

Г. И. ЗАДОРА

ОПЕРАТОР
ПО ДОБЫЧЕ
ПРИРОДНОГО
ГАЗА

*Рекомендовано Центральным
научно-методическим кабинетом
Министерства газовой промышленности
в качестве учебника для подготовки
и повышения квалификации рабочих кадров*



МОСКВА «НЕДРА» 1980

УДК 622.279.23(075)

Задора Г. И. Оператор по добыче природного газа. Учебник для профтехобразования. М., «Недра», 1980, 261 с.

Учебник посвящен практическим вопросам технологии и техники добычи газа на газовых и газоконденсатных месторождениях.

В книге в соответствии с программой обучения операторов даны основы добычи газа и газового конденсата, описаны технологические процессы, приведено оборудование газопромысловых объектов, указаны условия их эксплуатации. Рассмотрены вопросы автоматизации промыслов, организации и экономики добычи газа и газового конденсата.

Учебник предназначен для подготовки и повышения квалификации рабочих и операторов по добыче природного газа, а также может быть использован учащимися профессионально-технических училищ.

Табл. 12, ил. 32, список лит. — 11 назв.

Рецензенты:

Зам. начальника Управления по добыче газа Мингазпрома
Г. М. Васяев.

Главный инженер Шебелинского ГПУ ВПО Укргазпром
Г. П. Босов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Современный газовый промысел — это сложный комплекс автоматизированного промыслового оборудования, предназначенного для добычи газа из недр, с последующей его обработкой и переработкой с целью получения товарных продуктов: сухого газа (метан и этан), жидкого газа (пропан-бутан), стабильного (безбутанового) конденсата, сероводорода, азота, углекислого газа, гелия.

Оператор по добыче природного газа, обслуживающий такой комплекс, должен иметь высокую профессиональную подготовку, от квалификации оператора, его профессионального мастерства, творческого и самоотверженного труда во многом зависит выполнение производственных планов газодобывающих предприятий, а в конечном итоге — плана добычи газа по стране. Велика роль, а следовательно, и ответственность оператора по добыче природного газа на промысле. Должностные обязанности и права операторов определены соответствующими документами.

Основная обязанность оператора по добыче газа состоит в поддержании заданных параметров технологического режима скважины и промысловых установок и сооружений, а также в предупреждении и устранении возможных неполадок в работе оборудования, приборов, аппаратов и скважин.

Оператор по добыче газа обслуживает устьевое оборудование скважин, установку комплексной подготовки газа, узлы замера газа и конденсата, склад ингибиторов, резервуарную площадку, котельную, насосную, компрессорную, контрольно-измерительные приборы, средства автоматизации.

Кроме этого, оператор поддерживает требуемые санитарно-гигиенические условия в операторной и на обслуживаемой территории. Оператор участвует в проведении геолого-технических мероприятий на скважинах.

Оператор ведет документацию, поддерживает связь с диспетчером.

Для его профессиональной подготовки дополнительно используются учебные фильмы, диапозитивы, наглядные пособия, образцы оборудования, технические средства обучения и контроля. Проводятся практические занятия и работы, экскурсии, обучение на рабочих местах. Следовательно, учебник — элемент комплекса средств и методов подготовки операторов по добыче газа, но элемент главный, основной. Этим определено содержание материала, включенного в учебник, его структура и методика изложения.

В учебнике в обобщенном, систематизированном виде даются научные основы технологии добычи газа и промысловой его обработки и переработки. Описаны принципы конструирования и уст-

ройства основного оборудования промыслов. Усвоив эти сведения, оператор будет в состоянии самостоятельно, по технической документации понять устройство и принцип действия любого оборудования и прибора и освоить их эксплуатацию.

В учебнике даны основы добычи газа, описаны промышленное оборудование и приборы, а также условия эксплуатации скважин и установок комплексной подготовки газа.

При создании учебника автор использовал советы и рекомендации Ю. П. Коротаяева, В. А. Коновалова, А. Т. Шаталова, В. Т. Полозкова и В. И. Егорова, В. Д. Дианова, за что им глубоко благодарен.

Поскольку учебник издается впервые, критические замечания и пожелания необходимы для его улучшения.

Отзывы на книгу просьба направлять по адресу:
103633 г. Москва, Третьяковский проезд, 1/19, издательство «Недра».

ОСНОВЫ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

§ 1. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ГАЗА В НЕДРАХ

Состав и свойства газа и конденсата

Природный газ состоит, в основном, из смеси предельных углеводородов метанового ряда: метана CH_4 , этана C_2H_6 , пропанов $i\text{-C}_3\text{H}_8$ и $n\text{-C}_3\text{H}_8$ (изопропана и нормального пропана), бутанов $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ и $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$, пентанов C_5H_{12} и более тяжелых компонентов. Кроме этого, в газе могут содержаться азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , гелий He и другие примеси. В газе всегда присутствуют пары воды.

Конденсат (газовый) — смесь углеводородов метанового ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$), нафтенового (C_nH_{2n}), ароматического ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$), а изредка и других рядов. В незначительных количествах конденсат содержит сернистые, азотистые, кислородные соединения, неорганические примеси и растворенную воду. Конденсат характеризуется групповым химическим (содержанием метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов) и фракционным (содержанием бензиновых, лигроиновых и керосиновых фракций) составами.

Углеводороды, входящие в состав газа и конденсата, при нормальных условиях могут находиться в трех состояниях в зависимости от числа атомов углерода в молекуле. Углеводороды до C_4H_{10} — газы, от C_5 до C_{17} — жидкости (конденсат), C_{18} и выше — твердые вещества (парафины и др.).

В недрах, в промышленных установках и в газопроводах углеводороды находятся при высоких давлениях и температурах. Поэтому соотношения между количеством атомов углерода и физическим состоянием смеси могут быть самые разнообразные. В основном углеводороды газоконденсатных месторождений находятся в газообразном и жидком состоянии, в редких случаях — в твердом.

Для определения соотношения между количеством газа и жидкости в смеси при различных давлениях и температурах используют фазовые диаграммы (рис. 1).

При параметрах p , T соответствующей области диаграммы I углеводородная смесь находится в газообразном состоянии; в области II существуют одновременно и газ и жидкость (двухфазное состояние), в области III — углеводороды в жидком состоянии.

Если в недрах и на поверхности (зона Г) углеводороды в процессе добычи находятся в однофазном газовом состоянии, месторождение называют газовым.

Для газоконденсатных месторождений (зона ГК) характерен переход углеводородов в двухфазное состояние (газ и конденсат) и в недрах (линия BC) и на поверхности линия (AE).

