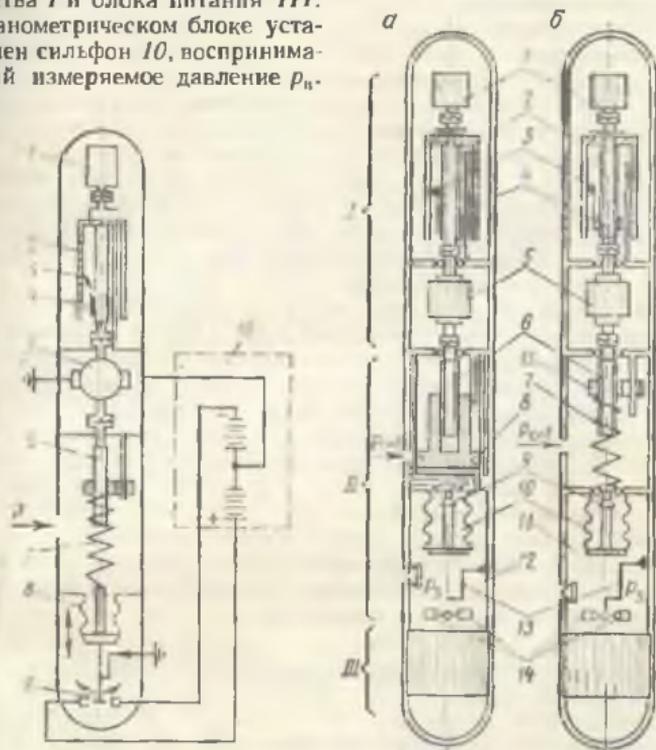


Рис. 17.7. Схема компенсационного глубинного манометра

Рис. 17.8. Схема глубинных компенсационных дифференциальных манометров «Селигер-1» (а) и «Самолет-1» (б)

Камера 12 предварительно заполняется сжатым воздухом под давлением p_1 , равным давлению на забое скважины. При этом клапан 9 закрывается и давление зарядки передается жидкости, заполняющей внутреннюю полость сильфона 10, тем самым разгружая его от действия одностороннего давления. При равенстве давлений $p_n = p_3$ клапан 9 открывается. Под действием приращенного давления $p_n - p_3$ сильфон деформируется, что приводит к замыканию подвижного 13 и неподвижного 14 контактов и

включению цепи питания электродвигателя 5. Последний через ходовой винт 6 двигает уплотненный поршень 8 и через ходовой винт 4 поступательно перемещает пишущее перо 3, которое регистрирует измеренное давление на диаграммном бланке, вставленном в барабан 2. Барабан вращается часовым механизмом 1.

Перемещение поршня 8 и пишущего пера 3 происходит до тех пор, пока давление сжатого газа в камере 12 не станет равным измеренному давлению p_n . При этом сильфон 10 возвращается в исходное положение и цепь питания электродвигателя прерывается. Таким образом, перемещения поршня и пишущего пера будут пропорциональны приращению давления $p_n - p_0$.

Диапазон регистрируемых дифманометром «Селигер-1» приращений давления определяется давлением зарядки p_0 . С увеличением этого давления соответственно возрастает диапазон регистрируемых приращений, вследствие чего уменьшается чувствительность прибора. Эта особенность пневматических дифманометров ограничивает их применение при гидропрослушивании пластов, где требуется высокая чувствительность.

Для гидропрослушивания пластов служит глубинный пружинный дифманометр «Самолор-1» (рис. 17.8, б). Принцип действия прибора состоит в уравновешивании приращений давления натяжением измерительной пружины 7, один конец которой соединен с сильфоном 10, а второй укреплен на гайке 15, поступательно перемещающейся по ходовому винту 6. При этом начальное давление в скважине компенсируется давлением сжатого газа p_0 , заполняющего камеру 11. Таким образом, пределы регистрируемых приращений давления и чувствительность прибора определяются только усилием измерительной пружины.

Глубинные дифманометры «Селигер-1» и «Самолор-1» имеют унифицированные регистрирующие устройства, блоки питания, а также отдельные узлы и элементы.

§ 6. ГЛУБИННЫЕ ДИСТАНЦИОННЫЕ МАНОМЕТРЫ

Достоинством глубинных дистанционных манометров являются: 1) практически неограниченное время пребывания измерительного устройства в скважине, что весьма важно при исследовании неустановившихся процессов в пласте; 2) возможность наблюдать на поверхности значения изменяющегося давления в процессе его измерения; 3) возможность дистанционного контроля с диспетчерского пункта.

Дистанционный глубинный манометр состоит из глубинного снаряда, в котором расположены чувствительный элемент и преобразователь, канала связи и вторичного прибора. Наиболее удобным методом телепередачи для глубинных дистанционных манометров следует считать частотный и импульсный, при которых параметры канала связи существенно не влияют на погрешность системы телеизмерения.

Устройство дистанционного глубинного манометра УДГМ-3 основано на частотном методе телензмерения.

Схема устройства преобразователя показана на рис. 17.9. В основании 2 жестко закреплены неподвижные концы трубчатых пружин 1, подвижные концы которых соединены упругой перемычкой 9. Давление внешней среды через штуцер 11, капилляр 10 и канал 7 действует на внутреннюю полость пружин 1, которые стремятся распрямиться и натягивают упругую перемычку 9 силой, пропорциональной измеряемому давлению.

В основании 2 помещаются электромагнит 8, служащий для возбуждения упругих колебаний в перемычке, и электромагниты 3, предназначенные для преобразования этих колебаний в э. д. с. Катушки электромагнитов 3 включены последовательно. К вы-

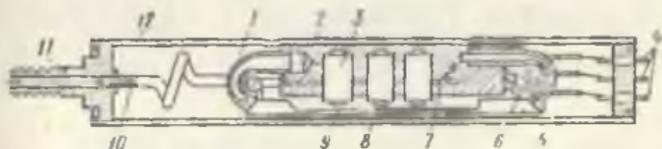


Рис. 17.9. Схема устройства преобразователя дистанционного глубинного манометра УДГМ-3

ходам электромагнитов и к входу электромагнита 8 с помощью контактов 4 подключен усилитель (на рисунке не показан). В этом случае преобразователь работает в режиме незатухающих колебаний. Частота колебаний определяется по формуле

$$f = \frac{1}{2l} \sqrt{\frac{\sigma}{\rho}}, \quad (17.8)$$

где l — длина перемычки; ρ — плотность материала, из которого изготовлена перемычка; σ — натяжение перемычки.

Натяжение перемычки создается трубчатыми пружинами 1 под действием измеряемого давления. Таким образом, натяжение перемычки σ пропорционально измеряемому давлению, а следовательно, и частота f также пропорциональна измеряемому давлению.

В случае работы преобразователя в режиме затухающих колебаний используется только электромагнит 8. В него посылается короткий импульс тока, приводящий упругую перемычку в колебание. После исчезновения импульса возбуждения в электромагните 8 наводится э. д. с. переменного тока, имеющая частоту, равную частоте собственных колебаний перемычки. На концах трубчатых пружин помещены грузы 6 с регулируемой массой. Регулировка массы грузов осуществляется изменением массы свинца 5. Трубчатая пружина 1 и упругая перемычка 9 выполнены целиком из одного стержня, изготовленного из сплава с малым температурным коэффициентом модуля упругости. Из этого же материала изготовлено основание 2.

Датчик собран в герметичном вакуумированном корпусе 12. Вторичный прибор состоит из конденсаторного преобразователя частоты и потенциометра или цифрового частотомера. Конденсаторный частотомер преобразует поступающую на его вход частоту в пропорциональный ей разрядный ток конденсатора.

Глубинный дистанционный манометр имеет сравнительно высокую точность. Максимальная приведенная погрешность измерения прибором равна 0,5%.

Глава 18

ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНАХ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Температура в скважине, температура пласта, температура нефти в пластовых условиях являются параметрами, определяющими состояние разработки нефтяных месторождений и технологии эксплуатации нефтяных скважин. Температура влияет на вязкость нефти, на выделение парафина, на фазовое состояние нефти, на условия притока нефти к забюю и подъема ее по лифтовым трубам. Контроль за температурой на забюю скважин также необходим при обработке призабююной зоны (солянокислотная, термокислотная, искусственный разогрев пласта) с целью увеличения добычи нефти.

Диаграмма изменения температуры по вертикали продуктивного горизонта позволяет судить о местах притока нефти, и следовательно, о положении дренажных каналов. Изменение температуры по стволу скважины может свидетельствовать о нарушении обсадной колонны и о месте притока в скважину посторонней жидкости.

Таким образом, температура на забюю и на различных глубинах скважины является параметром, который позволяет судить о ходе технологического процесса добычи нефти, о состоянии скважины и пласта. Поэтому в процессе разработки нефтяного месторождения необходим систематический контроль температуры. Для измерения температуры в действующих и остановленных фонтанных, компрессорных, глубиннонасосных и пьезометрических скважинах применяют глубинные термометры.

Температура на забюю зависит от глубины скважины и неодинакова для различных географических районов. На нефтяных промыслах Татарии, Башкирии и Куйбышева температура на глубине 1900—2000 м не превышает 40° С. В отдельных районах Азербайджана, Грозненской области и Краснодарского края на глубине 3000—4000 м она составляет 150—170° С, а в некоторых местах

и 200° С. Таким образом, для различных районов и различных технологических целей необходимы глубинные термометры с верхним пределом измерения 60; 100; 150; 200 и 250° С.

Для выполнения задач исследования, контроля и управления разработкой нефтяных месторождений глубинные термометры должны отвечать определенным требованиям в отношении тепловой инерции, точности, чувствительности и пределов измерения.

Тепловая инерция влияет на точность измерения при исследованиях нестационарного температурного поля. С этими условиями приходится встречаться при измерении изменений температуры и по стволу скважины и в заданных интервалах. При большой тепловой инерции в этих случаях придется останавливать и выдерживать определенное время прибор на каждой ступени интервала. В [10] приводится формула, связывающая тепловую инерцию прибора с допустимой скоростью спуска глубинного термометра, геотермическим градиентом и заданной погрешностью измерения:

$$\tau = \frac{\delta}{2,5\omega\Gamma}, \quad (18.1)$$

где τ — тепловая инерция, определяемая временем установления показаний; ω — скорость спуска термометра; Γ — геотермический градиент; δ — заданное значение погрешности.

Глубинные термометры можно разделить на две группы: с местной регистрацией и дистанционные. Существующие в Советском Союзе и за рубежом термометры с местной регистрацией по принципу действия делятся на: манометрические, поршневые, биметаллические, dilatометрические, Дистанционные глубинные термометры представляют собой электрические термометры сопротивления с металлическим или полупроводниковым резистором.

При создании глубинных термометров следует учитывать специфические условия, в которых эти приборы эксплуатируются: ограниченный наружный диаметр (не превышающий 35–40 мм), высокое давление, значительные глубины. Вследствие того, что прибор должен работать в окружающей измеряемой среде, регистрирующий механизм необходимо изолировать в герметичную камеру, чтобы он удовлетворительно работал при высокой температуре.

§ 2. ГЛУБИННЫЕ МАНОМЕТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Прибор состоит из термобаллона, манометрической пружины, часового механизма с регистрирующим устройством и узла подвески. Схема устройства глубинного манометрического термометра типа ТГГ показана на рис. 18.1. Термобаллон II представляет собой толстостенный, практически несжимаемый металлический сосуд, являющийся чувствительным элементом. В качестве преобразователя в приборе применена многовитковая трубчатая (геликсная) пружина 9. Внутренние полости термобаллона и геликс-

ной пружины соединены капиллярной трубкой 10 и заполнены жидкостью. При воздействии температуры окружающей среды давление жидкости в замкнутой системе изменяется и пружина раскручивается на угол, пропорциональный изменению температуры. Для контакта измеряемой среды с термобаллоном в корпусе предусмотрены отверстия 12.

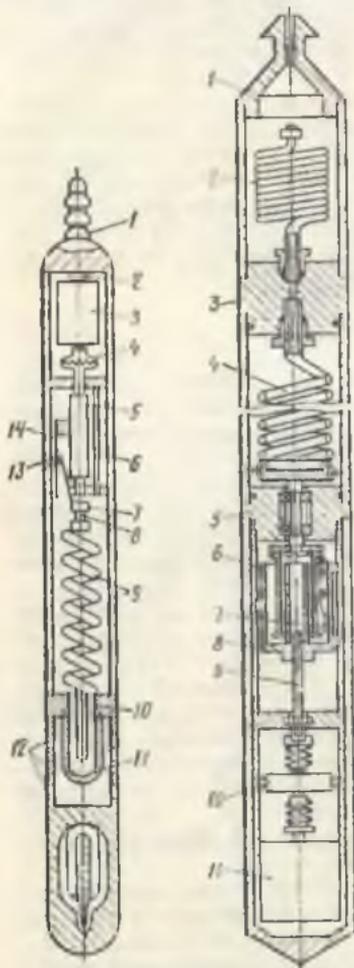


Рис. 18.1. Схема глубинного манометрического термометра ТГТ

Рис. 18.2. Схема глубинного манометрического термометра «Сирнус-1»

Свободный конец пружины 9 запаян и соединен с осью 8, на которой закреплена втулка 7 с держателем и пером 13, представляющим собой металлический штифт. При раскручивании пружины вращается ось 8 и перо записывает на диаграммном бланке, вставленном в каретку 14, линию, ордината точек которой пропорциональна измеряемой температуре. Каретка перемещается вдоль оси прибора ходовым винтом 5, который соединен муфтой 4 с часовым механизмом 3. От вращения каретки удерживает планка 6. Часовой механизм амортизирован в корпусе прибора устройством 2. Диаграмма глубинного термометра представляет собой запись изменения температуры во времени. Прибор спускается в скважину на проволоке 1.

На рис. 18.2 приведена схема глубинного термометра «Сирнус-1», представляющего собой манометрический конденсационный термометр с использованием в качестве термобаллона амальгамы 2 и преобразователя — геликсовой пружины 4, соединенных каналом в переводнике 3. Свободный конец геликсовой пружины запаян и соединен с осью, проходящей через переводник 5. На оси закреплено устройство 6 с пером 7, записывающее линию, длина которой пропорциональна углу раскручивания пружины (а, ось

двательно, и измеренной температуре), на диаграммном бланке, закрепленном в барабане 8. Барабан с помощью ходового пилота 9, получающего вращение от часового механизма 11 через редуктор 10, перемещается поступательно. Таким образом, на диаграммном бланке получается запись изменения температуры во времени. Температуру по записи на диаграммном бланке определяют измерением ординаты интересующей точки с использованием измерочной таблицы, приведенной в паспорте прибора. Характеристика прибора, так же как и глубинного геликсного манометра, нелинейна, поэтому при определении значения температуры приходится пользоваться интерполяционной формулой. Конструкции механизмов регистрации глубинных термометров типа «Сирлус» и манометров МГН-2 унифицированы. Прибор опускается в скважину на проволоке, которая крепится в головке 1.

Термометр имеет пределы измерения 60; 100; 140; 180; 220 и 250° С. Основная приведенная погрешность измерения ±1%, инерционность 5 мин, рабочее давление до 100 МПа, диаметр прибора 32 мм, длина 1200 мм.

§ 3. ГЛУБИНЫЕ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Применение термобиметаллической пластины в глубинных термометрах обусловлено следующими ее преимуществами. Используя термобиметаллическую пластину, можно при малом диаметре прибора получить большой угол раскручивания для заданного интервала температур. Это позволяет создавать сравнительно несложную конструкцию прибора без передаточных механизмов в регистрирующих устройствах. Термобиметаллическая пластинка обладает значительным перестановочным моментом, чем достигается надежная регистрация температуры и снижение погрешности. Линейная зависимость угла раскручивания пружины от температуры лежит в пределах до 150° С. Термобиметаллы для изготовления чувствительных элементов выпускаются по ГОСТ 10533-63.

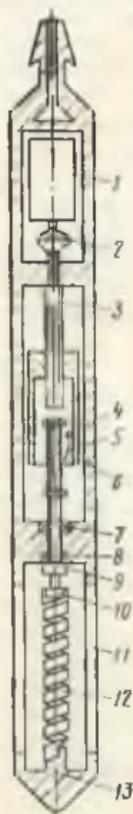
Одной из основных характеристик является коэффициент чувствительности

$$k_t = \frac{\Delta\varphi h}{270l \Delta t},$$

где $\Delta\varphi$ — угол раскручивания, град; h — толщина, мм; l — расчетная длина образца, мм; Δt — разность температур испытаний.

Схема устройства глубинного биметаллического термометра показана на рис. 18.3. Прибор состоит из термочувствительного элемента с пером, узла каретки, уплотнительной муфты, часового механизма и узла подвески. Термобиметаллическая пластинка 12, свернутая в цилиндрическую спираль, одним концом крепится к корпусу 13. Свободный конец ее втулкой 10 скреплен с осью 5, на которой закреплен держатель с пером 4. В корпусе прибора сделаны прорезы 11 для того, чтобы окружающая измеряемая

среда имела непосредственный контакт с термочувствительным элементом. Ось уплотнена в корпусе сальниковыми устройствами 7 и 8. На оси 5 закреплена упорная втулка 9, препятствующая вдавливанию оси внешним давлением в герметичную камеру механизма регистрации. При изменении температуры термобиметаллическая пластина 12 раскручивается и поворачивает ось 5 на угол, пропорциональный измеряемому параметру.



Закрепленное на оси корундовое перо чертит на диаграммном бланке, изготовленном из алюминиевой фольги, линию, ордината точек которой пропорциональна измеряемой температуре. Бланк вставлен в каретку 6, перемещающуюся поступательно ходовым винтом 3, вращение которому от часового механизма 1 передается через зубчатую муфту 2.

Таким образом, на диаграммном бланке получается запись изменения температуры во времени.

Для расчета термобиметаллического чувствительного элемента задаются наружным диаметром цилиндрической спирали d , который выбирается с учетом заданного диаметра прибора; углом разворота свободного конца спирали $\Delta\varphi$ и пределом измерения температуры.

Для заданных пределов измерения температуры марка термобиметалла и его коэффициент чувствительности k_t выбираются согласно ГОСТ 10533-63. Если известны коэффициенты линейного расширения активного α_1 и пассивного α_2 слоев, то коэффициент чувствительности

$$k_t = \frac{3}{2} (\alpha_1 - \alpha_2). \quad (18.21)$$

Учитывая, что чувствительный элемент нагружен моментом сопротивления от усилия регистрации и трения в сальнике, необходимо, чтобы развиваемый

Рис. 18.3. Схема глубинного биметаллического термометра.

его момент обеспечил регистрацию с наименьшей погрешностью. Исследованиями установлено, что если погрешность не более 0,1%, то развиваемый термобиметаллической пластиной момент должен быть не менее 10 кгс·см.

Из этих условий выбирается толщина ленты, а ее ширина

$$b = \frac{12M}{k_t E_0 l^2 \Delta t}, \quad (18.3)$$

где M — момент; E_0 — эффективный модуль упругости,

$$E_0 = \frac{4E_1 E_2}{\sqrt{E_1} + \sqrt{E_2}};$$

E_1 и E_2 — соответственно модули упругости активного и пассивного слоев (берутся из ГОСТ на биметаллы).

При расчете параметров биметаллической пружины при заданном диаметре навивки делается допущение, что все витки расположены в одной плоскости и не учитывается влияние подъема витков. Тогда длина каждого витка будет $l_1 = \pi d_{cp}$, где d_{cp} — средний диаметр навивки. Число витков пружины n

$$n = \frac{\gamma g \delta}{180 k_1 d_{cp} M'} \quad (18.4)$$

Решение уравнений (18.3) и (18.4) при соблюдении заданных ограничений позволяет определить необходимые параметры термобиметаллической пружины при разработке конструкции прибора.

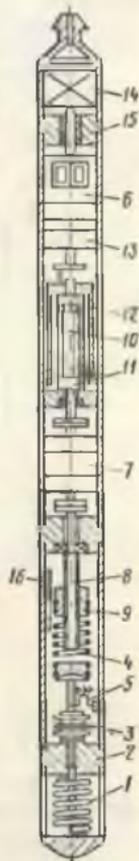
Глубинный биметаллический термометр ТГБ-3 имеет следующую техническую характеристику: пределы измерения 20–150 °С; погрешность измерения ± 1 °С; чувствительность 0,5° С; масштаб записи температуры 2,3° С в 1 мм, времени — 10 мин в 1 мм. Прибор рассчитан на предельное давление окружающей среды до 40 МПа. Наружный диаметр прибора 35 мм, длина 1000 мм.

§ 4. ГЛУБИНЫЕ КОМПЕНСАЦИОННЫЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Институтом ВНИИКАНефтегаз был разработан глубинный термометр компенсационного типа с силовой компенсацией «Сириус-3», схема которого приведена на рис. 18.4. Применение принципа силовой компенсации обеспечило повышение точности и снижение тепловой инерции прибора.

Первичный преобразователь представляет собой капиллярную спираль 1, соединенную каналом в переходнике 2 с сильфоном 3, внутренние полости которых заполнены термометрическим веществом.

Рис. 18.4. Схема глубинного манометрического компенсационного термометра «Сириус-3»



Вызванное изменением измеряемой температуры изменение давления в термосистеме первичного преобразователя приводит к перемещению сильфона, который управляет подвижным контактом нуля-органа 5. В зависимости от того, понижается или повышается измеряемая температура, замыкается правый или левый контакт нуля-органа. При этом блок управления 6 включает двигатель 7, имеющий два выходных вала, соединенных с редукторами. Один редуктор соединен со звеном обратной связи, дру-

гой — с механизмом регистрации. При включении от нуля-органа двигателя 7 винт 8, перемещая гайку 9 по направляющему устройству 16, изменяет силу натяжения пружины 4. Двигатель будет вращаться до тех пор, пока пружина не уравновесит усилие, развиваемое сифоном. Подвижный контакт нуля-органа займет среднее положение между неподвижными контактами, и цепь питания электродвигателя разомкнется.

При вращении электродвигателя второй вал его редуктор будет вращать ходовой винт 10, перемещающий поступа-

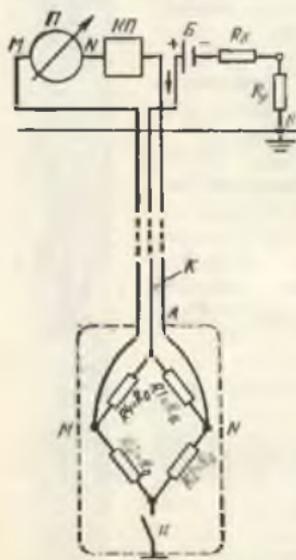


Рис. 18.5. Схема глубинного электрического термометра сопротивления на трехжильном кабеле.

$R1$ и $R3$ — сопротивлении с большим температурным коэффициентом (из медной проволоки), $R2$ и $R4$ — сопротивления с малым температурным коэффициентом; $А$ — контакт на корпусе; $К$ — кабель; $П$ — прибор для записи измеряемой температуры; $КП$ — компенсатор поляризации; $Б$ — батарея; $R_{\text{до}}$ — сопротивление реостата; R_0 — баллистическое сопротивление

снаряда соединена с измерительной аппаратурой, расположенной на поверхности, трехжильным кабелем.

По жиле A кабеля и землю через мост пропускают ток I . Прибор измеряет разность потенциалов ΔU между вершинами

только гайку 11 с укрепленным на ней пером. Перо записывает на диаграммом бланке, закрепленном в барабане 12, линию, ординаты точек которой пропорциональны значению измеренной температуры. Барабан равномерно вращается от часового привода 13. Двигатель питается от батарей сухих элементов 14 через контактное устройство 15.

Прибор имеет пределы измерения $20-100^{\circ}\text{C}$. Основная погрешность измерения $\pm 0,3-0,5\%$. Диаметр 36 мм, длина 2200 мм.

§ 5. ГЛУБИННЫЕ ДИСТАНЦИОННЫЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Глубинные дистанционные термометры состоят из датчика, кабеля и измерительной аппаратуры (вторичного прибора). Существуют электрические глубинные термометры сопротивления, спускаемые в скважину на трехжильном и одножильном кабеле.

На рис. 18.5 приведена схема электрического термометра сопротивления, спускаемого в скважину на трехжильном кабеле. В глубинном снаряде прибора собрана схема электрического моста. Два противоположных плеча $R2$ и $R1$ мостовой схемы изготовлены из материала с очень малым температурным коэффициентом (константан или манганин), а два других $R1$ и $R3$ из материала со значительным температурным коэффициентом (медь). Мостовая схема гл-

моста M и N . Плечи моста подобраны так, что при некоторой температуре T_0 , принимаемой за нулевую, выполняются следующие условия:

$$R_1 = R_3 = R_0, \quad R_1 \cdot R_3 = R_2 \cdot R_4. \quad (18.5)$$

При этой температуре разность потенциалов между точками N и M равна нулю. При изменении температуры сопротивления

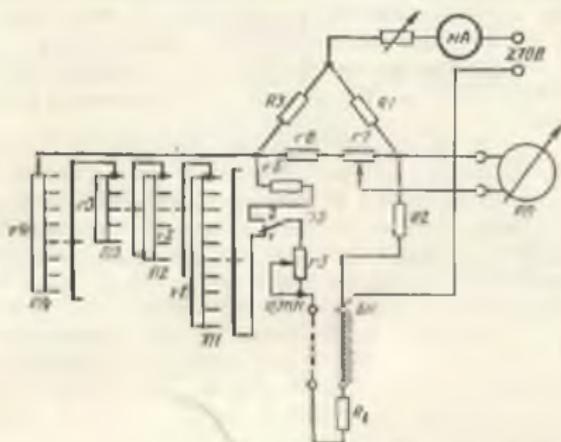


Рис. 18.6. Схема глубинного электрического термометра сопротивления на одножильном кабеле.

$РП$ — регистрирующий прибор; R_1 — чувствительный элемент термометра сопротивления 2000 Ом при 20° С; $П1$ — $П4$ — переключатели по 0,1; 1; 5 и 20° С; $П5$ — переключатель для компенсации различия в сопротивлениях жил кабеля; $ЦКК$ — центральная жила кабеля; $БК$ — броня кабеля

плеч R_1 и R_3 изменяются, вследствие чего нарушается равновесие моста и появляется разность потенциалов ΔU . Температура определится по формуле

$$T = T_0 + c \frac{\Delta U}{I}, \quad (18.6)$$

где c — постоянная термометра, °С/Ом.

Постоянную термометра c и T_0 устанавливают при градуировке, сравнивая данные измерений с показаниями эталонных ртутных термометров.

На рис. 18.6 приведена схема дистанционного электрического термометра сопротивления, спускаемого в скважину на одножильном кабеле. В приборе мостовая схема собрана на поверхности. В глубинном снаряде, спускаемом на одножильном кабеле в скважину, расположен чувствительный элемент R_1 , представляющий сопротивление с большим температурным коэффициентом (медь).

Три плеча моста R_1 — R_3 — постоянные сопротивления. Положения равновесия устанавливаются сопротивлениями r_1 — r_4

включенными в то плечо, в которое входит чувствительный элемент. Этими сопротивлениями плечо моста, содержащее чувствительный элемент, уравнивается с соответствующим ему плечом R_2 . Величину сопротивлений r_1 — r_4 изменяют переключателями П1—П4. При изменении положения переключателей П1—П4 на одно деление вводится сопротивление, соответствующее 0,1; 1; 5; 20° С. Это позволяет по соответствующим указателям переключателей непосредственно отсчитывать температуру, соответствующую равновесию моста (нулевую температуру T_0). Запись температуры представляет собой запись изменения напряжения в измерительной диагонали моста, пропорционального измерению температуры.

Поскольку в термометрах сопротивления на одножильном кабеле в скважину опускают лишь один чувствительный элемент измерительной схемы, а в качестве канала связи между глубинным датчиком и вторичной аппаратурой используется одножильный бронированный кабель, то сопротивление кабеля включается в активную часть измерительной цепи. Если обозначить сопротивление жилы кабеля R_k , сопротивление брони $R_б$, используемой в качестве обратного витка, и сопротивление изоляции кабеля $R_{из}$, то значение результирующей этих величин, независимо от используемой измерительной схемы, будет [10]

$$R_f = \frac{R_{из}(R_б + R_k + R_l)}{R_б + R_k + R_{из} + R_l} \quad (18.7)$$

Следовательно, на показания одножильных термометров влияют: а) изменение сопротивления центральной жилы кабеля за счет изменения его температуры; б) изменение сопротивления брони при размотке и смотке кабеля на барабан лебедки; в) изменение сопротивления изоляции кабеля, что равноценно включению или отключению некоторого дополнительного сопротивления параллельно к глубинному датчику.

Кроме перечисленных факторов, на показания одножильных термометров оказывают влияние естественные потенциалы, возникающие на броне кабеля. Броня кабеля при большой глубине спуска эквивалентна двум заземлениям, одно из которых соответствует броне верхней части кабеля, а другое — нижней. В результате в цепь вводится некоторая естественная разность потенциалов, являющаяся результатом э. д. с., возникающей на контакте брони с окружающей средой.

Вследствие указанных причин погрешность измерения одножильными термометрами сопротивления достигает $\pm 2^\circ$ С. Таким образом, термометры сопротивления на трехжильном кабеле значительно точнее, чем на одножильном.

Основным недостатком термометров сопротивления на трехжильном кабеле, ограничивающим их применение, является невозможность спуска их в скважины с большим буферным давлением

из-за большого диаметра кабеля (наружный диаметр кабеля КТБ-6 12 мм). В ряде случаев в глубинных термометрах в качестве чувствительных элементов используются полупроводниковые сопротивления. Однако вследствие нелинейности и нестабильности характеристики они не получили распространения.

Глава 19

ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА В СКВАЖИНЕ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ РАСХОДОМЕРОВ

Глубинные расходомеры являются важным средством изучения нефтяного месторождения и исследования характера работы нефтяных и нагнетательных скважин. С помощью глубинных расходомеров на нефтяных месторождениях решают следующие задачи:

1) измеряют дебит каждого пласта в отдельности при одновременной раздельной эксплуатации нескольких нефтяных горизонтов одной скважиной;

2) определяют место и значение притока по вертикали нефтяного горизонта для выявления качества перфорации, эффективности гидравлического разрыва пласта и местообразования трещин;

3) устанавливают характер притока жидкости из пласта в скважину (изменение притока в зависимости от забойного давления) при гидродинамических исследованиях пласта;

4) выявляют водопринимающие пропластки в нагнетательных скважинах и определяют количество поступающей в них жидкости при изучении технологических процессов поддержания пластового давления методом закачки воды в пласт;

5) определяют места нарушений герметичности эксплуатационной колонны по изменению притока по стволу скважины;

6) устанавливают наличие перетока жидкости из одного продуктивного пропластка в другой.

При измерении расхода жидкости в различных точках ствола и на забое скважины могут быть два характерных случая: жидкость поступает из пласта и движется от забоя к устью; жидкость нагнетается в скважину и движется от устья к забоя. Специфические условия измерения расхода в скважине приводят к необходимости особого конструктивного оформления приборов по сравнению с приборами для измерения расхода на поверхности. К этим условиям относятся следующие: в процессе измерения прибор находится в самой измеряемой среде и на него действуют давление и температура окружающей среды; диаметр прибора ограничен внутренним диаметром насосно-компрессорных труб, следовательно, наружный диаметр прибора не должен превышать

45—50 мм; измеряемый поток представляет собой смесь нефти, воды и растворенного газа. Вместе с жидкостью из скважины выносятся механические примеси (песок и др.).