В газоконденсатнонефтяных месторождениях (зона НГК), углеводороды находятся в двухфазном состоянии (газ, конденсат и нефть), в нефтяных месторождениях (зона Н) — в

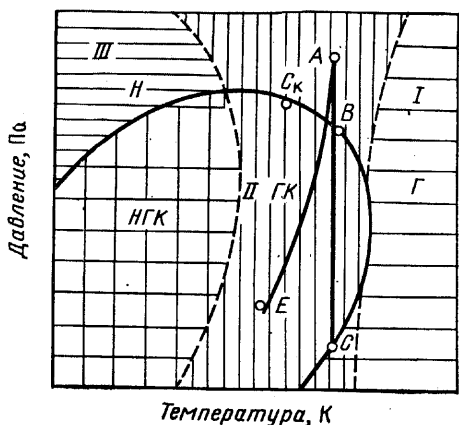


Рис. 1. Диаграмма фазовых состояний смеси углеводородов. Области фазовых состояний: I — газового; II — двухфазного (газ+жидкость); III — жидкого; зоны типов месторождений: Г — газовые; ГК — газоконденсатные; НГК — нефтегазовые и нефтегазо-конденсатные; Н — нефтяные; ABC — линия изменения давления в недрах; AE — линия изменения давления и температур при движении углеводородов из недр к потребителям; C_к — критическая точка

жидком (нефть) и двухфазном (зона НГК) — нефть и нефтяной газ или нефть, газ и конденсат.

Таким образом, тип месторождения зависит как от состава углеводородной смеси, так и от давлений и температур, при которых находится эта смесь. Для каждого месторождения характерен свой состав углеводородов, что обусловлено условиями образования месторождения.

Происхождение газа, конденсата и нефти до сих пор не разгадано. Наиболее признана теория их органического происхождения — теория академика И. М. Губкина. В течение длительного времени из органических остатков растительного и животного мира на дне морей и водоемов образовывались особые илы — сапропели. Далее под действием давлений температур, бактерий, катализаторов (глин и известняков) из сапропелей образовались углеводороды — составные части газа, конденсата и нефти.

Мельчайшие частички углеводородов, пропитавших материнскую горную породу, начинали двигаться — мигрировать под действием горного давления и напоров пластовых вод. По мере миграции в местах, где природные условия благоприятствовали этому (в ловушках), углеводороды накапливались в больших количествах, образуя залежи и месторождения.

Каждое месторождение характеризуется не только составом газа и конденсата, но и их физико-химическими и товарными свойствами. Физико-химические свойства природного газа и кон-

денсата определяют и указывают при нормальных условиях, при давлениях и температурах в недрах и промышленном оборудовании.

Физико-химические свойства газов и конденсатов при различных давлениях и температурах определяют по экспериментально полученным обобщенным графикам либо рассчитывают по эмпирическим и полуэмпирическим формулам. Можно определить эти свойства экспериментально, однако это делают редко, так как для определений требуются специальное оборудование и затраты труда и времени.

Соотношения между давлением p , температурой T и объемом V природного газа подчиняются известным законам: Бойля — Мариотта, Гей-Люссака, Дальтона, Авогадро. Отклонения природных газов от идеального учитывают, вводя экспериментально установленные поправки. Газовики используют эти законы при решении инженерных задач в добыче газа.

Уравнение, связывающее основные параметры газа p , V и T , называют уравнением состояния. Для природных газов оно имеет вид:

$$pV = zmRT, \quad (1)$$

где

p — давление, Па;

V — объем газа, м³;

z — коэффициент сверхсжимаемости;

m — масса газа, кг;

R — удельная газовая постоянная, Дж/кг·К;

T — температура, К.

Коэффициент z введен в уравнение (1) для учета отклонения природного (реального) газа от идеальных газов, для которых было установлено это уравнение Клапейроном и Менделеевым. Коэффициент z определяют по графикам или эмпирическим формулам. Опыт показал, что для природных газов он может изменяться от 0,2 до 3,0.

На газоконденсатных месторождениях во многих случаях углеводородная смесь находится в двухфазном состоянии, т. е. одновременно имеется и газ и жидкость (конденсат).

Соотношение фаз (газа и жидкости) в двухфазной системе заданного состава зависит от давления и температуры (см. рис. 1, зона II). При термодинамическом равновесии в системе во времени не изменяются давление, температура и соотношение фаз. При добыче газа давление и температура изменяются. При этом либо конденсируется газ, либо испаряется конденсат.

Условие равновесия двухфазной системы при данной температуре состоит в том, что парциальное давление любого компонента в паровой (газообразной) фазе равно парциальному давлению его в жидкой фазе:

$$y_p = xQ$$

или, вводя константу равновесия,

$$y = x \frac{Q}{p}; \quad \text{т. е.} \quad y = Kx,$$

где

y, x — молярные концентрации компонентов в паровой и жидкой фазах соответственно;

p — общее давление смеси, Па;

Q — упругость паров данного компонента, Па;

K — константа равновесия, $K = Q/p$.

Соотношение и состав фаз в газоконденсатных двухфазных системах определяют экспериментально (см. главу I, § 3) или рассчитывают по константам равновесия на электронных вычислительных машинах (ЭВМ).

Товарные свойства газа, используемого в качестве топлива, характеризуют относительной плотностью, компонентным составом и теплотворной способностью. Теплотворная способность — это количество теплоты, которое можно получить при полном сжигании 1 м³ газа. От плотности и компонентного состава зависят режимы и условия рационального сжигания газа с учетом охраны окружающей среды от вредных продуктов сгорания. Чем меньше в газе токсичных и балластных компонентов, чем выше теплотворная способность природного газа, тем выше его ценность как топлива.

При переработке природного газа его товарная ценность увеличивается с увеличением содержания компонентов, идущих на получение конечных продуктов переработки, таких как гелий, пропан-бутановые смеси, этан, сероводород.

Товарные свойства конденсата как сырья для нефтехимии определяются содержанием в нем ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов), а также бензино-керосиновых фракций. Из конденсата получают индивидуальные ароматические углеводороды, бензины, дизельное топливо, уайт-спирит и другие растворители. Конденсат после простейшей переработки можно использовать в качестве моторного топлива.

Газовые и газоконденсатные залежи и месторождения

Залежь — это скопление природного газа в порах и трещинах горных пород в объемах, достаточных для промышленной разработки.

Совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности, называют **месторождением**.

Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, и такое месторождение называют **однопластовым**. В остальных случаях месторождения будут **многопластовыми**.

Газовые залежи образовались в результате накопления мигрирующих в недрах углеводородов в природных ловушках. **Ловуш-**

ки — это геологические образования, сложенные пористыми и проницаемыми породами, окруженными непроницаемыми подстилающими (подошва) и покрывающими (кровля) породами.

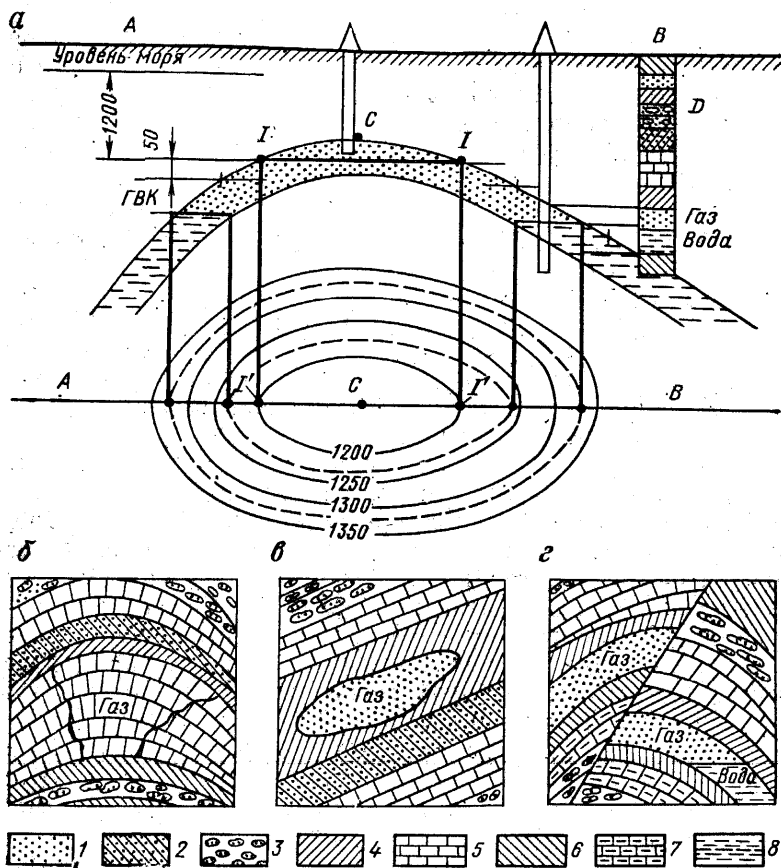


Рис. 2. Схема и типы залежей.