В соответствии с указанными условиями при создании приборов уделяют внимание выполнению следующих требований: прибор должен иметь устройство, обеспечивающее перекрытие поперечного сечения скважин в зоне измерения и направление всего измеряемого потока через измерительное устройство (в качестве таких устройств применяют пакеры различных конструкций); измерительные элементы должны быть изготовлены из износостойких и коррозионностойких материалов; измерительное устройство должно быть разгружено относительно давления, и на показании прибора не должно влиять изменение температуры.

По способу получения отсчета глубинные расходомеры можно разделить на приборы с местной регистрацией и дистанционные. Существующие глубинные расходомеры по принципу действия можно разделить на приборы: 1) постоянного перепада давления; 2) вертушечные (с турбиной); 3) колориметрические.

§ 2. ГЛУБИНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ ПОСТОЯННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Измерительная часть прибора представляет собой вертикально расположенную трубку 1, в которой помещен поплавок 2 (см. рис. 9.6). При одном и том же перепаде давления в измерительном устройстве для большего расхода необходима большая площадь проходного сечения, т. е.

$$Q = f(F), \quad (19.1)$$

где F — площадь кольцевого зазора между стенками измерительной трубки 1 и поплавком 2.

Но поскольку диаметр поплавка постоянный, а внутренний диаметр измерительной трубки изменяется по высоте, то

$$F = \varphi(H), \quad (19.2)$$

где H — высота подъема поплавка.

На основании зависимостей (19.1) и (19.2) можно написать

$$Q = \psi(H), \quad (19.3)$$

т. е. между измеряемым расходом Q и высотой подъема поплавка H в измерительной конической трубке имеется вполне определенная функциональная зависимость. Таким образом, измерив высоту подъема поплавка, можно измерять расход.

Теория расходомеров постоянного перепада давления изложена в § 4 гл. 9.

Схема устройства глубинного расходомера показана на рис. 14.1. Измерительная часть прибора состоит из конусной трубки 1/

и поплавка 6, соединенного штоком 9 с ползуном 11, к которому крепится держатель с пером 12. Ползун может свободно перемещаться по вертикали в направляющей трубке 10. Поток измеряемой жидкости входит в отверстие 4, проходит через измерительный конус и выходит через отверстие 8. Для того чтобы весь поток измеряемой жидкости проходил через измерительное устройство, в приборе применено пакерующее устройство 3, представляющее собой многолепестковый раструб, расширяемый пружинами 5. При спуске прибора в скважину лепестки раструба сложены, прижаты к корпусу прибора и удерживаются в таком положении кольцом 2. В заданном месте гидравлическое реле 1 сдвигает кольцо 2 вниз и раструб 3, отжимаемый пружинами 5, раскрывается, перекрывая поперечное сечение колонны труб и направляя весь поток жидкости в прибор.

Изменение расхода приводит к пропорциональному изменению положения поплавка 6 по высоте, что фиксируется пером 12 на диаграммном бланке, вставленном в барабан 13. Барабан с диаграммным бланком вращается часовым механизмом 16, который амортизован в корпусе прибора пружинным упором 17. Чтобы исключить влияние давления на показания прибора камера, в которой находится регистрирующая часть, заполнена жидкостью под тем же давлением, что и в измеряемом потоке. Давление в скважине, действующее на

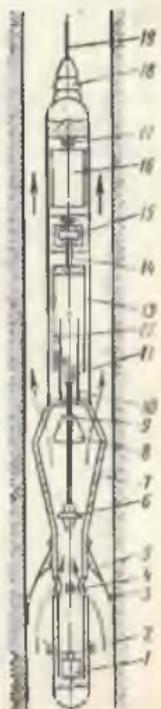


Рис. 19.1. Схема глубинного расходомера постоянного давления

ось 14, не передается на выходную ось часового механизма, расположенного в герметичной камере. Это давление через бурты 15 передается корпусу прибора.

Для диаграммного бланка используют цветную бумагу, покрытую титановыми белилами с воском. Прибор спускают в скважину на проволоке 19, закрепленной в головке 18.

Градуют прибор на специальном стенде или непосредственно в скважине. Значение дебита определяется измерением ординат диаграммы, записанной прибором, и расчетом по поверочной таблице, имеющейся в паспорте прибора.

§ 3. ГЛУБИННЫЕ РАСХОДОМЕРЫ С ТУРБИНОЙ

Турбинка как измерительный элемент глубинных расходомеров обладает следующими преимуществами: 1) незначительное влияние физических свойств измеряемой среды (вязкость, плотность и т. д.) на изменение характеристики чувствительного элемента;

- 2) большой диапазон измеряемых расходов ($Q_{\min}/Q_{\max} = 1:10$); 3) высокая чувствительность на всем диапазоне измерения; 4) линейность характеристики; 5) возможность измерения расхода при прямом и обратном направлениях потока.

Схема преобразователя глубинного расходомера с турбинкой приведена на рис. 19.2. Поток жидкости, проходящий в трубе 6, вращает турбинку 3, ось 4 которой крепится в радиальном 5 и радиально-упорном 2 подшипниках. Вращение турбинки через магнитную муфту 1 передается регистрирующему устройству в приборах с местной регистрацией, либо электрическому преобразователю в дистанционных приборах.

Уравнение движения турбинки можно представить в виде

$$J \frac{d\omega}{dt} = \sum_{i=1}^n M_i, \quad (19.4)$$

где J — момент инерции турбинки; ω — угловая скорость турбинки; $\sum_{i=1}^n M_i$ — сумма моментов всех сил, приложенных к турбинке.

При установившемся движении $\frac{d\omega}{dt} = 0$, следовательно,

$$\sum_{i=1}^n M_i = 0. \quad (19.5)$$

Если записать (19.5) в развернутом виде, получаем

$$\sum_{i=1}^n M_i = M_1 - M_2 - M_3 - \sum M_4 - M_5 = 0, \quad (19.6)$$

где M_1 — крутящий (движущий) момент; M_2 — момент сил гравитационного сопротивления; M_3 — момент сопротивления от сил трения в упорном подшипнике; $\sum M_4$ — сумма сопротивлений от сил трения в радиальных подшипниках; M_5 — момент реакции преобразователя.

В качестве преобразователей в глубинных дистанционных турбинных расходомерах применяют импульсные устройства, посылающие импульсы тока. Исследования показывают [16], что неустойчивость характеристики турбинного датчика расхода в начале шкалы является следствием сопоставимости крутящего момента, создаваемого потоком жидкости, с моментами, создаваемыми силами сопротивления (трение в цапфах, трение жидкостей). Этих недостатков лишен датчик расхода с заторможенной турбинкой. Схема такого датчика приведена на рис. 19.3.

Чувствительный элемент датчика — турбинка 2 подвешена на струнах 3 и 1. Протекающий через датчик измеряемый поток стремится повернуть турбинку, однако этому препятствует момент сопротивления M_s , созданный упругостью струн. Под действием потока жидкости турбинка поворачивается на угол, пропорциона-

пальный измеряемому расходу. Закрепленные на оси турбинки ферритовые сердечники частотного преобразователя меняют индуктивности катушек $L1$ и $L2$, включенных в схему LC генераторов $G1$ и $G2$.

Вырабатываемые генераторами частоты f_1 и f_2 подаются на вход смесителя C , откуда сигнал, усиленный в усилителе $У$, по кабелю поступает к измерительной

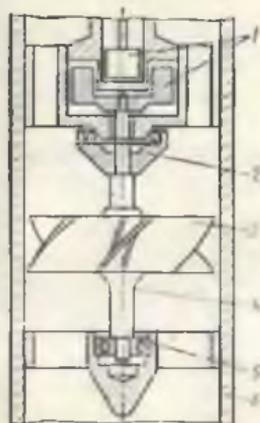


Рис. 19.2. Схема преобразователя глубинного расходомера с турбинкой

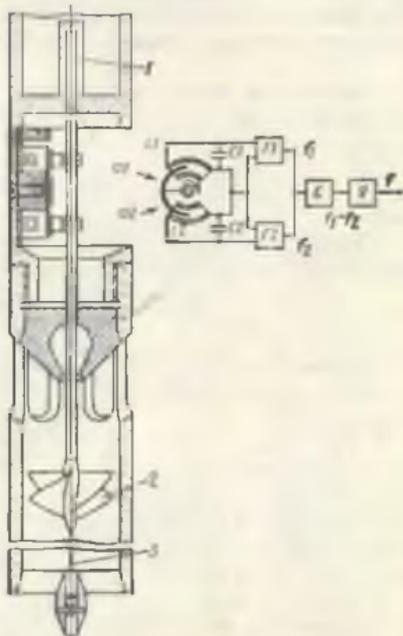


Рис. 19.3. Схема датчика глубинного расходомера с заторможенной турбинкой

аппаратуре, расположенной на поверхности. Из-за отсутствия упорных и радиальных подшипников, а также вследствие того, что турбинка не вращается, гринне в опорах отсутствует и точность этого расходомера выше точности расходомера с вращающейся турбинкой.

§ 4. ТЕРМОАНЕМОМЕТРИЧЕСКИЕ РАСХОДОМЕРЫ

Термоанемометрические глубинные расходомеры используют зависимость между количеством тепла, отдаваемым непрерывно нагреваемым телом, помещенным в поток вещества, и расходом этого вещества. Между количеством тепла, отдаваемого телом, и скоростью потока вещества, в котором находится тело, имеется следующая зависимость:

$$q = (T_r - T_s)(\lambda + \sqrt{2\pi C_1 d V \rho \omega}), \quad (19.7)$$

где q — количество тепла, отдаваемого нагретым телом в единицу времени на единицу длины; T_1 — начальная температура нагретого тела; T_2 — температура потока газа; λ — коэффициент теплопроводности газа; C_V — теплоемкость газа при постоянном объеме; ρ — плотность газа; d — диаметр проволоки нагрева тела; w — скорость потока газа.

Зависимость между силой тока и количеством тепла выражается формулой

$$q = 0,24I^2R, \quad (19.8)$$

где I — сила тока; R — сопротивление проводника (нагреваемого тела).

Приравняв (19.7) и (19.8), мы получим зависимость между скоростью потока w и силой тока в цепи:

$$I = \sqrt{\frac{T_1 - T_2}{0,24R} (\lambda + \sqrt{2\rho C_V d V (pw)})}. \quad (19.9)$$

Выпускаемые в США термоанемометрические глубинные расходомеры применяются для измерения расхода в газовых скважинах.

В качестве чувствительного элемента в этом приборе использован терморезистор с высоким температурным коэффициентом сопротивления. Терморезистор обтекается измеряемым потоком газа, который его охлаждает, вследствие чего сопротивление терморезистора уменьшается. В связи с этим сила тока в цепи увеличивается. По величине тока судят о скорости газового потока.

К достоинствам этих расходомеров относится весьма широкий диапазон измерения скоростей потока и весьма простое устройство. Одним из основных недостатков термоанемометрических расходомеров является нестабильность их характеристики во времени.

Глава 20

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

Столб жидкости в скважине уравнивается давлением, которое имеется на забое скважины. Различают уровни: статический, соответствующий пластовому давлению, т. е. когда уровень жидкости в скважине уравнивается пластовым давлением, и динамический, соответствующий забойному давлению, т. е. уровень, устанавливающийся в затрубном пространстве скважины в процессе отбора из нее жидкости при работе глубинного насоса.

Уровень измеряют в глубиннонасосных и пьезометрических скважинах. Пьезометрические скважины представляют собой скважины, проведенные на эксплуатирующийся пласт и находящиеся за контуром нефтеносности. Пьезометрические скважины предназначены для измерения в них уровня с целью контроля пластового давления.

Измерение уровня позволяет определить пластовое и забойное давления с большей точностью, чем с помощью глубинных манометров. В самом деле, если определить пластовое давление глубинным манометром класса точности 0,5, имеющим предел измерения 20 МПа, то возможная погрешность измерения будет ± 100 кПа, что в пересчете на высоту столба воды будет соответствовать ± 10 м. В то же время наибольшая погрешность, которую можно получить при измерении уровня в скважине поплавковыми приборами, не превышает ± 50 мм.

Уровень в скважинах измеряют для решения следующих задач: 1) определения изменения пластового давления с целью контроля его и определения эффективности мер поддержания пластовых давлений; 2) определения забойных давлений в глубиннонасосных скважинах с целью выяснения режима эксплуатации и технической характеристики необходимого эксплуатационного оборудования; 3) исследования скважин методами прослеживания уровня и пробных откачек.

§ 2. КОМПЕНСАЦИОННЫЕ ПЬЕЗОГРАФЫ

На рис. 20.1 показано устройство погружного компенсационного пьезографа. Прибор опускается в пьезометрическую скважину под уровень жидкости на определенную глубину H_0 .

На чувствительный элемент пьезографа — сильфон 12 будет действовать давление, создаваемое весом столба жидкости:

$$P_0 = H_0 \rho g, \quad (20.1)$$

где H_0 — уровень жидкости над сильфоном; ρ — плотность жидкости.

Сильфон, сжимаясь, включает контакт нульоргана 9, и двигатель 6 будет вращаться. Двигатель имеет два выходных вала. Нижний выход-

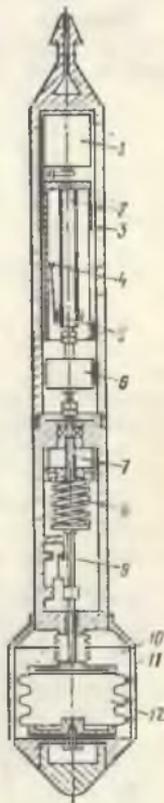


Рис. 20.1. Схема погружного компенсационного пьезографа

ной вал, вращая винт 7, сжимает пружину 8 до тех пор, пока усилие ее не будет достаточным для компенсации давления, испытываемого сильфоном. Верхний выходной вал двигателя

вращает ходовой винт 2, который, перемещая гайку 5 с закрепленным на ней держателем с пером 4, запишет компенсационное усилие на диаграммном бланке, вставленном в барабан 3. Барабан приводится во вращение часовым механизмом 1. При компенсации пружиной 8 давления нуль-орган разомкнет цепь питания двигателя 6 и последний остановится.

При изменении уровня жидкости до H_1 давление изменится и нуль-орган, связанный с сильфоном, опять включит двигатель, который через винт 7 будет сжимать пружину 8 до компенсации нового давления

$$p_1 = H_1 \rho g \quad (20.2)$$

Поскольку плотность жидкости в процессе измерения не меняется, изменение давления будет пропорционально изменению уровня. Если из (20.2) вычесть (20.1), мы получим

$$p_1 - p_0 = (H_1 - H_0) \rho g, \quad (20.3)$$

$$\Delta H = c \Delta p, \quad (20.4)$$

где $c = 1/\rho g$.

Приемная камера 10 сообщается с внешней средой через отверстие 11.

§ 3. АКУСТИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

Сущность акустического метода заключается в определении расстояния по времени прохождения упругой газовой волны от устья скважины до уровня жидкости. В скважину посылают звуковой импульс, мощность которого достаточна, чтобы получить надежное отражение от уровня жидкости. Затем определяют скорость распространения звука в скважине и время, необходимое для прохождения его от устья до уровня жидкости.

Расстояние от устья до уровня жидкости в скважине определяют по формуле

$$H = cT, \quad (20.5)$$

где c — скорость распространения звуковой волны в газовом пространстве скважины; T — время пробега звуковой волны от устья скважины до уровня жидкости.

Скорость распространения звуковой волны в скважине зависит от физических свойств, температуры, давления, плотности и состава газа, заполняющего скважину. Исследования показали, что скорость распространения звуковой волны в скважинах лежит в пределах 250—460 м/с. Поэтому скорость распространения звуковой волны необходимо определять одновременно с измерением уровня жидкости.