a — схема пластовой залежи; *C* — вершина; *I-I'* — сечение; *I-I'* — изогипсы; *ГВК* — газово-водяной контакт; *AB* — профиль (геологический); *D* — разрез скважины; типы залежей: *б* — массивная; *в* — литологически и *г* — тектонически ограниченные; порода: 1 — песчаник; 2 — глина с песком; 3 — галечник; 4 — глина серая; 5 — известняк; 6 — глина бурая; 7 — мергель; 8 — область водоносности

Форма ловушки препятствует последующей миграции углеводородов.

По геологическим условиям и форме ловушек залежи подразделяют на пластовые, массивные и литологически или тектонически ограниченные (рис. 2). Наиболее распространены пластовые сводовые залежи. Высшую точку залежи *C* называют вершиной,

стороны, расположенные по бокам от длинной оси залежи, называют крыльями, а центральную часть — сводом.

Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой газоносного пласта называют толщиной продуктивного пласта. Из общей толщины выделяют эффективную, т. е. только проницаемые пропластки, исключая непроницаемые (глины, сланцы и др.).

В газовых залежах до начала разработки обычно устанавливается гравитационное разделение фаз: в своде залежи газ, ниже иногда нефть (нефтяная оторочка) и еще ниже пластовая вода (см. рис. 2).

Границу раздела газа и воды называют газовой водяным контактом (ГВК). Если ГВК ограничен пределами пласта, воды называют пластовыми (краевыми), если ГВК распространен по всей площади залежи — воды подошвенные.

К основным характеристикам залежи относят: глубину ГВК (от уровня моря) $H_{ГВК}$; этаж газоносности H — расстояние от вершины залежи до ГВК; внутренний и внешний контуры газоносности, т. е. линии пересечения ГВК с подошвой и кровлей продуктивного пласта (при краевых водах).

Более детально залежи и месторождения можно охарактеризовать при помощи структурных карт и геологических разрезов.

Структурная карта представляет собой изображение в горизонталях (изогипсах) рельефа кровли или подошвы продуктивного горизонта. Строят структурную карту, проводя горизонтальные сечения через газовую залежь. Вид сверху линий пересечения кровли или подошвы пласта и представляет собой структурную карту. Нетрудно убедиться, что там, где крылья залежи более крутые, изогипсы будут расположены близко друг к другу, а там, где крылья пологие, изогипсы более удалены.

Геологическим разрезом называют изображение геологического строения данного участка земной коры в вертикальной плоскости. К геологическим разрезам относятся геологический разрез скважины и геологический профиль.

Под геологическим разрезом скважины понимают геологическое описание и графическое изображение последовательности напластования пород, пройденных скважиной. При помощи условных знаков и обозначений отмечают породы и пласты, их свойства, результаты геофизических и других измерений. Знание геологического разреза позволяет обоснованно и квалифицированно пробурить, создать конструкцию и эксплуатировать скважины.

Геологическим профилем называют графическое изображение строения месторождения по какому-либо выбранному сечению вертикальной плоскостью. Геологические профили составляют по разрезам скважин.

Они дают наглядное представление о строении недр, что позволяет обосновывать проектные решения и организовывать контроль за разработкой месторождений.

Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

Продуктивными пластами называют горные породы, в порах, пустотах и трещинах которых имеются промышленные скопления газа или нефти.

Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов включает в себя их состав (литолого-минералогический), коллекторские свойства (пористость, проницаемость), газонасыщенность, неоднородность, прочность и устойчивость при движении в них газа.

Таким образом, геолого-промысловая характеристика пласта — это совокупность физических и физико-химических свойств пород пласта и особенностей взаимодействия их с насыщающим газом, благодаря которым возможно накопление и движение газа в пласте и которые проявляются в процессе добычи газа из пласта.

Состав продуктивных пластов многообразен. Они могут состоять из песчаников, песков, известняков, доломитов, галечников и конгломератов. Пески состоят из мелких песчинок размером от 0,02 до 0,2 мм и более. В песчаниках частички скреплены глинистыми, железистыми, гипсовыми, карбонатными цементами. Известняки и доломиты состоят из блоков CaCO_3 и MgCO_3 с множеством трещин и пустот.

Пористость — это свойство пласта, характеризующее его способность вмещать газообразные и жидкие углеводороды и воду в порах, кавернах и трещинах, имеющих внутри пласта. Отношение объема пустот к видимому объему пласта называют коэффициентом пористости m . Не все пустоты пласта сообщаются между собой и бывают заполнены газом. Поэтому различают коэффициенты полной, открытой и эффективной пористости. Коэффициент полной пористости — это отношение суммарного объема всех пор $V_{\text{п}}$ к видимому объему образца $V_{\text{обр}}$, т. е.

$$m = V_{\text{п}} / V_{\text{обр}}. \quad (2)$$

Коэффициенты открытой и эффективной пористости — это отношение к объему образца соответственно пор, сообщающихся между собой, и пор, по которым возможно движение заполняющих их газов. Коэффициент пористости выражают в долях единицы или в процентах. Он может изменяться в широких пределах, примерно от 0,5 до 50. Это зависит от размеров и количества пор, которые остаются между частичками пород, слагающих пласт.

Проницаемость — это способность пласта пропускать сквозь себя жидкости и газы под действием перепада давления. Движение газов и жидкостей в пласте называется фильтрацией. Экспериментально установлены два закона, которыми описывается движение газов и жидкостей в пористых пластах: линейный и нелинейный.

Согласно линейному закону (называемому также законом Дарси по имени французского инженера, открывшего его) скорость движения жидкости в пористой среде прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна ее вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (3)$$

отсюда

$$k = \frac{Q\mu L}{F\Delta p} \quad (4)$$

где

Q — расход жидкости;

μ — коэффициент абсолютной вязкости жидкости;

L — длина образца;

F — площадь поперечного сечения образца;

$\Delta p = p_1 - p_2$ — разность давлений, создаваемых на концах испытываемого образца;

k — коэффициент проницаемости.

При размерностях величин, входящих в формулу (4), в системе единиц СИ за единицу проницаемости принимается 1 м^2 , т. е. проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па (один паскаль) расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$[k] = \frac{(\text{м}^3/\text{с})\cdot\text{Па}\cdot\text{с}\cdot\text{м}}{\text{м}^2\cdot\text{Па}} \quad (5)$$

На практике используется единица 1 мкм^2 , равная приблизительно ранее применяемой единице дарси (Д).