Акустический метод измерения уровня использован в эхолоте, который применяется для определения статического и динамического уровней жидкости в глубиннонасосных скважинах.

Принципиальная схема измерения уровня жидкости эхолотом приведена на рис. 20.2. В качестве импульсатора в эхолоте применяется пороховая хлопущка 1, создающая мощную звуковую волну при мгновенном сгорании пороха. Для определения скорости распространения звука в скважине на насосных трубах устанавливают репер на определенном расстоянии от устья.

Пороховая хлопущка, герметично соединенная открытым концом с устьем скважины, посылает звуковой импульс, который, дойдя до репера 2 и уровня жидкости, отражается и воспринимается термофоном 3. Звуковой импульс представляет собой взрыв порохового заряда, заключенного в гильзу, который получается при ударе по капсуле бойком пороховой хлопущки. Термофон — это вольфрамовая нить, по которой протекает постоянный ток силой 0,2—0,3 А, нагревающий нить до температуры 100° С. Звуковые импульсы (колебания воздуха) воздействуют на вольфрамовую нить, чем вызывают понижение ее температуры, а следовательно, и повышение электрического сопротивления. При этом сила тока в цепи термофона уменьшается. Колебания тока в цепи термофона, усиленные двухкаскадным усилителем 4, передаются регистратору 5, который записывает их на диаграммной ленте 6.

Диаграммная лента перемещается с постоянной скоростью 50 или 100 мм/с. Изменение скорости движения ленты достигается сменой ведущих роликов. Для сменных лент может быть использована любая канцелярская рулонная бумага или калька. Бумагу нарезают ровными лентами шириной 30 мм и длиной 650 мм, которые склеивают кольцами. Наибольшая глубина, на которой можно измерить уровень жидкости современными эхолотами, 3000 м. Погрешность измерения составляет $\pm 0,5\%$.

Простейшая теоретическая диаграмма записи звукового импульса и его отражений от репера и уровня, называемая эхограммой, изображена на рис. 20.3. На ней выделяются три пика. Пик В соответствует звуковому импульсу (выстрелу пороховой хлопущки), пик Р — отражению звуковой волны от репера, а пик У — отражению звуковой волны от уровня.

Поскольку лента движется с постоянной скоростью 100 мм/с, по расстоянию между пиками легко определить время прохождения звука от устья до репера и до уровня жидкости. Расстояние до уровня можно определить из соотношения

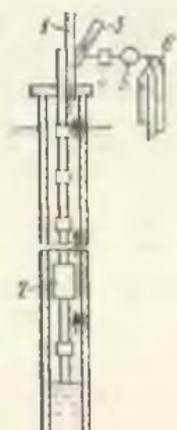


Рис. 20.2. Схема измерения уровня жидкости в скважине эхолотом

$$\frac{T_P}{H_P} = \frac{T_Y}{H_Y},$$

(20.6)

Для устранения этого недостатка предложен безреперный метод измерения уровня. В этом случае применяют подвижной звукоуловитель — устройство, подобное термофону хлопушки, но заключенное в предохранительный корпус, нижний конец которого открыт. При измерении уровня подвижной звукоуловитель опускают на двухжильном кабеле в межтрубное пространство скважины на глубину 50—100 м.

Подвижной звукоуловитель подключают к усилителю прибора.

Термофон хлопушки в момент создания звукового импульса отключают, поэтому первый пик на эхограмме будет записан при прохождении звуковой волны мимо подвижного звукоуловителя. Второй пик будет соответствовать моменту прохождения звуковой волны, отраженной от уровня, а третий пик — моменту прохождения мимо звукоуловителя волны, отраженной от планшайбы устья скважины. Зная масштабы записи (скорость движения диаграммной ленты) и глубину положения подвижного звукоуловителя, можно вычислить глубину уровня жидкости.

Глава 21

ИЗМЕРЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

§ 1. ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ

Измерение производительности скважин или, как принято считать, дебита жидкости, получаемой из скважины, необходимо для учета работы нефтедобывающего предприятия. Дебит скважин характеризует также геолого-техническое состояние продуктивного пласта и скважины, поэтому является параметром, измерение которого обязательно в процессе разработки нефтяного месторождения и эксплуатации скважин. Измерение дебита — это измерение расхода нефти. Поэтому, на первый взгляд, этот вопрос не следовало бы выделять из раздела общих методов измерения расходов. Однако работа нефтяных скважин, системы промышленного сбора нефти и попутного газа и сама продукция скважин характеризуются рядом особенностей, которые накладывают определенные условия на метод измерения и на устройство приборов.

Продукция нефтяной скважины неоднородна по составу и по фазе. Нефть из скважины добывается вместе с водой и песком. Кроме того, из скважины поступает газ, который или растворен в нефти, или находится в ней в виде пузырьков. При измерении дебита необходимо знать, сколько из скважины добывается чистой нефти, сколько воды и газа. Если не обеспечить сепарацию компо-

нентов добываемой из скважины жидкости или не учесть их объем, результат измерения может содержать значительную погрешность.

Выделение из нефти свободного парафина влияет на работу приборов, это приходится учитывать, выбирая метод измерения и конструкцию прибора. В зависимости от плотности сетки скважины, наличия в нефти парафина, свойств нефти и содержания в ней воды и солей, а также от рельефа местности и принятой технологии первичной обработки жидкости на промысле устанавливают различные технологические схемы сбора нефти и попутного газа. В соответствии с этим определяется место измерения дебита нефти в технологической схеме сбора и метод измерения.

При любом методе промышленного сбора нефти и попутного газа, при любой технологии первичной подготовки нефти должны быть обеспечены герметичность всего тракта движения нефти от устья скважины до товарного резервуарного парка и заданная точность измерения дебита как по каждой скважине, так и по всему нефтедобывающему предприятию в целом. В некоторых нефтяных районах применяют групповую систему сбора нефти и попутного газа. При такой системе газонефтяная смесь от нескольких скважин поступает на групповую установку (ГУ), где сепарируется нефть и газ и измеряется дебит каждой скважины в отдельности.

Существуют различные конструкции групповых установок. Однако все групповые установки для сепарации нефти и газа и измерения дебита жидкости состоят из следующих узлов:

а) блока переключения, который по заданной программе подключает каждую скважину к измерительному устройству;

б) измерительного блока, в котором измеряется дебит каждой скважины; измерительный блок включает в себя сепаратор, где перед измерением дебита газонефтяная смесь разделяется на газ и нефть, и измерительное устройство — дебитомер;

в) рабочего сепаратора, к которому подключены все скважины, кроме одной, подключенной к измерительному блоку; в рабочем сепараторе происходит разделение газонефтяной смеси на нефть и газ;

г) блока откачки, состоящего из насосов, откачивающих нефть с групповой установки (в зависимости от технологии промышленного сбора) на сборные пункты, на установки второй ступени сепарации, на установки обезвоживания и обессоливания нефти или в товарный парк.

В некоторых нефтяных районах применяется технологическая схема группового сбора без сепарации газа на ГУ. В таких схемах на ГУ отсутствуют рабочий сепаратор и откачивающие насосы.

При индивидуальном сборе нефти, применяющемся на ряде промыслов, каждая скважина оборудуется сепаратором и устройством для измерения дебита. Групповой сбор следует считать более рациональным, так как при этом сборе более экономично используются оборудование и снижаются капитальные затраты на обустройство промыслов.

Измерение дебита нефтяных скважин, как правило, ведется не непрерывно, а периодически. При этом исследуемая скважина на определенное время подключается к измерительному устройству (дебитомеру). Время, в течение которого непрерывно измеряется дебит скважины, называется циклом измерения.

Средний суточный дебит определяется по формуле

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{ц}}}{T_{\text{ц}}} 24, \quad (21.1)$$

где $T_{\text{ц}}$ — цикл измерения; $Q_{\text{ц}}$ — дебит скважины за цикл измерения $T_{\text{ц}}$.

Средний суточный дебит $Q_{\text{ср}}$, определенный по формуле (21.1), в большинстве случаев не будет равен действительному значению дебита скважины Q , т. е. дебиту, который показал бы дебитомер, если бы в течение суток непрерывно измерял дебит скважины. Причиной этого является неравномерная подача жидкости из скважины, пульсация, причем колебания дебита скважин достигают 20% и более от среднесуточного значения. Причина пульсаций — газопроявление в насосно-компрессорных трубах и коллекторах. Характер потока на групповых установках (ГУ) зависит от длины трубопровода между скважиной и ГУ, от рельефа местности, давления в коллекторе и других факторов. Исследования показывают, что отсутствие подачи жидкости в пульсирующих скважинах в некоторых случаях достигает 20 мин.

Абсолютная погрешность определения суточного дебита по кратковременному измерению

$$\Delta Q = Q - Q_{\text{ср}}, \quad (21.2)$$

где Q — действительное значение суточного дебита.

Относительная погрешность определения суточного дебита

$$\delta = \frac{\Delta Q}{Q} 100. \quad (21.3)$$

Исследования показывают [16, 1] что погрешность определения суточного дебита по циклическому измерению уменьшается с увеличением дебита скважин и длительности измерения.

Учитывая, что при подключении скважины в начальный момент измерения в измерительной установке наблюдается переходный процесс, связанный с установлением динамического уровня в газосепараторе, соответствующего дебиту измеряемой скважины, суммарная длительность измерения дебита скважины

$$T = T_{\text{к}} + T_{\text{ц}}, \quad (21.4)$$

где $T_{\text{к}}$ — время коррекции на переходный процесс.

Периодичность измерения дебита, т. е. промежутков времени, через который необходимо измерять дебит скважины, зависит от заданной точности измерения дебита и от измерения дебита скважины во времени, что в свою очередь определяется геологической и гидродинамической характеристикой

пласта, а также темпом отбора жидкости из скважины. Периодичность измерения дебита может быть определена математической обработкой промыслового статистического материала по измерению дебита скважины за длительный (несколько месяцев) промежуток времени [8].

Разработанные в соответствии с условиями добычи и промышленного сбора и полутного газа системы и устройства для измерения дебита нефтяных скважин можно классифицировать по следующим группам: а) индивидуальные измерительные устройства и б) групповые измерительные системы.

Индивидуальные измерительные устройства служат для измерения объема и массы вещества.

Для измерения объема применяются дебитомеры объемные ДПН-3, ДПН-5, ДПН-7 и тахометрические «Тор», «Норд». Для измерения массы используются дебитомеры переменного уровня (РМЦ), вибрационные (ВМР) и массовые (ДВН-1, ДВН-2, ДВН-3, ДВН-4). Групповые измерительные системы также измеряют объем и массу вещества. Для измерения объема используются установки АГМ-2, АГМ-3, «Спутник-А, Спутник-Б», а для измерения массы — «Спутник-В», «Спутник-ВМР».

§ 2. ОБЪЕМНЫЕ ДЕБИТОМЕРЫ

Расход нефти за любой промежуток времени при объемном методе измерения является суммой измеренных объемов, отнесенных к этому периоду времени:

$$Q = \frac{nV}{t_2 - t_1}, \quad (21.5)$$

где V — объем измерительной камеры прибора; n — число измеренных объемов; $t_2 - t_1$ — промежуток времени, в течение которого проводились измерения.

Простейший прибор для измерения объема — мерный бак или мерник, представляющий собой сосуд любого поперечного сечения, имеющий устройство (мерная линейка, водомерная трубка со шкалой, поплавковое устройство) для измерения уровня вещества. Точность измерения мерником зависит от цены деления шкалы и от отношения высоты мерника к диаметру.

Устройство промышленного нефтяного дебитомера ДПН-3, представляющего собой жидкостный счетчик объемного типа, показано на рис. 21.1. Дебитомер применяется как на скважине для непрерывного измерения дебита, так и на групповой установке для попередного измерения дебита подключаемых к нему скважин. Все основные узлы дебитомера смонтированы на одном основании. Это обеспечивает легкость его монтажа непосредственно у скважины либо на групповой установке.

Дебитомер состоит из мерной емкости 5 с пневматическим датчиком предельных уровней 4. Мерная емкость снизу и сверху сужена, чтобы уменьшить погрешности при отметке предельных

уровней жидкости поплавковым устройством. Верхняя часть мерной емкости соединена с газовым пространством сепаратора. В мерную емкость жидкость из сепаратора попадает через патрубок 1 и трехходовый пневматический клапан 2. Отмеренная порция жидкости из мерной емкости направляется через трехходовой клапан и патрубок 11 в сборный коллектор 12. В нижней части мерной емкости установлен пробоотборник 10, автоматически от-

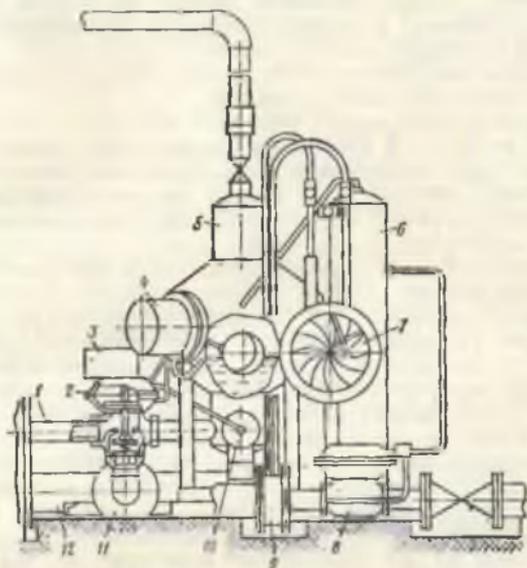


Рис. 21.1. Объемный дебитомер ДПН-3

бирающий 1—7 см³ жидкости от каждой отмеренной порции. Таким образом, в пробоотборнике накапливается средняя проба жидкости для последующего ее анализа.

Приводом для трехходового клапана и пробоотборника служит сжатый газ, отбираемый из газового коллектора скважины или непосредственно из газосепаратора. Сжатый газ для осушки попадает в емкость 6 и затем через золотниковое устройство датчика предельных уровней на мембранную головку трехходового клапана. На трехходовом клапане установлено счетное устройство 3 для определения числа порций жидкости, отмеренных дебитомером. Счетное устройство может быть с местным цифровым отсчетом или с датчиком для дистанционной передачи электрических импульсов.

На основании дебитомера установлен дифманометр 7 для измерения расхода газа, поступающего из газосепаратора. При

этом на газовой линии необходимо установить дроссельный орган 9, а также регулятор давления 8 «до себя» для поддержания постоянного давления в газосепараторе.

Пневматический датчик предельных уровней состоит из поплавка со штангой, который управляет золотниковым устройством. Золотниковое устройство состоит из двух дисков, притертых по плоскостям. В дисках имеются каналы для передачи газа к переключающему клапану. Поворот одного из дисков золотника происходит в момент достижения поплавком верхнего или нижнего уровня. В результате поворота диска газ направляется по одному из каналов в подмембранную или в надмембранную полость трехходового пневматического клапана.

Дебитомер имеет предел измерения 200 т/сут и рассчитан на давление от 0,2—0,8 МПа. Если в сепараторе давление меньше 0,2 МПа, этого недостаточно для управления пневматическими устройствами дебитомера. В данном случае следует применять промышленный нефтяной дебитомер ДПН-5 с электрическим управлением клапанами.

Принцип действия измерительной части дебитомера ДПН-5 аналогичен действию ДПН-3. Датчик предельных уровней (переключающее устройство) ДПН-5 имеет электрический выходной сигнал для управления трехходовым соленоидным клапаном и состоит из поплавка со штангой, расположенных в измерительной камере, и переключателя в отдельном взрывобезопасном корпусе. При достижении крайних верхнего и нижнего уровней кулачок замыкает или размыкает микропереключатель, подключающий к электрической цепи соленоидный привод трехходового клапана, направляющего жидкость, поступающую из сепаратора в измерительную камеру дебитомера, и измеренный объем из дебитомера в трубопровод сборного коллектора.