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости k (площади) заключается в следующем: он характеризует сечение каналов пористой среды, по которым фильтруется пластовый агент.

Газ добывают из пластов с коэффициентами проницаемости от единиц до $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ($0,005 \text{ Д}$ или 5 мД).

Коэффициент газонасыщенности — это отношение объема пор, занятых газом, к суммарному объему открытых пор в единице объема пласта. Газ занимает только часть пор, остальной объем занят связанной (остаточной, неподвижной) водой и конденсатом. Коэффициент газонасыщенности выражают, как и коэффициент пористости, в долях единицы или процентах. Значения коэффициента газонасыщенности до начала и в конце разработки называют соответственно начальными и конечными. Их используют при расчетах начальных и остаточных запасов газа в пласте.

Фазовая проницаемость — это проницаемость отдельно для жидкости и газа при их одновременном движении в пористой среде. Фазовая проницаемость для газа тем больше, чем выше

газонасыщенность пласта, т. е. фазовые проницаемости — функции насыщенностей пористых сред соответствующими веществами.

Неоднородность — это степень различия геолого-промысловой характеристики пласта по площади и разрезу. В каждой скважине пласт имеет свою индивидуальную характеристику. Статистическая обработка данных по многим скважинам месторождения позволяет строить карты равных мощностей, пористостей, проницаемостей. Эти карты используют при проектировании и контроле за разработкой месторождений.

Прочность и устойчивость пласта характеризуют его свойства не разрушаться вблизи забоя скважин при движении газа к скважине. Выражают эти свойства максимально допустимыми градиентами давлений (падение давления на единице длины пласта) или скоростями газа в порах (истинной скоростью фильтрации). Если превысить эти величины, пласт будет разрушаться. Эксплуатация скважин в этих условиях запрещается.

Упругость пласта — это его способность при изменении давления изменять свой объем. До начала разработки продуктивный пласт находится под действием сжимающего давления веса вышележащих пород (горного давления) и противодействующего ему пластового давления газа, насыщающего пласт. При отборе газа пластовое давление снижается, а под действием горного давления уменьшается объем пласта и пор в нем. Кроме того, при падении давления в водонасыщенной части пласта расширяется пластовая вода и начинает продвигаться в газонасыщенную часть пласта. Оба эти процесса оказывают большое влияние на режим эксплуатации пласта, т. е. залежи в целом (см. § 1.4).

Геолого-промысловую характеристику пласта определяют по образцам пород, извлекаемых из недр при бурении скважин, называемых кернами, и при исследованиях скважин (см. главу I, § 2,3).

Пластовые давление и температура

Газ в пласте всегда находится под давлением, которое создается в основном напором пластовых вод. При вскрытии пласта скважиной (см. рис. 2, а) и заполнении ее полностью газом на устье установится определенное давление, которое можно измерить манометром. Давление на забое полностью закрытой скважины после его стабилизации называют пластовым. Оно отличается от устьевого на вес газа, заполняющего скважину. Пластовое давление при данных условиях можно рассчитать по формуле барометрического нивелирования:

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{у}} e^S, \quad (6)$$

где

$p_{\text{у}}$ — давление на устье закрытой скважины, Па;
 e — основание натурального логарифма, $e = 2,7183$;

$$\underline{S} = 0,03415 \bar{\rho} L / T_{\text{ср}} z_{\text{ср}};$$

$\bar{\rho}$ — относительная плотность газа;

L — глубина скважины, м;

$T_{\text{ср}}, z_{\text{ср}}$ — средние по глубине скважины температура (в К) и коэффициент сжимаемости газа (безразмерная величина) соответственно;

$0,03415 = 1/R_v$ (R_v — газовая постоянная для воздуха).

В водонасыщенной зоне пласта (см. рис. 2, а) в скважине, заполненной водой, давление на забое будет равно весу неподвижно установившегося столба воды. Расчетная формула достаточно проста:

$$p_{\text{пл}} = L \rho g, \quad (7)$$

где

ρ — плотность воды, кг/м³;

g — ускорение свободного падения, м/с²;

L — глубина пласта, м.

Давление, рассчитанное по формуле (7), называют гидростатическим. Пластовое давление до начала разработки называют начальным, на определенную дату разработки — текущим.

Начальное пластовое давление находится в прямой зависимости от глубины. Чем больше глубина, тем выше давление [формула (7)]. Однако нередко пластовое давление отличается от гидростатического — в таких случаях его называют аномальным. Одна из причин существования аномальных давлений — смещение залежи относительно той глубины, на которой она образовалась. Из рис. 2, г видно, что правый блок по линии сброса опустился вниз. Поэтому в нем будет более низкое давление, чем рассчитанное по новой большей глубине его залегания. Левый блок наоборот поднялся выше первоначального уровня и в нем давление больше, чем рассчитанное по новой меньшей глубине.

Продуктивный пласт и насыщающий его поры газ нагреты до одинаковой пластовой температуры внутренней теплотой Земли.

Действие атмосферных колебаний температуры распространяется в недра на небольшую глубину до нейтрального слоя h_0 , на котором температура постоянная T_0 . Ниже до глубины примерно 5000 м температура в недрах увеличивается пропорционально глубине. Увеличение температуры на единицу глубины (1 м или 100 м) называют геотермическим градиентом Γ , а расстояние в метрах, через которое температура изменится на 1°С, — геотермической ступенью. В среднем геотермический градиент равен 0,03°С/м (3°С/100 м), а геотермическая ступень 33 м/°С. На месторождениях Севера в зоне вечномерзлых пород геотермический градиент ниже и может снижаться до 0,02°С/м (2°С/100 м).

Пластовую температуру $T_{пл}$ и температуру на различных глубинах можно рассчитать по формуле:

$$T_{пл} = T_0 + \Gamma(L - h_0). \quad (8)$$

Расчетные методы определения пластовых давлений и температур просты и удобны, но дают результаты с некоторой погрешностью. Поэтому, когда требуется знание этих величин с высокой точностью, проводят измерения в скважинах при помощи глубинных манометров и термометров (см. главу I, § 3).

§ 2. БУРЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Скважиной называется цилиндрическая (вертикальная или наклонная) горная выработка, которая проводится при помощи механических приспособлений без доступа в нее человека. Диаметр скважины во много раз меньше ее длины. Начало скважины на земной поверхности называется устьем, дно скважины — забоем, пространство от забоя до устья — стволом скважины.

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины, диаметра и толщины стенок, опущенных концентрично в скважину с зацементированными заколонными пространствами на различную высоту от забоя.

Технология бурения газовых скважин

Бурение скважин — это процесс механического разрушения горных пород на забое и удаления разбуренной породы из ствола скважины на поверхность. Завершается бурение созданием конструкции скважины, вскрытием и освоением продуктивного пласта.

Полный цикл работ при бурении скважин включает монтаж буровой вышки и бурового оборудования, проводку скважины, подготовку ее к эксплуатации, демонтаж вышки и оборудования.

Применяется два способа вращательного бурения: роторный и с забойными двигателями, а также комбинированный, при котором используют оба способа одновременно.

При роторном бурении при помощи специального привода (ротора) и захвата вращают ведущую трубу (квадрат) и соединенную с ней бурильную колонну труб с долотом, разрушающим породу на забое (рис. 3).

При бурении с забойными двигателями передача долоту мощности и вращающего момента принципиально отличается от описанного. Между долотом и бурильными трубами установлен забойный двигатель, который вращает только долото, а вся колонна труб остается неподвижной. В этом случае не затрачивается энергия на вращение многотонной, многокилометро-

вой колонны бурильных труб, исключаются износ труб от трения о стенки скважин, обвалы стенок и т. д. Преимущества такого бурения сделали его основным способом бурения газовых скважин.

В качестве забойных двигателей применяют турбо- и электро-бурь.

При турбинном бурении вал турбобура вращается за счет преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости, закачиваемой насосами в бурильную колонну, в механическую энергию на валу турбобура, с которым жестко соединено долото. Поэтому во время работы долота на забое корпус турбобура и бурильная колонна не вращаются.

Турбобур — это гидравлический забойный двигатель, в котором поток жидкости вращает турбинки (роторы). Направленная струя жидкости создает неподвижными лопастями статоров. В современных турбобурах используют более ста пар «статор — ротор».

При электробурении долото вращает забойный электродвигатель, электроэнергия к которому подводится с поверхности по кабелю, секции которого укреплены концентрично внутри бурильной колонны. При работе долота на забое, как и при турбинном бурении, вращается только вал электробура, а его корпус и бурильная колонна остаются неподвижными.

В процессе бурения скважины непрерывно промывают жидкостью (водой, глинистым или специальным раствором). Промывочная жидкость выносит с забоя частички разбуренной породы, охлаждает долото, создает противодействие на пласты, удерживает стенки скважины от обвалов и т. д.

При бурении скважины промывочная жидкость от буровых насосов 17 (см. рис. 3) поступает в стояк 9, в буровой гибкий шланг 6, в вертлюг 5 и дальше в бурильную колонну, по которой прокачивается вниз к турбобуру и долоту. Пройдя через турбобур и отверстия в долоте, промывочная жидкость подхватывает кусоч-

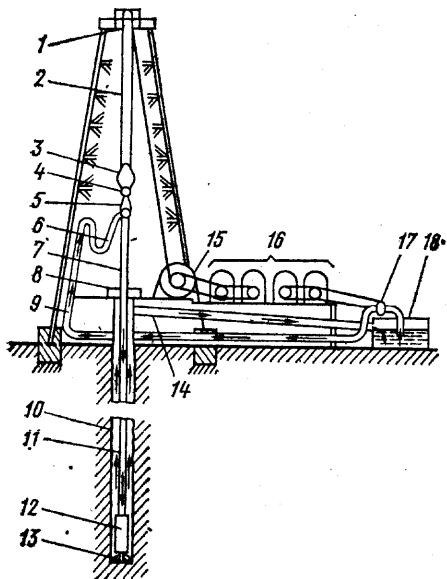


Рис. 3. Схема буровой установки.

1 — крон-блок; 2 — талевый канат; 3 — талевый блок; 4 — крюк; 5 — вертлюг; 6 — буровой шланг; 7 — ведущая труба (квадрат); 8 — ротор; 9 — стояк; 10 — стенки скважины; 11 — бурильная колонна; 12 — турбобур; 13 — долото; 14 — желобная система; 15 — лебедка; 16 — двигатели (дизельные или электрические); 17 — буровые насосы; 18 — емкость для промывочной жидкости с очистными механизмами от разбуренной породы (шлама)

ки разбуренной породы и по кольцевому пространству между стенками скважины и бурильной колонной поднимается на поверхность. Здесь в желобной системе 14 и в очистительных механизмах она очищается от выбуренной породы, «облагораживается» необходимыми добавками (реагентами) и вновь закачивается в скважину.

По мере продвижения долота вниз колонна бурильных труб наверху наращивается новыми трубами. При износе долота поднимают всю колонну труб, заменяют долото и снова колонну опускают до забоя. Эту процедуру называют спуско-подъемными операциями. Во время этих операций скважина обязательно должна быть полностью заполнена промывочной жидкостью, иначе в нее будут поступать пластовые воды, газ или нефть из вскрытых пластов. Давление столба промывочной жидкости должно быть выше, чем в пластах, так как без этого возможен выброс ее из скважины и даже открытое фонтанирование.

В процессе бурения создается запроектированная конструкция скважины. После проходки определенного интервала в скважину опускают заданную обсадную колонну. В колонну закачивают цементный раствор, который начинает поступать в заколонное пространство (между колонной и стенками скважины). После подъема цемента на заданную высоту и продавливания его остатков из внутреннего объема трубы ждут затвердения цемента и проверяют качество цементирования. Цементное кольцо должно надежно изолировать друг от друга все пробуренные пласты, а в дальнейшем быть герметичным для газа продуктивного пласта, т. е. препятствовать перетоку газа в другие пласты.

После того как забой скважины пройдет полностью или частично продуктивный горизонт и в скважину спущена и зацементирована обсадная колонна, приступают к вскрытию продуктивного пласта.

Вскрытие продуктивного пласта — это сообщение его с внутренним пространством обсадной колонны. В обсадной колонне и в цементном кольце за ней создаются отверстия при помощи опускаемых в скважину перфораторов. Перфораторы бывают пулевыми, кумулятивными и гидropескоструйными, соответственно отверстия создают прострелом колонны пулями, направленными взрывами кумулятивных зарядов или струей жидкости с песком. Во время перфорации скважина обязательно полностью заполнена жидкостью. Это делают для того, чтобы не произошло резкого выброса газа, что может повредить оборудование и привести к открытому фонтанированию. После вскрытия приступают к освоению скважины.

Освоение скважины — это постепенное полное удаление жидкости из ствола скважины и получение устойчивого промышленного притока газа в скважину. Во время вскрытия пласта давление столба жидкости в скважине должно быть выше ожидаемого пластового давления. Это достигается утяжелением жидкости

специальными растворами-добавками. После вскрытия при освоении обычно жидкость циркуляцией заменяют на более легкую. В момент, когда пластовое давление станет выше давления столба жидкости, газ начинает поступать в скважину и вытеснять из нее жидкость. На устье скважины этот газоводяной поток направляют по отводу в земляной амбар. Затем продувают скважину до тех пор, пока ствол не очистится от жидкости, а призабойная зона пласта — от остатков разбуренной породы и проникшего в пласт промывочного раствора. После того как из скважины начинает поступать струя сухого газа, приступают к проведению первичных испытаний скважины на продуктивность.

После завершения работ по освоению скважины буровое оборудование демонтируют, на устье устанавливают фонтанную арматуру и скважину передают в эксплуатацию.

Конструкция газовых скважин

Конструкцию скважины создают сверху вниз в процессе бурения (рис. 4). Первую обсадную колонну, опускаемую в скважину, называют направлением. Направление предохраняет от размыва промывочным раствором рыхлых пород вблизи устья скважины на глубине 8—12 м.

Кондуктор — второй ряд обсадных труб — перекрывает и изолирует до глубин 50—400 м трещиноватые и каверновые пласты, которые всегда встречаются в верхней части разреза скважины и осложняют бурение, если их не перекрыть.

Техническая или промежуточная колонна опускается и цементируется только в тех случаях, когда пласты, пройденные долотом, поглощают промывочную жидкость, обваливаются или из них поступает много жидкости или газа в скважину. Спуск и цементирование такой колонны необходим для успешного бурения, но не для эксплуатации скважины.