Дебитомер ДПН-5 имеет предел измерения 200 т/сут и относительную погрешность измерения $\pm 2,5\%$. Напряжение питания управляющих устройств 220 В, рабочее давление 0,1—0,8 МПа.

§ 3. МАССОВЫЕ ДЕБИТОМЕРЫ

Для определения массы добытой нефти надо измерить плотность нефти и умножить ее на показания объемных дебитомеров. Это представляет некоторую сложность. В последнее время появились дебитометры, определяющие производительность скважин непосредственно в единицах массы.

Одним из типов массовых дебитомеров является сепарационно-замерное устройство — щелевой массовый расходомер РМЩ. По принципу действия дебитомер представляет собой расходомер переменного уровня (см. § 4 гл. 9) с щелевой формой отверстия истечения. Если форма щели имеет вид, показанный на рис. 9.10, т. е. описывается выражением

$$x = c/\sqrt{y}, \quad (216)$$

где c — постоянный коэффициент; x — ширина щели; y — высота уровня, то зависимость между уровнем жидкости в измерительной камере и объемным расходом линейна:

$$Q = \alpha ckH = RH, \quad (21.7)$$

где Q — объемный расход жидкости; R — коэффициент пропорциональности

$$R = \alpha c \frac{\pi V \sqrt{2g}}{2} = \alpha ck = \alpha k_1; \quad (21.8)$$

$$k = \frac{\pi V \sqrt{2g}}{2}; \quad k_1 = ck;$$

α — коэффициент расхода щели; H — высота уровня жидкости над порогом нижней кромки измерительной щели.

Зависимости между массовым расходом и гидростатическим давлением столба жидкости в камере описывается уравнением

$$M = RH\rho = R\rho = \alpha ck\rho, \quad (21.9)$$

где ρ — плотность жидкости; p — гидростатическое давление столба жидкости.

Масса жидкости, заключенной в измерительной камере щелевого преобразователя расхода, если горизонтальное сечение камеры постоянно, определяется соотношением

$$M_k = \rho F_k, \quad (21.10)$$

где F_k — площадь поперечного сечения измерительной камеры.

Подставив R из (21.8) и ρ из (21.10) в (21.9), получим зависимость между значением мгновенного массового расхода жидкости, протекающей через измерительную камеру, и массой жидкости, заключенной в камере:

$$M = \frac{\alpha c M_k}{k F_k}. \quad (21.11)$$

В общем случае, если $F = f(H)$, выражение (21.11) примет вид

$$M = \frac{\alpha c M_k}{k f(H)}. \quad (21.12)$$

Таким образом, измерение расхода сводится к измерению уровня жидкости, если мы хотим получить результаты измерения в объемных единицах, или гидростатического давления столба жидкости в измерительной камере, если мы хотим получить массу. Схема массового щелевого расходомера РМЩ показана на рис. 21.2.

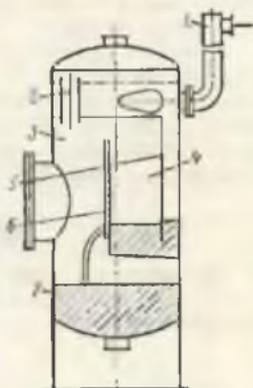


Рис. 21.2. Схема расходомера массового щелевого РМЩ

1 — гидростатическая головка; 2 — труба для перетакта газа; 3 — сепаратор; 4 — измерительная камера; 5 — перегородка; 6 — измеритель гидростатического давления столба жидкости в камере; 7 — нижняя емкость сепаратора

Измерительная установка состоит из двух частей: сепарационной и измерительной.

Нефть поступает через гидроциклонную головку 1 в сепаратор 3, где из нее выделяется газ. Сепарированная нефть поступает в измерительную камеру 4 и вытекает через насадку 6, имеющую вертикальную щель, в нижнюю часть емкости 7 сепаратора. Перегородка 5 предусмотрена для успокоения жидкости в измерительной камере.

Газ, сепарированный от нефти, поступает в верхнюю часть емкости сепаратора, по трубе 2 проходит в нижнюю часть емкости сепаратора 7 и дальше — в коллектор нефти. Профиль щели, построенный по выражению (21.7), обеспечивает получение линейной зависимости расхода от напора жидкости, находящейся под нижней кромкой щелевого отверстия истечения.

Весовой дебитомер ДВН

Весовой дебитомер ДВН представляет собой сепарационную измерительную систему (рис. 21.3), имеющую две камеры: сепарационную I и измерительную II, собранные в корпусе 2, разде-

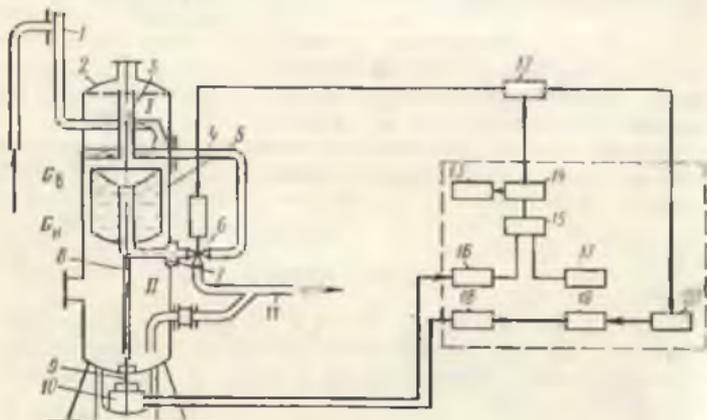


Рис. 21.3. Схема измерительной системы весового дебитомера ДВН

ленные горизонтальной перегородкой и соединенные между собой по газовому пространству патрубком 3. Сепарационная камера с гидроциклонной головкой 1 предназначена для сепарации поступающей из скважины газонефтяной смеси. Измерительный блок состоит из измерительной емкости 5, консольно закрепленной на диафрагме 7 и опирающейся посредством штанги 8 и штока 9 на шаровую опору магнитоупругого преобразователя 10 дифференциально-трансформаторного типа. Измерительная емкость II

сепарационная камера сообщаются трубой 4 с трехходовым переключающим клапаном 6.

Продукция от скважины поступает через гидроциклонную головку в сепарационную камеру, где выделившийся газ проходит в нефтегазовый коллектор 11, а жидкость через трубу 4 и трехходовый переключающий клапан поступает в измерительную емкость, вес которой возрастает по мере ее наполнения. Пропорционально весу измерительной емкости растет выходное напряжение преобразователя 10, которое поступает на блок выпрямления и температурной стабилизации 16 и далее на нуль-орган 15. При достижении заданного верхнего значения веса G_n выходное напряжение преобразователя становится равным опорному напряжению, заданному уставкой 17. Нуль-орган 15 срабатывает и подает сигнал на управляющий блок 14 исполнительного устройства, который через релейный блок 12 управляет трехходовым переключающим клапаном 7 и счетчиком 13 числа наполнений измерительной камеры. Клапан переключается на слив, жидкость из измерительной камеры сливается, а из скважины — накапливается в сепарационной камере.

Для сокращения времени слива в измерительной и сепарационной камерах регулятором создается перепад давления газа над давлением в сборном коллекторе величиной 10–100 кПа. По мере слива жидкости из измерительной емкости уменьшается ее вес и снижается выходное напряжение преобразователя веса. При достижении заданного нижнего значения веса G_n по сигналу нуль-органа клапан переключается на наполнение, а на счетчике фиксируется отвешенная порция. Затем циклы работы дебитомера повторяются, а число отвешенных порций суммируется счетчиком.

Блок автоматики включает блок питания 20, электронный стабилизатор напряжений 19, генератор питания 18, блок 16 выпрямления и температурной стабилизации выходного сигнала преобразователя массы, источник опорного напряжения 17, нуль-орган 15, блок управления исполнительным устройством 14 и счетчик числа порций. Дебит скважины определяется по показаниям счетчиков блока автоматики дебитомера.

Счетчики показывают суммарное время наполнения измерительной камеры дебитомера и число наполнений. Средний дебит (в т/сут) скважины вычисляется по формуле

$$Q = \frac{24G_n n}{T}, \quad (21.13)$$

где G_n — вес порций жидкости в измерительной камере, т; n — число отмеренных порций за время измерений; T — общее время наполнения, ч.

При отказе аппаратуры автоматики или переключающего клапана, а также при отключении электроэнергии продукция скважины переливается из мерной емкости и свободно проходит через

регулятор перепада давления в нефтегазовый коллектор, не нарушая режима работы скважины.

К достоинствам ДВН следует отнести высокую надежность сенсационного измерительного блока из-за отсутствия в нем подвижных частей, а также возможность обработки паром при отложении парафина на его внутренних частях.

Погрешность измерения ДВН определяется точностью работы нуля-органа, датчиком веса и числом циклов измерения.

Время наполнения измерительной камеры дебитомера t_i будет прямо пропорционально величине отвешиваемой порции G_k и обратно пропорционально дебиту скважины Q_i :

$$t_i = \frac{G_k}{Q_i}. \quad (21.14)$$

Тогда относительная дисперсия среднего времени накопления порции жидкости заданного веса G будет

$$\sigma_G^2 = \sigma_{G_k}^2 + \sigma_{Q_i}^2. \quad (21.15)$$

Относительную среднеквадратическую погрешность измерения дебита можно определить по формуле

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sigma_{G_k}^2 + \sigma_{Q_i}^2}}{n}. \quad (21.16)$$

Формула (21.16) показывает, что измерительное устройство дебитомера (преобразователь, нуль-орган, счетчик времени), погрешность которого определяет величину σ_{G_k} , мало влияет на точность измерения дебита. Величина σ_{G_k} может быть принята равной 0,33 вариации расхода жидкости, которая составляет 7–8%. Общая погрешность единичного взвешивания при этом увеличивается незначительно.

Дебитомер выполнен на отдельном основании. Предел измерения 400 т/сут. основная погрешность измерения $\pm 2,5\%$; рабочее давление 0,8; 2,5 и 6,4 МПа.

Вибрационный массовый расходомер ВМР

Вибрационный массовый расходомер ВМР предназначен для измерения массового расхода нефтегазовой смеси, непосредственно протекающей в трубопроводе. Измерительная система (рис. 21.4) состоит из первичного I и вторичного II преобразователей.

Первичный преобразователь представляет собой размещенный в прочном корпусе I вибратор, состоящий из заземленной одним концом трубки 2, на конце которой закреплен груз 3. В корпусе смонтированы индуктивный датчик перемещения 4 и катушка возбуждения 5. От вторичного прибора в катушку возбуждения подается короткий импульс тока, вследствие чего груз притягивается к полюсам катушки возбуждения. По окончании этого им-

пульса вибратор совершает затухающие по экспоненциальному закону гармонические колебания. При выходе из трубы газожидкостная смесь частично дегазируется и выделяемый при этом газ заполняет внутреннюю полость корпуса 1. Колебания вибратора происходят в атмосфере газа.

Дифференциальное уравнение свободных колебаний вибратора с учетом сил Кориолиса будет иметь вид

$$\ddot{\varphi} + 2\beta\dot{\varphi} + \omega^2\varphi = 0, \quad (21.17)$$

где

$$\beta = \beta_c + \beta_0 = \frac{L^2}{2J} Q_c + \frac{b}{2J}; \quad (21.18)$$

$$J = J_1 = \left(1 + \frac{m_c}{m_r}\right); \quad (21.19)$$

$$\omega^2 = \frac{W}{J} = \frac{4G_0}{2 + \frac{m_c}{m_r}}; \quad (21.20)$$

$$\omega^2 = \frac{3EJ}{l^3 m_r l_r \left(1 + \frac{3}{4} \frac{l_r}{l}\right)^2} \quad (21.21)$$

Здесь m_r и m_c — массы груза и струи газожидкостной смеси (массой упругой части вибратора и ее моментом инерции пренебрегаем), кг; $L = l + l_r$ — соответственно длины вибратора, упругой трубки и груза, м; E — модуль упругости, кгс/м²; J_1 и J_c — соответственно моменты инерции массы пустого вибратора и струи газожидкостной смеси, заполняющей вибратор, относительно места защемления, кг·м²; $J_0 = \pi/64 (D^4 - d^4)$ — геометрический момент инерции трубки, м⁴; β_c и β_0 — декремент колебания, обусловленный силами Кориолиса ($2m_c \omega_c \varphi$), и декремент колебания пустого вибратора, с⁻¹; b — коэффициент вязкого трения пустого вибратора, кг/м·с; ω — коэффициент жесткого защемления, кг·м; ω и ω_0 — соответственно резонансная частота заполненного и пустого вибратора, рад/с; $Q_c = m_c U_c$ — массовый расход смеси, кг/с; ω_c — скорость смеси, м/с.

Строго говоря, уравнение (21.17) справедливо при условии протекания через вибратор несжимаемой жидкости. При измерении расхода сжимаемой жидкости, какой является газожидкостная смесь, мы будем иметь дело с двумя колебательными системами

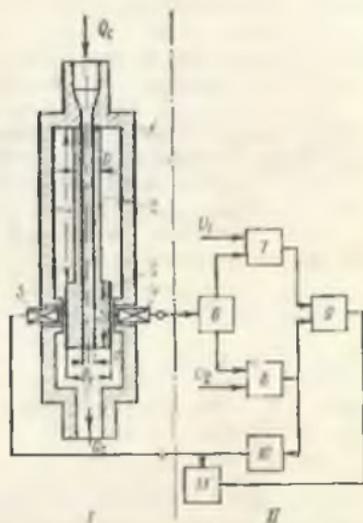


Рис. 21.4. Принципиальная схема измерительной системы вибрационного массового расходомера ВМР

и в этом случае пользоваться (21.17) нельзя. Однако, если частота вибратора составляет 5—10% средней минимальной собственной частоты колебаний смеси в трубке (что имеет место в ВМР), то влиянием смеси на характер движения вибратора можно пренебречь.

Из (21.18) можно получить

$$Q_c = \frac{2J}{L'} (\beta - \beta_0). \quad (21.22)$$

Если $m \gg m_c$, то имея в виду (21.19) и (21.20), $J = J_1 = \text{const}$ и $\omega = \omega_0 = \text{const}$.

В этом случае формула (21.22) показывает линейную связь между массовым расходом газожидкостной смеси и декрементом колебания β (величина β_0 — декремент колебания пустого вибратора — практически постоянна). Следовательно, измерив декремент колебания, мы можем судить о массовом расходе смеси.

При свободных колебаниях декремент колебания определяется из уравнения

$$\beta = \frac{1}{\Delta t_i} \ln \frac{\varphi_1}{\varphi_2} = \frac{1}{\Delta t_i} \ln \frac{U_1}{U_2}, \quad (21.23)$$

где φ_1 и φ_2 , U_1 и U_2 — фиксированные амплитуды колебаний вибратора и соответствующие им напряжения на выходе выпрямителя; Δt_i — интервал времени затухания вибратора от амплитуды φ_1 до амплитуды φ_2 .

Ранее было указано, что отношения опорных напряжений $\frac{U_1}{U_2} = 2,73 = l$ представляют собой колебания. Эти колебания датчиком перемещения 4 преобразуются в затухающее по амплитуде напряжение переменного тока. Последнее при помощи выпрямителя 6 преобразуется в уменьшающееся по экспоненциальному закону напряжение постоянного тока U , которое поступает на вход двух нуль-органов 7 и 8. Величина опорного напряжения U_1 нуль-органа 7 в 2,73 раза больше опорного напряжения U_2 нуль-органа 8.

В момент, когда $U = U_1$, нуль-орган 7 подает сигнал начала счета инструментального времени в блок суммирования интервалов времени 9.