Эксплуатационная (обсадная) колонна предназначена для эксплуатации скважин. Газ, как правило, двигается из пласта по фонтанной колонне, опускаемой внутри эксплуатационной. Диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечить также спуск оборудования ствола скважины, проведение исследовательских, ремонтных и работ других видов. Применяют эксплуатационные колонны диаметром от 127 до 273 мм.

К конструкции газовых скважин предъявляются особые требования. Скважины должны быть герметичными, долговечными, надежными в эксплуатации, недорогими.

Герметичность — главное требование к конструкции скважины. Пропуски газа через цементное кольцо или обсадные колонны приводят к перетокам в вышележащие пласты и к выходу на поверхность (грифоны). При этом возникает опасность взрывов, пожаров, открытого фонтанирования. Для герметизации резьбовых соединений обсадных труб применяют специальные смазки,

тефлоновые и фторопластовые уплотнения, сварные соединения и т. д. Цементирование проводят цементами таких марок, которые образуют газонепроницаемый, трещиностойкий и коррозионно-стойкий цементный камень. Герметичность эксплуатационной ко-

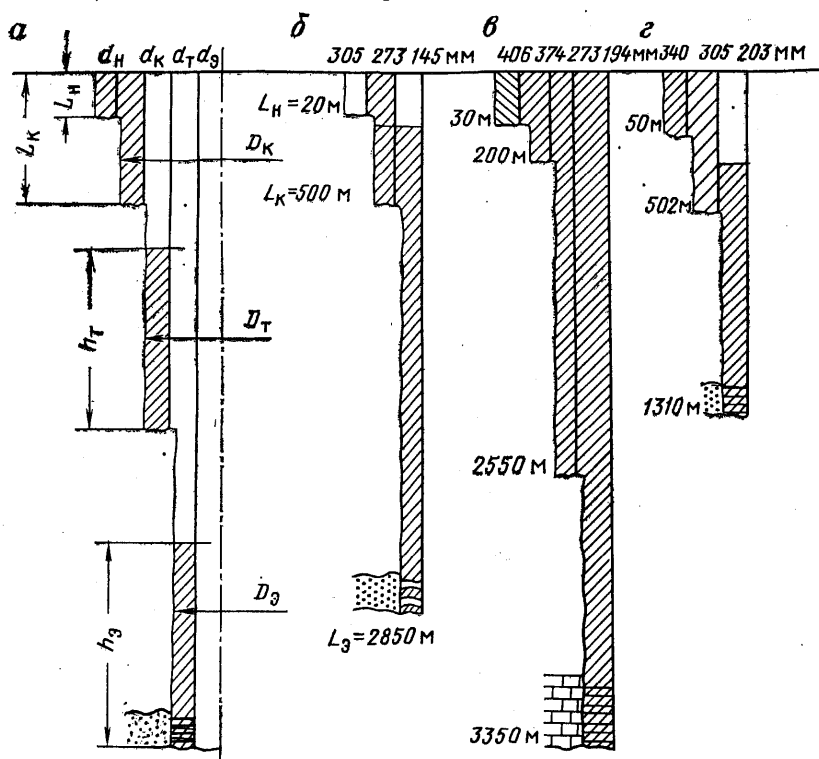


Рис. 4. Конструкции газовых и газоконденсатных скважин.

a — типовая конструкция и обозначения; *б, в, г* — конструкции скважин на Майкопском, Вуктыльском и Уренгойском месторождениях соответственно; *L* — глубина спуска обсадных колонн; *d* — диаметр колонны; *D* — диаметр долота при бурении; *h* — высота подъема цементного раствора за колоннами; «н», «к», «т», «э» — индексы, обозначающие направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны соответственно

лонны до вскрытия пласта проверяют закачкой в нее воды или воздуха при повышенных давлениях. Во время эксплуатации систематически контролируют герметичность глубинными дебитометрами и термометрией. В местах утечек газа снижается температура и уменьшается расход.

Долговечность и надежность обеспечиваются конструкцией, учитывающей условия эксплуатации. Скважины эксплуатируются до 30 лет и более при давлениях до 40 МПа и температурах до 473 К, нередко при наличии в газе CO_2 и H_2S и других агрессивных компонентов. Все эти обстоятельства учитывают при

проектировании конструкции скважины. Применяют трубы из специальных сталей, с повышенной толщиной стенок, а также изменяют диаметры труб, толщину цементного кольца и т. д.

Сокращение затрат на проводку и конструкцию скважин — важный резерв снижения себестоимости добычи газа. Затраты на скважины достигают 60—80% затрат на все промышленные сооружения. Поэтому стремятся использовать все достижения научно-технического прогресса для удешевления сооружения скважин.

§ 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Исследование скважин — это комплекс работ по изучению геолого-промысловой характеристики продуктивного пласта и разреза скважины, свойств газов и жидкостей, насыщающих пласты, а также процессов, проходящих в пласте, на забое и в стволе скважины при добыче газа.

При добыче газа в пласте и в скважине происходит следующее (рис. 5). На устье скважины открывают задвижки и поток газа направляют по отводу (шлейфу) в промышленные сооружения. Давление на устье p_y снижается и в скважине создается перепад между забойным и устьевым давлениями ($\Delta p_{\text{скв}} = p_z - p_y$). Под действием этого перепада в стволе скважины движется вертикальный поток газа. Давление на забое становится ниже, чем в пласте. Создается перепад между пластовым и забойным давлениями $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_z$, называемый депрессией на пласт. Под действием депрессии газ из пласта поступает на забой скважины. В пласте происходит фильтрация газа и истощение области дренирования (дренажа) скважины, т. е. области, на которую распространяется падение давления вокруг скважины. Температура же в пласте за счет притока теплоты из недр Земли остается практически постоянной за исключением некоторого снижения в призабойной зоне скважины. Кривую распределения давления в пласте вокруг действующей скважины называют воронкой депрессии $ВД$, а радиус, на котором давление в пласте остается постоянным, называют радиусом контура питания скважины R_k . Затраты энергии на преодоление фильтрационного сопротивления пласта приводят к потерям давления на пути от R_k до забоя скважины.

В стволе скважины на пути от забоя до устья в результате затрат энергии на движение снижаются давление и температура. Объемные скорости потока газа в пласте и в стволе скважины по пути движения увеличиваются вследствие расширения газа при снижении давления.

Количество газа, которое поступает на устье скважины, приведенное к нормальным условиям (давлению 760 мм рт. ст. и температуре $+20^\circ\text{C}$) называют дебитом скважины Q . Дебит скважины зависит от депрессии на пласт ($\Delta p = p_{\text{пл}} - p_z$), геолого-

промысловой характеристики пласта, свойств газа и конструкции скважины.

Из газа в пласте и скважине в результате изменений давления и температур может выделяться жидкая фаза (вода и конденсат).

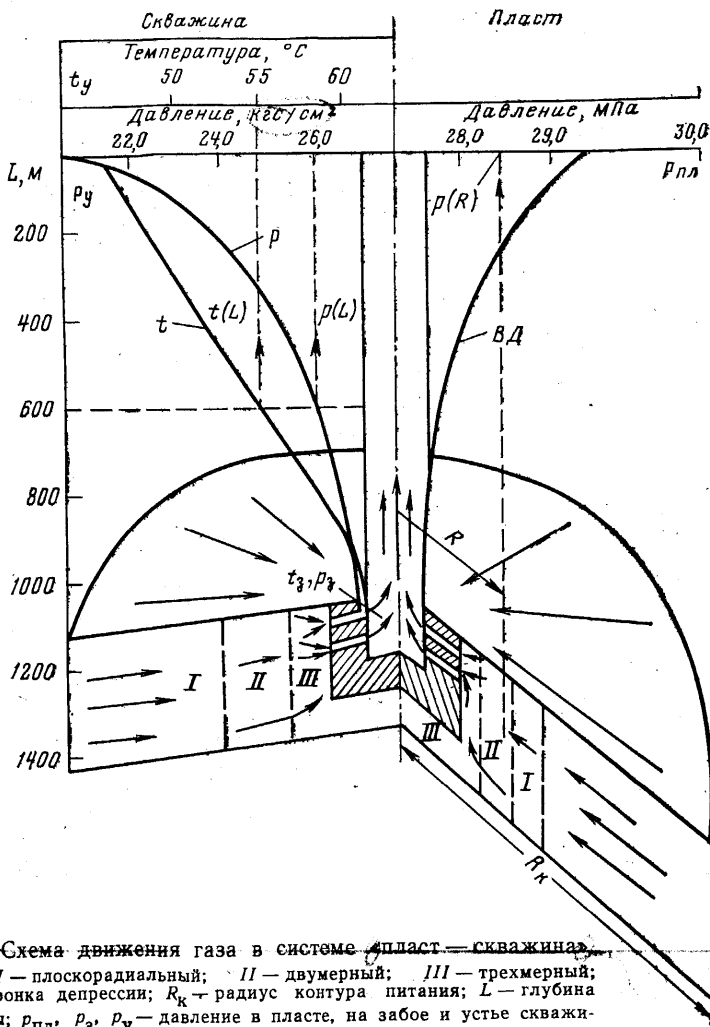


Рис. 5. Схема движения газа в системе (пласт — скважина).

Поток: I — плоскорадиальный; II — двумерный; III — трехмерный; ВД — воронка депрессии; R_k — радиус контура питания; L — глубина скважины; $p_{пл}$, p_3 , p_y — давление в пласте, на забое и устье скважины соответственно; t_3 , t_y — температуры на забое и устье скважины соответственно

На забой возможен вынос потоком газа твердых частиц (разрушение пласта) и жидкости.

Нормальную эксплуатацию скважины обеспечивают правильным назначением технологического режима ее эксплуатации.

Закономерности описанного процесса изучают при исследованиях скважин. Цель исследований скважин состоит в определении данных, необходимых для назначения технологического режима их эксплуатации, а также для проектирования и контроля за разработкой и эксплуатацией газовых и газоконденсатных месторождений.

Данные, полученные при исследованиях скважины, зависят от методов исследований. На промыслах применяют геологические, геофизические, газогидродинамические, газоконденсатные и другие методы исследования скважин. Одновременно-последовательные исследования разными методами получили название комплексных. Проведение комплексных исследований скважин повышает надежность и достоверность получаемых данных за счет взаимного дополнения, контроля и подтверждения получаемых результатов.

Геологические исследования проводят в процессе бурения скважин. Отбирают образцы пород (керна) с последующим изучением в лабораториях состава и свойств пород и насыщающих их жидкостей и газов. Наблюдают за составом и размерами разбуренных пород, наличием в промывочной жидкости газа и нефти и т. д.

Геофизические исследования проводят в необсаженных и обсаженных трубами скважинах. Изучают такие физические свойства пород, как электропроводность, наличие полей естественной поляризации и радиоактивности, искусственно введенную радиоактивность, рассеяние и поглощение «меченых» изотопов и т. д. Все эти свойства закономерно связаны с геолого-промысловыми характеристиками пластов: пористостью, проницаемостью, газонасыщенностью и другими. Поэтому по геофизическим данным выделяют продуктивные пропластки, устанавливают границы пласта (положение кровли и подошвы), определяют начальное положение ГВК и контролируют его перемещение во времени. По геофизическим данным оценивают коэффициент пористости пласта; начальную, текущую и конечную газонасыщенность пластов.

Термометрия (измерение температуры по стволу скважины) позволяет определять места притока газа в скважину, наличие и места утечек газа из скважины при нарушении герметичности колонн или цементного кольца.

Акустические методы (шумометрия) — измерение звуковых колебаний в потоке газа — позволяют по записанным диаграммам выделять интервалы пласта, из которых газ поступает в скважину, и производительность каждого из них.

Газогидродинамические исследования — основной метод исследования скважин. При этом методе изучаются те же процессы, которые непрерывно происходят в пласте и стволе скважины при добыче газа: фильтрация (приток газа к скважине) и движение газа в стволе скважины.

Приток газа к забою скважины описывается двучленной формулой:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = AQ + BQ^2, \quad (9)$$

откуда

$$Q = \frac{\sqrt{A^2 + 4B(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2)} - A}{2B}. \quad (10)$$

В формулах (9), (10) A и B — коэффициенты фильтрационно-го сопротивления. Для схемы (см. рис. 5) они имеют следующий вид.

$$A = \frac{\mu z p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 \right), \quad (11)$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ст}} z p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}^2}{2\pi^2 h^2 l T_{\text{ст}}^2} (1 + r_{\text{с}} C'_1 + C'_2). \quad (12)$$

Из формул (11), (12) видно, что A и B зависят:

1) от свойств пласта — проницаемости (k), коэффициента макрошероховатости l , зависящего от k и m ; толщины (h), температуры ($T_{\text{пл}}$);

2) от свойств газа — плотности ($\rho_{\text{ст}}$); вязкости (μ); коэффициента сверхсжимаемости (z);

3) от конструкции скважины — радиуса скважины ($r_{\text{с}}$); коэффициентов, учитывающих сопротивление в зонах II и III (см. рис. 5), которые зависят от степени (отношения вскрытой части пласта ко всей мощности) и характера (форма и число каналов в цементном кольце и стенках скважины) вскрытия пласта (C_1 , C_2 и C'_1 , C'_2) соответственно;

4) от геометрии притока к скважине — радиуса контура питания ($R_{\text{к}}$).

Принято считать, что сопротивление A обусловлено силами трения, а B — инерционными силами.

Методика газогидродинамических исследований сводится к измерению Q , $p_{\text{пл}}$ и p_3 . Последовательно задают 5—6 различных дебитов скважин вначале от меньшего к большему (прямой ход), а затем от большего к меньшему (обратный ход). При каждом дебите ожидают стабилизации давления и температуры на устье скважины. После этого расходомером измеряют дебит скважины. Забойное давление либо измеряют, либо рассчитывают. Измеряют p_3 глубинным манометром, опущенным в фонтанные трубы на забой (в этом случае газ из скважины отбирают по затрубью — между фонтанной и обсадной колоннами). Рассчитывают p_3 по измеренному на устье давлению в затрубье, а газ в это же время отбирается по фонтанным трубам. Пересчет ведут по формуле (6). Пластовое давление измеряют глубинными манометрами на забое полностью остановленной скважины после стабилизации в ней

давления, либо пересчитывают по той же формуле (6) по измеренному устьевому давлению также после стабилизации давления в скважине.