При достижении напряжением U значения, равного значению опорного напряжения U_2 , нуль-орган 8 подает в блок 9 сигнал о прекращении счета инструментального времени. В блоке 9 будет зафиксировано время Δt_i . Этот же сигнал заставляет работать блок возбуждения 10, который посылает мощный короткий импульс тока в счетчик импульсов 11 и в катушку возбуждения 12. Этот процесс будет повторяться до тех пор, пока в блоке суммирования 9 не накопится заданный оператором интервал времени. Счетчик импульсов возбуждения зафиксирует при этом число прошедших импульсов n .

Очевидно, что

$$T = \sum_{i=1}^n \Delta t_i = n \Delta t_{\text{ср}},$$

где $\Delta t_{\text{ср}}$ — средний интервал времени.

В зависимости от скорости уменьшения напряжения U , которая будет зависеть от величины декремента колебания вибратора, будет изменяться и величина интервалов времени Δt_i , а следовательно, и число n прошедших за время T импульсов возбуждения. Как будет показано ниже, это число n и является мерой массового расхода газожидкостной смеси, протекающей через вибратор.

При протекании по колеблющейся трубе вибратора газожидкостной смеси части трубы участвуют в колебательном движении. При этом возникают силы Кориолиса, оказывающие демпфирующее действие, следовательно, $\ln \frac{U_1}{U_2} = 1$, поэтому

$$\beta_i = \frac{1}{\Delta t_i}. \quad (21.24)$$

Массовый расход за один цикл измерения, таким образом, может быть найден из выражения (21.22)

$$Q_{ci} = k \left(\frac{1}{\Delta t_i} - \frac{1}{\Delta t_0} \right), \quad (21.25)$$

где $k = 2J/L^2$ — постоянная вибратора; Δt_0 — интервал времени пустой трубки.

Ранее мы имели $\Delta t_{\text{ср}} = T/n$. Очевидно также, что $\Delta t_0 = T/n_0$.

Таким образом, массовый расход газожидкостной смеси, прошедшей через вибратор за время T ,

$$Q_c = \sum_{i=1}^n Q_{ci} = \frac{k}{T} (n - n_0), \quad (21.26)$$

где n и n_0 — числа циклов колебаний вибратора соответственно при наличии и отсутствии газожидкостного потока; T — заданное инструментальное время измерения.

Прибор ВМР-1 имеет предел измерения от 25 до 400 т/сут. Основная приведенная погрешность измерения $\pm 4\%$.

§ 4. ГРУППОВЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА

Групповые установки для автоматического измерения дебита нефтяных скважин применяются на нефтяных промыслах с групповым герметизированным сбором нефти и газа. Структурно различные системы группового автоматического измерения дебита состоят из одних и тех же блоков, перечисленных в § 1 настоящей главы. В качестве измерительных устройств в групповых уста-

ловках применяют тахометрические («ТОР»), объемные (ДИН-3, ДИН-5, ДИН-7), переменного уровня (щелевые РМШ), весовые (ДВН) и массовые (ВМР).

Групповая автоматизированная установка «Спутник» предназначена для автоматического измерения дебита скважин, подключения к групповой установке, контроля за работой скважин по наличию подачи и автоматического отключения скважин при аварийном состоянии на групповой установке.

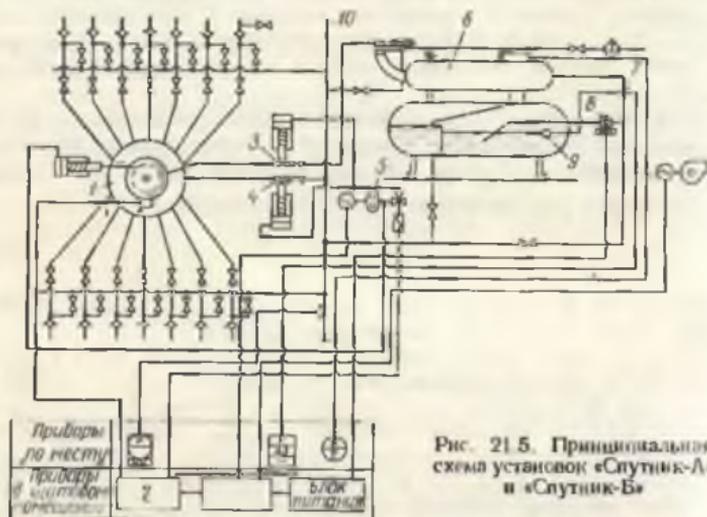


Рис. 21.5. Принципиальная схема установок «Спутник-А» и «Спутник-Б»

Установка предназначена для применения при однотрубной системе сбора на нефтепромыслах Западной Сибири, Коми АССР, Татарии, Башкирии и других районах, имеющих низкие температуры окружающей среды. Поэтому состоит установка из двух утепленных закрытых блоков: измерительного и блока приборов управления.

Установка обеспечивает поочередное подключение скважин к измерению на определенное время в соответствии с программой, задаваемой блоком местной автоматики. Установка выпускается в трех модификациях: «Спутник-А», и «Спутник-Б» и «Спутник-В».

Принципиальная схема установок «Спутник А» и «Спутник-Б» показана на рис. 21.5.

Установки состоят из многоходового переключателя 1, двух отсекаателей 3 и 4, установленных на расходомерной и выкидной линиях, электрогидравлического привода ГП-1 5 для управления переключателем скважин и отсекаателями, блока управления 2 для управления приборами, выдачи сигналов на диспетчерский пункт, и учета измеряемой жидкости; гидроциклонного сепаратора 6 для отделения газа от измеряемой жидкости.

Установка работает следующим образом. Нефть из скважины поступает в многоходовый переключатель 1. Продукция из скважины через коллектор направляется в измерительный сепаратор и затем в турбинный счетчик 8 (ТОР-1-50). Продукция остальных скважин направляется через общий коллектор 10 либо в сборно-сепарационную емкость, либо в сборный трубопровод.

Программа контроля дебита скважины задается реле времени в блоке управления. Через заданные промежутки времени реле включает гидропривод и скважины подключаются к измерителю. Контроль подачи скважины определяется по работе измерителя с сигнализацией об аварийном состоянии через блок местной автоматики.

Дебит измеряется путем кратковременного пропуска жидкости, накопившейся в сепараторе, через турбинный измеритель. Накопление жидкости в нижнем сосуде сепаратора до заданного уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляется при помощи поплавкового регулятора 9 и крана 7 на газовой линии. Всплывание поплавка регулятора до верхнего уровня приводит к закрытию газовой линии, вследствие чего давление в сепараторе повышается и происходит продавка жидкости из сепаратора через турбинный счетчик 8, установленный выше верхнего заданного уровня жидкости. При достижении поплавком нижнего заданного уровня открывается кран 7, давление между сепаратором и коллектором выравнивается, продавка жидкости прекращается.

Время накопления в сепараторе и число импульсных пропусков жидкости через счетчик за время измерения зависит от дебита измеряемой скважины. Время продавки жидкости через расходомер от дебита скважины практически не зависит.

Такой циклический метод измерения обеспечивает пропуск потока жидкости через счетчик всегда в турбулентном режиме при узком диапазоне измерения расхода, что дает возможность обеспечить широкий диапазон измерения дебита скважин. Дебит каждой скважины измеряют путем регистрации накапливаемых объемов жидкости (в м³), прошедших через счетчик, на индивидуальном счетчике импульсов в блоке местной автоматики.

Аварийное отключение скважин происходит в случае превышения давления в сепараторах, при переполнении или при отключении электроэнергии. В этих случаях по сигналу датчика предельного уровня или электроконтактного манометра блок местной автоматики отключает напряжение с соленоидного клапана гидропривода, вследствие чего поршни приводов отсекаателей 3 и 4 под действием силовых пружин перекрывают трубопроводы.

После ликвидации аварии и снятия сигнала аварии на блоке местной автоматики включается автоматический гидропривод и под действием давления масла, подаваемого под поршни отсекаателей, последние открываются. Давление контролируется манометром 9.

На установке предусмотрена возможность ручного подключения скважин к измерительному устройству. Объем отсепариро-

ванного газа измеряется по методу переменного перепада давления дифманометром. Для этой цели на выкидной газовой линии устанавливается камерная диафрагма.

Установка «Спутник-А» рассчитана на давление измеряемой среды p до $15,7 \cdot 10^6$ Па; поддержание нормальной температуры в замерно-переключающем блоке осуществляется при помощи радиатора, подключенного к наружному газовому обогревателю «Спутник-А40» — рассчитан на давление p до $39,2 \cdot 10^6$ Па.

Установка «Спутник-Б» предназначена для автоматического измерения дебита нефти, воды и газа. Установка позволяет осуществлять контроль за работой скважин по наличию подачи жидкости, раздельный сбор обводненной и необводненной нефти, подачу реагента в поток и отключение скважины при аварийном состоянии или по команде с диспетчерского пункта.

По конструкции установка «Спутник-Б» аналогична установке «Спутник-А» и отличается от последней наличием прибора для определения содержания воды в нефти (влагомера), насосов-дозаторов, специальных клапанов для ловли депарафинизационных шаров и регистрирующего блока.

Объем воды в жидкости определяют влагомером (см. § 2, гл. 13), установленным на выкидном коллекторе после расходомера. Насос-дозатор предназначен для подачи реагента в общий коллектор для демульсации нефти. В измерительном сепараторе применяется пневматический регулятор уровня в отличие от применяемого в установке «Спутник-А» механического регулятора.

Установка «Спутник-В» отличается от рассмотренных выше весовым методом измерения продукции скважин. Установка предназначена для автоматического измерения дебита нефтяных скважин с циклическим подключением их к измерительному устройству по программе, установленной в блоке автоматики. К установке может быть подключено до 14 скважин.

Установка состоит из двух блоков: технологического и блока автоматики. Технологический блок, смонтированный на общей раме, включает устройства подключения трубопроводов от скважин, датчики и исполнительные устройства автоматики, измерительное устройство. Блок автоматики включает: аппаратуру управления установкой, вторичную измерительную аппаратуру с устройствами регистрации, обработки и индикации, устройства телепередачи и блок электропитания.

Для измерения объема продукции какой-либо скважины блок автоматики (БА) включает соответствующий электрогидравлический привод трехходового клапана и измеряемый поток направляется в измерительное устройство.

Измерительное устройство представляет собой вертикальный сепаратор с мерной емкостью, опирающийся через сальниковое устройство на датчик веса. На корпусе сепаратора установлены радиоактивные индикаторы уровня ГР-7, используемые для фиксации объема измерения. С одной стороны устанавливаются изме-

чатели, с другой — приемники излучения. В измерительном устройстве происходит сепарация газа, который через открытую заслонку направляется в общий коллектор, а жидкость накапливается в мерной емкости.

Дебит общей жидкости определяется путем измерения массы жидкости, накапливаемой в объеме между датчиками верхнего (ВУ) и нижнего (НУ) уровней, и регистрации времени накопления этой массы. Дебит чистой нефти измеряется путем сравнения массы жидкости в заданном объеме с массой чистой воды, которая занимала бы этот объем. По окончании цикла измерения подается сигнал на закрытие заслонки на газовой линии и возрастающим при этом внутри измерительного устройства давлением накопленной в измерительной емкости жидкость выдавливается. При достижении жидкостью нижнего уровня заслонка на газовой линии открывается и происходит следующий цикл измерения. Масса жидкости $M_{ж}$ в объеме между датчиками уровня за каждый цикл измерения, время накопления этой массы, число циклов измерения и общее время измерения регистрируются в счетно-решающем устройстве блока автоматики.

Масса чистой нефти $M_{ч}$ в отсекаемом объеме жидкости находится из выражения

$$M_{ч} = k(M_{ж} - M_{н}), \quad (21.27)$$

где k — коэффициент, учитывающий плотность нефти и воды; $M_{н}$ — масса пластовой воды в отсекаемом объеме.

Время непрерывного измерения дебита скважины (цикл измерения) устанавливается оператором в блоке автоматики и может выдерживаться для каждой скважины специальным электронным программирующим устройством в 3, 6, 12, 24 ч.

Результаты измерения пересчитываются в заданных единицах (т/сут) и фиксируются на соответствующих накопительных устройствах системы телемеханики. Очередная скважина может быть подключена к измерительному устройству только после снятия (сброса) показаний ранее проведенных измерений.

Если в течение 2 ч измерительное устройство не сделает ни одного цикла измерения, то скважина будет автоматически отключена от дебитомера, нефть направлена в общий коллектор, а блок автоматики передаст в систему телемеханики сигнал «отсутствие подачи». В период между очередными измерениями по автоматической программе контроль за работой скважины ведется датчиками подачи, установленными в технологическом блоке.

Установка рассчитана на пределы измерения 10–400 т/сут, рабочее давление 6,4 МПа, погрешность измерения жидкости $\pm 2,5\%$, погрешность измерения чистой нефти $\pm 6\%$.

В установке «Спутник ВМР 40-14/400» в качестве измерителя дебита используются вибрационные массовые расходомеры ДВМР-1. К одной установке подключается до 14 скважин.

Обработка информации о дебите нефтяных скважин, поступающей от измерителей ДВМР-1, с регистрацией суточного дебита по каждой скважине и по группе скважин в целом выполняется блоком местной автоматики БМА-36. Информация обрабатывается по формуле (21.26), которую запишем в виде

$$Q_c = \frac{k}{T} \ln \frac{U_1}{U_2} (n - n_0). \quad (21.28)$$

При инструментальном времени T суточный дебит скважины определяется выражением

$$Q_c = \frac{24c}{T} (n - n_0), \quad (21.29)$$

где

$$c = k \ln \frac{U_1}{U_2}.$$

Поскольку постоянная k каждого прибора отличается от теоретического значения, в схему обработки информации введено корректирующее устройство для идентифицирования коэффициента c , установив его путем изменения отношения U_1/U_2 эквивалентным 0,1 цикла. Это достигается специальным подбором для каждого измерителя опорного напряжения нуль-органа, контролирующего нижний нормированный уровень амплитуды выходного сигнала. Такое решение наряду с выбором времени измерения $T = 2,4$ ч позволило с помощью сравнительно простой схемы автоматизировать процесс обработки информации. При этом массовый расход смеси

$$Q_c = (n - n_0). \quad (21.30)$$

В первых образцах установки «Спутник ВМР-14/400» предусматривалось на выкидной линии каждой скважины, подключенной к установке, вводить отдельный измеритель. Это повышает стоимость установки и приводит к увеличению эксплуатационных расходов из-за необходимости контрольных проверок большого числа измерителей. В дальнейшем была разработана измерительная установка, имеющая два измерительных устройства на различные пределы измерений, к которым подключается с помощью переключателей для измерения дебита каждая из 14 соединенных с установкой скважин по заданной программе.

Установка состоит из двух блоков: 1) технологического, включающего измерители, переключатели скважин, отсекающие устройства и датчики давлений; 2) блока автоматики, включающего аппаратуру приема обработки и передачи информации, а также блока электропитания. Схема установки приведена на рис. 21.6.

Продукция скважин через задвижки 1 и обратные клапаны поступает к двум переключателям 3 ПСМ-5, каждый из которых рассчитан на подключение семи скважин. Затем поток измеряемой

скважины направляется к измерительному устройству, а остальных скважин — в общий коллектор. Производительность скважины измеряется двумя вибрационными массовыми расходомерами *Б*, рассчитанными на различные пределы измерений. Измерители в зависимости от предполагаемой производительности скважины

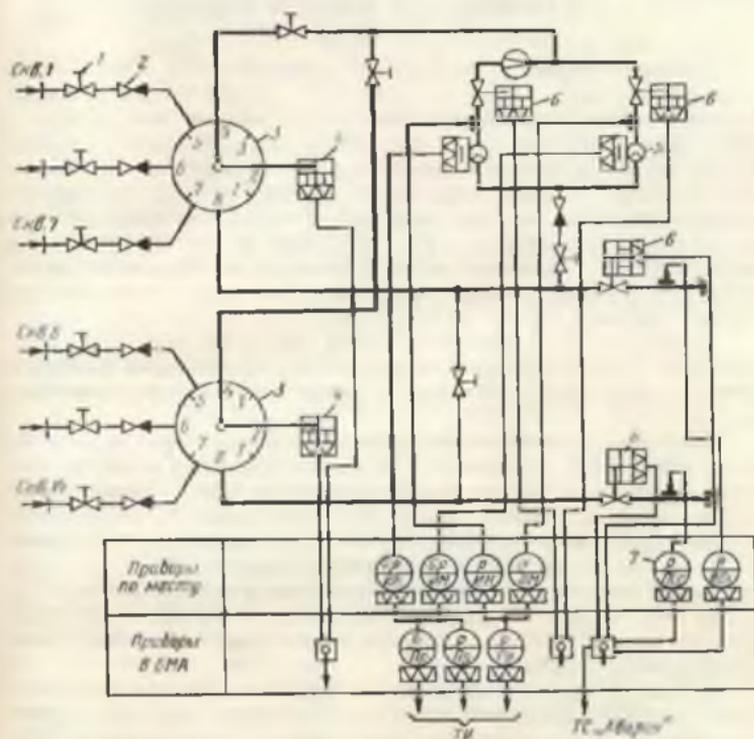


Рис. 21.6. Принциповая схема групповой установки «Спутник ВМР40-14/400»

подключаются в соответствии с программой, установленной в блоке местной автоматики БМА-38. Программа предусматривает подключение либо одного из измерителей, либо двух для параллельной работы.

К измерительному коллектору сначала подключаются скважины от одного переключателя ПСМ-5, а затем от другого. Привод переключателей осуществляется электромеханическими насосами 4 НЭМ-2 по сигналу блока местной автоматики.

При возникновении недопустимого значения давления в коллекторе по сигналу контактного манометра 7 включается автоматическое запорное устройство 6 АЗУ-2 и одновременно по системе телемеханики (ТС) посылается телесигнал «Авария».

§ 5. УСТАНОВКИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И МАССЫ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

Совершенствование технологии промышленного сбора нефти и попутного газа, внедрение герметичных систем и блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования привело к значительному укрупнению нефтепромысловых объектов, при котором на центральные сборные пункты поступает нефть многих месторождений и нефтепромысловых предприятий. До последнего времени основным методом учета нефти было измерение ее объема в атмосферных резервуарах. Использование резервуаров для учета нефти связано с потерями нефти, большими капитальными затратами и эксплуатационными расходами, низкой производительностью труда.

Автоматическое измерение массы товарной нефти при откачке ее в магистральные нефтепроводы обеспечивает снижение потерь легких фракций нефти и уменьшение эксплуатационных затрат.

Погрешность измерения массы нефти в резервуарах по различным источникам составляет 0,5—1,0%. При этом принято, что погрешность калибровки резервуаров равна 0,2%. Однако такая погрешность калибровки может быть гарантирована только для резервуаров вместимостью до 500 м³, а для резервуаров большей вместимости погрешность калибровки может быть 0,4—1% и, следовательно, погрешность измерения массы нефти в резервуарах может быть в лучшем случае в пределах 0,6—1,1%.

При автоматическом измерении объема нефти можно добиться значительно большей точности.

В последнее время на нефтяных промыслах начато интенсивное внедрение автоматических измерительных установок, обеспечивающих безрезервуарную сдачу нефти. К числу таких установок относятся отечественные установки «Рубин» и выпускаемые комбинатом автоматики ММГ Венгерской Народной Республики станции учета нефти (СУН).

Установка «Рубин» предназначена для автоматического точного измерения объема товарной нефти с приведением к температуре 20° С, автоматического возврата некондиционной нефти на повторную подготовку, отбора средней пробы пропорционально прокачиваемому объему.

Принципиальная схема установки «Рубин-М» приведена на рис. 21.7. Установка «Рубин» состоит из блока измерения I, блока управления II, трубопоршневой поверочной установки III и насосов внешней перекачки IV.

Блок измерения имеет влагомер 5, фильтр 4, два гидравлических отсека 6, 7 коллектора ОКГ, гидравлический привод ПП, турбинный датчик, преобразователь расхода, магнитондукционный преобразователь расхода, термометр сопротивления, преобразователь. Все перечисленные приборы смонтированы на металлической раме, на которой расположено также оборудование с трубопроводной арматурой.

Блок управления включает блок сопровождающей электроники и блок местной автоматики, смонтированные на общем основании.

В процессе перекачки нефти по трубопроводу установка выполняет следующие операции: измерение объема перекачанной нефти; автоматическое приведение измеренного объема нефти при температуре $t^{\circ}\text{C}$ к объему при температуре 20°C и с регистрацией приведенного объема на счетчике блока сопровождающей электроники; отбор средней пробы нефти; измерение обводненности нефти в потоке с сигнализацией о предельно допустимых значениях обводненности и автоматическое переключение некондиционной нефти на повторную обработку с выдачей аварийного сигнала.

Установка работает следующим образом. Товарная нефть через фильтр 4, влагомер 5, отсека 6 коллектора на линии товарной нефти и турбинный датчик 8 транспортируется потребителю. При предельном содержании воды в нефти зонд влагомера выдает сигнал. С помощью гидропривода отсека 6 перекрывает линию товарной нефти, одновременно отсека 7 открывает линию возврата некондиционной нефти. Некондиционная нефть (нефть с повышенным содержанием влаги) возвращается в товарный парк 1 для дополнительной обработки.

При прекращении поступления сигнала о недопустимом содержании влаги происходит взаимное переключение отсека 6 товарной линии и линии некондиционной нефти, после чего нефть снова (через буферную емкость 2 и подпорный насос 3) поступает в линию товарной нефти. Поток товарной нефти, проходя через датчик, вращает турбину с угловой скоростью, пропорциональной линейной скорости потока.

С помощью магнитондукционного датчика происходит пропорциональное преобразование угловой скорости вращения турбины в частоты электрических импульсов, поступающих в блок сопровождающей электроники для пересчета.

Одновременно в процессе перекачки товарной нефти термометр сопротивления 9 непрерывно измеряет температуру рабочей среды и выдает соответствующий сигнал также на блок сопровождающей электроники.

Сигналы, поступившие с магнитондукционного датчика и термометра сопротивления, обрабатываются, и в счетное устройство вводится температурная поправка для приведения измеренного объема товарной нефти к температуре 20°C . Окончательный

результат об объеме товарной нефти (в м³), сданной потребителю, фиксируется на шестипозиционном электроимпульсном счетчике, установленном на лицевой панели блока сопровождающей электроники. Показания снимаются визуально по мере необходимости. В счетчике предусмотрен сброс показаний.

Для периодического лабораторного контроля качества нефти в установке предусмотрен пробоотборник средней пробы 10.

В зависимости от применяемых преобразователей расхода «НОРД» (условный проход и предел измерения) выпускаются

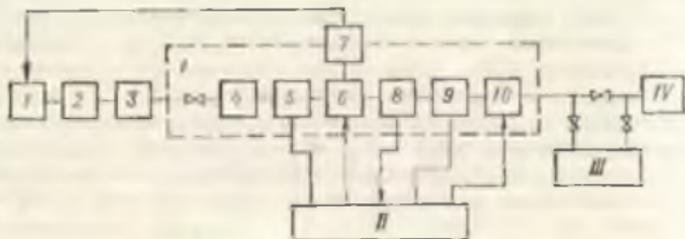


Рис. 21.7. Принципиальная схема автоматической установки «Рубин-М»

установки «Рубин-М» трех модификаций (в скобках указана производительность, м³/ч): «Рубин М-100» (25—250) «Рубин М-150» (50—500), «Рубин М-200» (90—900).

Максимальная пропускная способность 2000 т/сут, минимальная — 5000 т/сут. Относительная погрешность измерения объема $\pm 0,5\%$, рабочее давление $40 \cdot 10^5$ Па. Выпускаемая Венгерской Народной Республикой станция учета нефти (СУН) КОР-МАС (сокращенное от английского Corrected MassFlow — скорректированное измерение массового расхода) предназначена для измерения массового расхода и объема протекающей по трубопроводу газонефтяной смеси и чистой нефти, влагосодержания, солевого содержания и плотности.

Станция учета состоит из технологической части, узла качества, электронного блока, блока передачи и сигнализации данных, блока цифрпечати и трубопоршневого устройства.

Технологическая часть содержит три измерительные ветви (рабочую, резервную, контрольную), в которых находятся измерительные движки, фильтры, датчики перепада давления (дрессельные устройства), струевыпрямители и турбинные расходомеры.

Измеряемый поток входит в измерительную установку по трубе 13 (рис. 21.8) и выходит по трубе 16.

Турбинные расходомеры 4" — 4" два рабочих и один контрольный смонтированы в параллельные измерительные ветви.

Измерители качественных параметров — преобразователи (плотности 9, влагосодержания 7 и солевого содержания 6) смонти-

рованы в отводной части на выходной части трубопровода. Прокатка нефти через отводную часть осуществляется насосом 8.

Для обеспечения качественных измерений предусмотрены фильтры и струевыпрямители 3' — 3". Для контроля работы установки на входе и выходе установлены манометры 11 и 14 и термометры 12 и 15. Для поверки турбинных расходомеров в комплект СУН входит трубопоршневая установка 1, к которой

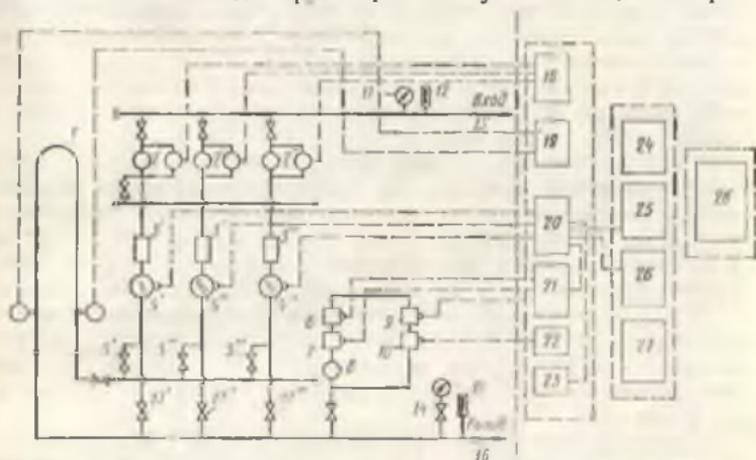


Рис. 21.8. Принципиальная схема СУН КОР-МАС.

1 — трубопоршневая установка; 2' — 2" — дроссели; 3' — 3" — фильтры; 4' — 4" — турбинные расходомеры; 5' — 5" — задвижки; 6 — преобразователь соледержания; 7 — преобразователь влагосодержания; 8 — насос; 9 — влитометр; 10 — пробоотборник; 11, 14 — манометры; 12, 15 — термометры; 13, 16 — вход и выход измеряемого вещества; 17' — 17" — переключающие задвижки; 18 — сигнализатор Др; 19 — блок трубопоршневой установки; 20 — операционное устройство; 21 — блок качества; 22 — блок автоматического пробоотборника; 23 — «Ультраквант»; 24 — устройство сигнализации положения задвижек; 25 — преобразователь цифрочпечати; 26 — блок телемеханики; 27 — блок питания; 28 — устройство для печатания таблиц

с помощью задвижек 5' — 5" можно подключить любой из расходомеров. Кроме того, показания турбинных расходомеров могут быть проверены путем сравнения с показаниями образцового расходомера «Ультраквант» 23, который подключается к измерительной линии соответствующими переключателями.

Сигналы от измерительных турбин (от каждой в отдельности) поступают в операционное устройство 20, где имеются аналоговый и цифровой интегратор. На входе интегратора получается сигнал, пропорциональный объему нефти, протекающей через для расходомера. Объем считывается с аналогового прибора. Выходные импульсы цифрового интегратора делятся цифровым делителем на калибровочный коэффициент k , в результате чего импульсы, выходящие из делителя, соответствуют объему нефти, протекающему через расходомеры. Эти импульсы суммируются электромеханическим счетчиком.

Сигнал плотномера поступает на аналоговый прибор и далее в операционный блок.

Сигналы измерителей влагосодержания и соледержания через аналоговый интегратор также попадают в операционный блок. Их значения могут также считываться с аналоговых вторичных приборов.

В операционном блоке электрические сигналы от турбинных расходомеров из цифрового интегратора, пропорциональные объемному расходу нефти, и сигнал аналогового интегратора, пропорциональный сумме объемного процента влаго- и соледержания, а также выходной сигнал электронного блока плотномеров автоматически пересчитываются в показатели массы брутто и чистой нефти, протекающей по СУН.

Сигналы, соответствующие двум значениям расхода, попадают в цифровой делитель, где происходит деление на калибровочный коэффициент k . На выходах двух делителей получаются импульсы, соответствующие массе брутто или чистой нефти, выраженной в единицах коммерческого учета. Их суммируют электронемеханические счетчики, с которых считывается их значение.

Для отбора средней пробы жидкости из трубопровода, характеризующей среду за определенный промежуток времени, необходимой для лабораторных исследований, на СУН предусмотрен автоматический пробоотборник 10, который получает управление от блока 22.

Станция учета нефти (СУН КОР-МАС) имеет следующую техническую характеристику: объемный расход 4000 м³/ч; рабочее давление 6,4 МПа; рабочая температура -5 ÷ 50° С; температура окружающей среды -40 ÷ 50° С; вязкость измеряемой среды (1—50) 10⁻² м²/с; плотность измеряемой среды 750—900 кг/м³; содержание воды от 0 до 5%; содержание солей 0—50 и 0—500 мг/дм³. Погрешность измерения ±1%. Диаметр измерительной вилки 100; 150; 200; 250; 300; 400 мм.

Значения интеграла $\Phi(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^z e^{-\frac{z^2}{2}} dz$

z	$\Phi(z)$	z	$\Phi(z)$	z	$\Phi(z)$	z	$\Phi(z)$
1	2	3	4	5	6	7	8
0,00	0,0000	0,65	0,2422	1,30	0,4032	1,95	0,4744
0,01	0,0040	0,66	0,2454	1,31	0,4040	1,96	0,4750
0,02	0,0080	0,67	0,2486	1,32	0,4066	1,97	0,4756
0,03	0,0120	0,68	0,2517	1,33	0,4082	1,98	0,4761
0,04	0,0160	0,69	0,2549	1,34	0,4099	1,99	0,4767
0,05	0,0199	0,70	0,2580	1,35	0,4115	2,00	0,4772
0,06	0,0239	0,71	0,2611	1,36	0,4131	2,02	0,4783
0,07	0,0279	0,72	0,2642	1,37	0,4147	2,04	0,4793
0,08	0,0319	0,73	0,2673	1,38	0,4162	2,06	0,4803
0,09	0,0359	0,74	0,2703	1,39	0,4177	2,08	0,4812
0,10	0,0398	0,75	0,2734	1,40	0,4192	2,10	0,4821
0,11	0,0438	0,76	0,2764	1,41	0,4207	2,12	0,4830
0,12	0,04778	0,77	0,2794	1,42	0,4222	2,14	0,4838
0,13	0,0517	0,78	0,2823	1,43	0,4236	2,16	0,4846
0,14	0,0557	0,79	0,2852	1,44	0,4251	2,18	0,4854
0,15	0,0596	0,80	0,2881	1,45	0,4265	2,20	0,4861
0,16	0,0636	0,81	0,2910	1,46	0,4279	2,22	0,4868
0,17	0,0675	0,82	0,2939	1,47	0,4292	2,24	0,4875
0,18	0,0714	0,83	0,2967	1,48	0,4306	2,26	0,4881
0,19	0,0753	0,84	0,2995	1,49	0,4319	2,28	0,4887
0,20	0,0793	0,85	0,3023	1,50	0,4332	2,30	0,4893
0,21	0,0832	0,86	0,3051	1,51	0,4345	2,32	0,4898
0,22	0,0871	0,87	0,3078	1,52	0,4357	2,34	0,4904
0,23	0,0910	0,88	0,3106	1,53	0,4370	2,36	0,4909
0,24	0,0948	0,89	0,3133	1,54	0,4382	2,38	0,4913
0,25	0,0987	0,90	0,3159	1,55	0,4394	2,40	0,4918
0,26	0,1026	0,91	0,3186	1,56	0,4406	2,42	0,4922
0,28	0,1064	0,92	0,3212	1,57	0,4418	2,44	0,4927
0,29	0,1141	0,94	0,3264	1,59	0,4441	2,48	0,4934
0,30	0,1179	0,95	0,3289	1,60	0,4452	2,50	0,4938
0,31	0,1217	0,96	0,3315	1,61	0,4463	2,52	0,4941
0,32	0,1255	0,97	0,3340	1,62	0,4474	2,54	0,4945
0,33	0,1293	0,98	0,3365	1,63	0,4484	2,56	0,4948
0,34	0,1331	0,99	0,3389	1,64	0,4495	2,58	0,4951
0,36	0,1368	1,00	0,3413	1,65	0,4505	2,60	0,4953
0,36	0,1406	1,01	0,3438	1,66	0,4515	2,62	0,4956
0,37	0,1443	1,02	0,3461	1,67	0,4525	2,64	0,4959
0,38	0,1480	1,03	0,3485	1,68	0,4535	2,66	0,4961
0,39	0,1517	1,04	0,3508	1,69	0,4545	2,68	0,4963
0,40	0,1554	1,05	0,3531	1,70	0,4554	2,70	0,4965
0,41	0,1591	1,06	0,3554	1,71	0,4561	2,72	0,4967
0,42	0,1638	1,07	0,3577	1,72	0,4573	2,74	0,4969
0,43	0,1664	1,08	0,3599	1,73	0,4582	2,76	0,4971
0,44	0,1700	1,09	0,3621	1,74	0,4591	2,78	0,4973
0,45	0,1736	1,10	0,3643	1,75	0,4599	2,80	0,4974
0,46	0,1772	1,11	0,3665	1,76	0,4608	2,82	0,4976
0,47	0,1808	1,12	0,3686	1,77	0,4616	2,84	0,4977
0,48	0,1844	1,13	0,3708	1,78	0,4625	2,86	0,4979

k = n - 1	α												
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95	0,98	0,99	0,995
28	0,127	0,256	0,389	0,530	0,683	0,855	1,056	1,313	1,701	2,048	2,467	2,763	3,674
29	0,127	0,256	0,389	0,530	0,683	0,854	1,055	1,311	1,699	2,045	2,462	2,756	3,659
30	0,127	0,256	0,389	0,530	0,683	0,854	1,055	1,310	1,697	2,042	2,457	2,750	3,646
40	0,126	0,255	0,388	0,529	0,681	0,851	1,050	1,303	1,684	2,021	2,423	2,704	3,551
60	0,126	0,254	0,387	0,527	0,679	0,848	1,046	1,296	1,671	2,000	2,390	2,660	3,460
120	0,126	0,254	0,386	0,526	0,677	0,845	1,041	1,289	1,665	1,980	2,358	2,617	3,373
	0,126	0,253	0,385	0,524	0,674	0,842	1,036	1,282	1,645	1,960	2,326	2,576	3,291

Значения χ^2 при различных числах измерения n

Приложение III

n	q = 1 - α				n	q = 1 - α			
	0,10	0,06	0,025	0,01		0,1	0,05	0,025	0,01
3	1,406	1,412	1,414	1,414	15	2,326	2,493	2,638	2,808
4	1,645	1,689	1,710	1,723	16	2,354	2,523	2,670	2,837
5	1,731	1,869	1,917	1,955	17	2,380	2,551	2,701	2,871
6	1,894	1,996	2,067	2,130	18	2,404	2,557	2,728	2,903
7	1,974	2,093	2,182	2,265	19	2,426	2,600	2,754	2,932
8	2,041	2,172	2,273	2,374	20	2,447	2,623	2,778	2,959
9	2,097	2,237	2,349	2,464	21	2,467	2,644	2,801	2,984
10	2,146	2,294	2,414	2,540	22	2,486	2,664	2,823	3,008
11	2,190	2,383	2,470	2,606	23	2,504	2,683	2,843	3,030
12	2,230	2,437	2,519	2,663	24	2,520	2,701	2,862	3,051
13	2,267	2,488	2,562	2,714	25	2,537	2,717	2,880	3,071
14	2,302	2,536	2,602	2,759					

Приложение IV

Интегральная функция χ^2 распределения Пирсона для различных R и P

R	P												
	0,01	0,02	0,05	0,10	0,20	0,30	0,50	0,70	0,80	0,90	0,95	0,98	0,99
1	0,000157	0,000628	0,00393	0,0158	0,0642	0,148	0,455	1,074	1,642	2,706	3,841	5,412	6,635
2	0,0201	0,0404	0,103	0,211	0,446	0,713	1,386	2,408	3,219	4,605	5,991	7,824	9,210
3	0,115	0,185	0,352	0,584	1,005	1,424	2,366	3,665	4,642	6,251	7,815	9,837	11,345
4	0,297	0,429	0,711	1,064	1,649	2,195	3,357	4,878	5,989	7,779	9,488	11,666	13,277
5	0,554	0,752	1,145	1,743	2,610	3,343	5,000	4,351	6,064	7,289	11,070	13,388	15,086
6	0,872	1,134	1,635	2,204	3,070	3,828	5,348	7,351	8,558	10,645	12,592	15,033	16,812
7	1,239	1,564	2,167	2,833	3,822	4,671	6,346	8,383	9,803	12,017	14,067	16,622	18,475
8	1,646	2,032	2,733	3,490	4,594	5,527	7,344	9,524	11,030	13,362	15,507	18,168	20,090
9	2,088	2,532	3,325	4,168	5,380	6,393	8,343	10,656	12,242	14,684	16,919	19,679	21,666
10	2,558	3,059	3,940	4,865	6,179	7,267	9,342	11,781	13,442	15,987	18,307	21,161	23,209
11	3,053	3,609	4,575	5,578	6,989	8,148	10,341	12,899	14,631	17,275	19,675	22,618	24,725
12	3,571	4,178	5,226	6,304	7,807	9,034	11,340	14,011	15,812	18,549	21,054	24,054	26,217
13	4,107	4,765	5,892	7,042	8,634	9,926	12,340	15,119	16,985	19,812	22,362	25,472	27,688
14	4,660	5,368	6,571	7,790	9,467	10,821	13,336	16,222	18,151	21,064	23,685	26,873	29,141
15	5,229	5,995	7,261	8,547	10,307	11,721	14,339	17,322	19,311	22,307	24,996	28,259	30,578
16	5,812	6,614	7,992	9,312	11,152	12,624	15,338	18,418	20,465	23,542	26,296	29,633	32,000
17	6,408	7,255	8,672	10,085	12,002	13,531	16,338	19,511	21,615	24,769	27,587	30,995	33,405
18	7,015	7,906	9,390	10,865	12,857	14,440	17,338	20,601	22,760	25,989	28,689	32,346	34,805
19	7,633	8,567	10,117	11,661	13,716	15,352	18,338	21,689	23,900	27,204	30,144	33,687	36,191
20	8,260	9,237	10,851	12,444	14,578	16,256	19,337	22,775	25,175	28,038	31,410	35,020	37,566
21	8,897	9,915	11,691	13,240	15,445	17,182	20,337	23,858	26,171	29,056	32,671	35,343	38,932
22	9,542	10,600	12,338	14,041	16,314	18,101	21,337	24,939	27,301	30,813	33,813	37,659	40,289
23	10,196	11,293	13,091	14,848	17,187	19,021	22,337	26,018	28,429	32,007	35,172	38,968	41,638
24	10,856	11,992	13,848	15,659	18,062	19,943	23,337	27,096	29,553	33,196	36,415	40,270	42,980
25	11,524	12,697	14,611	16,473	18,940	20,867	24,337	28,172	30,675	34,382	37,652	41,566	44,314
26	12,198	13,409	15,379	17,292	19,820	21,792	25,336	29,246	31,795	35,593	38,885	42,856	45,649
27	12,879	14,125	16,151	18,114	20,703	22,710	26,336	30,319	32,912	36,741	40,113	44,140	46,963
28	13,565	14,847	16,928	18,939	21,588	23,647	27,336	31,391	34,027	37,916	41,337	45,419	48,278
29	14,256	15,674	17,708	19,768	22,475	24,577	28,336	32,461	35,139	39,087	42,557	46,693	49,588
30	14,953	16,506	18,493	20,699	23,364	25,506	29,336	33,530	36,250	40,256	43,773	47,962	50,892

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие ко второму изданию	3
Предисловие к первому изданию	3
Часть первая	
Основы метрологии и общепромышленные измерения	
Глава 1. Общие сведения об измерениях	7
§ 1. Предмет и задачи метрологии	7
§ 2. Методы измерений	9
§ 3. Физические величины и их единицы	11
§ 4. Информационная характеристика процесса измерений	17
Глава 2. Погрешности измерений	22
§ 1. Погрешность результатов измерений и источники ее появления	22
§ 2. Оценка случайных погрешностей	26
§ 3. Оценка погрешностей равноточных измерений	32
§ 4. Обнаружение грубых погрешностей	38
§ 5. Систематические погрешности и способы их исключения	39
Глава 3. Математическая обработка результатов измерений	43
§ 1. Методы вычислений приближенных значений чисел или величин	43
§ 2. Обработка результатов прямых равноточных измерений	44
§ 3. Обработка результатов косвенных измерений	54
Глава 4. Средства измерений	58
§ 1. Классификация средств измерений	58
§ 2. Погрешности средств измерений. Классы точности	60
§ 3. Статические и динамические характеристики средств измерений	64
Глава 5. Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации	67
§ 1. Принципы построения	67
§ 2. Характеристика ветвей ГСП	70
§ 3. Преобразователи с унифицированными сигналами	72
Глава 6. Системы дистанционных измерений	79
§ 1. Назначение и классификация методов дистанционной передачи результатов измерений	79
§ 2. Электрические системы и преобразователи с естественными сигналами	81
§ 3. Вторичные приборы электрических систем дистанционных измерений	86
§ 4. Вторичные приборы пневматических дистанционных измерительных систем	87
Глава 7. Измерение давлений и разрежений	91
§ 1. Назначение и классификация приборов	91
§ 2. Деформационные манометры	99
§ 3. Электрические манометры	104

Глава 8. Измерение температуры	109
§ 1. Температурная шкала и методы измерения температуры	109
§ 2. Термометры расширения	111
§ 3. Манометрические термометры	113
§ 4. Электрические термометры сопротивления	118
§ 5. Термометры для измерения температуры жидкости в резервуарах	123
§ 6. Термовзвешивательные термометры	125
§ 7. Пирометры излучения	130
Глава 9. Измерение расхода жидкости, газа и пара	134
§ 1. Объемные расходомеры	135
§ 2. Расходомеры переменного перепада давления	138
§ 3. Расходомеры постоянного перепада давления	145
§ 4. Расходомеры переменного уровня	148
§ 5. Тахометрические расходомеры	150
§ 6. Инерционные расходомеры	155
§ 7. Электромагнитные, ультразвуковые и радиоактивные расходомеры	157
Глава 10. Измерение уровня жидкостей и сыпучих материалов	161
§ 1. Назначение и классификация приборов для измерения уровня жидкостей	161
§ 2. Поплавковые и буйковые уровнемеры	162
§ 3. Пьезометрические уровнемеры	165
§ 4. Электрические уровнемеры	166
§ 5. Акустические уровнемеры	168
§ 6. Радиоактивные уровнемеры	169
§ 7. Измерение уровня сыпучих материалов	171

Часть вторая

Измерение параметров процессов переработки нефти и газа и анализаторы качества

Глава 11. Контроль состава веществ	173
§ 1. Общие положения и задачи контроля состава веществ	173
§ 2. Инфракрасные газоанализаторы	176
§ 3. Магнитные газоанализаторы	178
§ 4. Масс-спектрометрические газоанализаторы	180
§ 5. Хроматографические газоанализаторы	182
§ 6. Колориметрические газоанализаторы	194
§ 7. Титриметрические газоанализаторы	197
Глава 12. Измерение физических свойств веществ	191
§ 1. Измерение плотности нефти и нефтепродуктов	201
§ 2. Измерение вязкости нефти и нефтепродуктов	207
Глава 13. Измерение содержания примесей	210
§ 1. Общие сведения	216
§ 2. Анализаторы содержания воды в нефти и нефтепродуктах	218
§ 3. Анализаторы содержания серы в нефти	225
§ 4. Измерение влажности газов	228
Глава 14. Специальные измерения при переработке нефти и газа	232
§ 1. Общие сведения	232
§ 2. Анализ фракционного состава нефти и нефтепродуктов	233
§ 3. Определение температуры вспышки нефтепродуктов	240
§ 4. Определение упругости паров	243
	343

Часть третья

Нефтепромысловые измерения и приборы

<i>Глава 15. Контроль процессов бурения скважин</i>	245
§ 1. Параметры контроля процессов бурения скважин	245
§ 2. Измерение осевой нагрузки	247
§ 3. Измерение крутящего момента	250
§ 4. Системы наземного контроля процессов бурения	253
§ 5. Каналы связи дистанционного контроля глубинных параметров бурения с электрическим каналом связи	262
§ 6. Устройства дистанционного контроля глубинных параметров бурения с гидравлическим каналом связи	265
§ 7. Устройства дистанционного контроля глубинных параметров бурения с гидравлическим каналом связи	265
<i>Глава 16. Контроль параметров промывочных жидкостей и цементирования скважин</i>	269
§ 1. Автоматический контроль плотности промывочной жидкости	269
§ 2. Измерение расхода промывочной жидкости	271
§ 3. Контроль процесса цементирования скважин	272
§ 4. Измерение плотности цементного раствора	276
<i>Глава 17. Измерение давления в скважинах</i>	279
§ 1. Назначение и классификация глубинных манометров	279
§ 2. Глубинные манометры геликсные	282
§ 3. Глубинные пружинно-поршневые манометры	285
§ 4. Компенсационные глубинные манометры	287
§ 5. Глубинные дифференциальные манометры	289
§ 6. Глубинные дистанционные манометры	290
<i>Глава 18. Измерение температуры в скважинах</i>	292
§ 1. Назначение и классификация глубинных термометров	292
§ 2. Глубинные манометрические термометры	293
§ 3. Глубинные биметаллические термометры	295
§ 4. Глубинные компенсационные термометры	297
§ 5. Глубинные дистанционные термометры	298
<i>Глава 19. Измерение расхода в скважине</i>	301
§ 1. Назначение и классификация глубинных расходомеров	301
§ 2. Глубинные расходомеры постоянного перепада давления	302
§ 3. Глубинные расходомеры с турбиной	303
§ 4. Термоанемометрические расходомеры	305
<i>Глава 20. Измерение уровня жидкости в скважинах</i>	306
§ 1. Назначение приборов для измерения уровня жидкости в скважинах	306
§ 2. Компенсационные пьезографы	307
§ 3. Акустические приборы для измерения уровня жидкости в скважинах	308
<i>Глава 21. Измерение производительности нефтяных скважин</i>	311
§ 1. Особенности измерения дебита нефтяных скважин и классификация приборов	311
§ 2. Объемные дебитометры	314
§ 3. Массовые дебитометры	316
§ 4. Групповые установки для автоматического измерения дебита	321
§ 5. Установки для контроля качества и массы товарной нефти	321
<i>Приложения</i>	325
<i>Список литературы</i>	310