Результаты измерений наносят на график (рис. 6). Графически определяют численные значения коэффициентов A и B и подставляют их в формулы (9), (10).

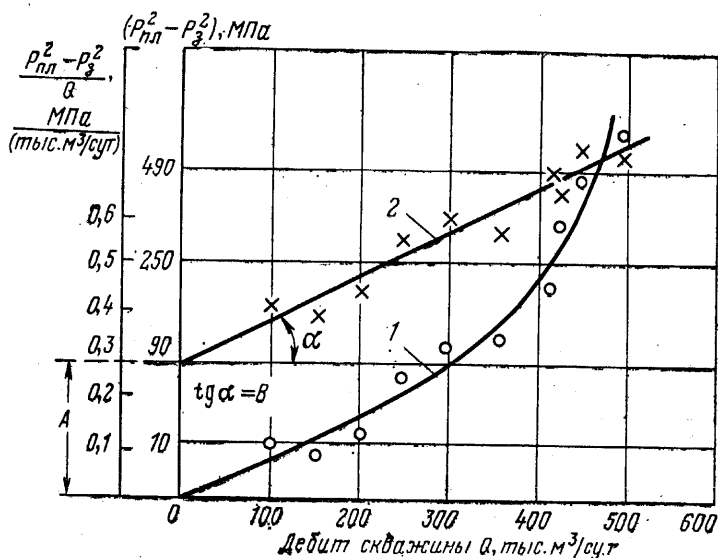


Рис. 6. Результаты обработки данных газогидродинамических исследований скважины.

1 — индикаторная линия скважины; 2 — зависимость $(p_{пл}^2 - p_3^2)/Q$ от Q ; A и B — коэффициенты фильтрационных сопротивлений скважины

По данным (см. рис. 6) определяют

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = 0,3Q + 0,453Q^2;$$

$$Q = \frac{\sqrt{0,09 + 1,812(p_{пл}^2 - p_3^2)} - 0,3}{0,906}.$$

Кроме дебита по этим данным, используя формулы (11), (12), рассчитывают проницаемость и пористость пласта, характеристики призабойной зоны и т. д.

При газогидродинамических исследованиях газ пропускают через сепараторы, где от него отделяют твердые частицы и жидкость. Наблюдая за накоплением их в сепараторах, устанавливают, при каком дебите и какой депрессии начинается разрушение пласта и поступление воды в скважину. Эти депрессии называют максимально допустимыми. Наблюдают также за техническим состоянием оборудования, например за вибрацией.

По результатам газогидродинамических исследований устанавливают технологические режимы эксплуатации скважин и назначают рабочие дебиты скважин (см. главу II, § 3).

На промыслах проводят и более сложные газогидродинамические исследования скважин при неустановившейся фильтрации.

Измеряют давление на устье и забое скважин в периоды после остановки (восстановление давления) или пуска (падение давления) скважины. Обработка таких измерений позволяет получить характеристики не только призабойной зоны скважины, но и всей области дренирования.

При газогидродинамических исследованиях газоконденсатных скважин в пласте из газа выделяется конденсат и происходит фильтрация двухфазной газожидкостной смеси. Приток к скважине такой смеси описывается формулами, значительно более сложными, чем двучленная формула (9). Поэтому для упрощения обычно в двучленную формулу (9) вводят поправки, учитывающие присутствие конденсата в пласте.

Газогидродинамические исследования скважин проводятся геологической службой промыслов как после монтажа на устье дополнительного оборудования, так и при помощи передвижных лабораторий, оснащенных комплексом дистанционных автоматических приборов, например лабораторий типа АПЭЛ, «Аист», «Глубина» и т. д.

Газоконденсатные исследования скважин и месторождений — это измерение количества газа и конденсата (соотношения фаз), а также определение их состава и свойств при различных давлениях и температурах, т. е. это определение газоконденсатной характеристики месторождения.

По результатам газоконденсатных исследований выбирают метод разработки месторождения, прогнозируют добычу конденсата, и назначают режимы эксплуатации промыслового оборудования. Поэтому при газоконденсатных исследованиях стремятся определить газоконденсатную характеристику месторождения при тех же условиях, которые существуют во время добычи газа и конденсата. При добыче газа в зонах дренирования скважин начинает падать пластовое давление (см. рис. 5). В результате этого (см. рис. 1, линия АВС) часть углеводородов из газового состояния переходит в жидкое (конденсат). Конденсат в пласте тонкой пленкой обволакивает стенки пор и практически остается неподвижным. Этот конденсат называют пластовыми потерями конденсата. Только небольшое количество конденсата из зон II и III (см. рис. 5) поступает на забой скважины. В основном на забой поступают газообразные углеводороды — газовая фаза пластовой газоконденсатной смеси. Но уже в стволе скважины из-за снижения давления и температуры (см. рис. 5, линии p и t) часть углеводородов из газовой фазы переходит в жидкое состояние — конденсат (см. рис. 1, линия АЕ).

С устья газоконденсатный двухфазный поток (газ+конденсат) по отводу (шлейфу) поступает в промысловые установки. В этих установках специально снижают давление и температуру потока до заданных значений давления p_c и температуры T_c сепарации. За счет этого из газовой фазы стремятся отделить максимальное количество конденсата, чтобы впоследствии из отсепарированного

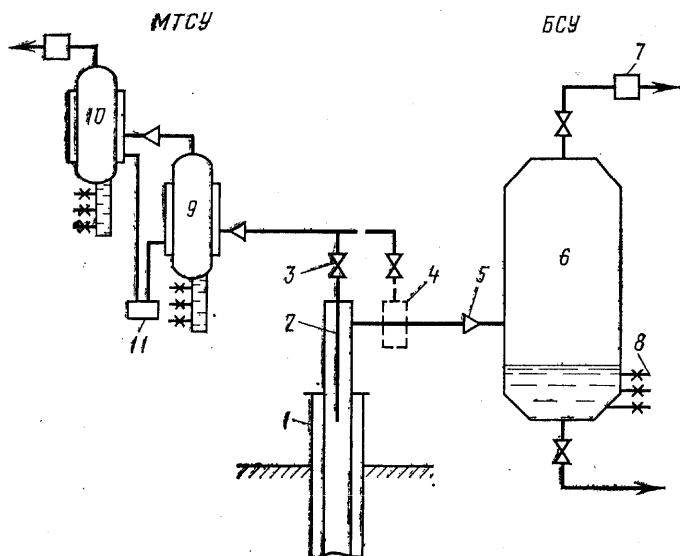


Рис. 7. Схема установок при промысловых газоконденсатных исследованиях скважин.

БСУ — большая сепарационная установка; МТСУ — малая термостатируемая сепарационная установка; 1 — скважина; 2 — прободоотборный зонд; 3 — задвижки; 4 — смеситель; 5 — штуцеры; 6 — сепаратор; 7 — счетчик газовый; 8 — вентили мерные; 9, 10 — сепараторы малогабаритные; 11 — термостаты

газа в газопроводе уже не выделялся конденсат. Одновременно с конденсатом в жидкое состояние переходят и пары воды, всегда содержащиеся в газе.

Фазовые соотношения при описанных процессах изучаются во время газоконденсатных исследований. При газоконденсатных исследованиях изучают фазовые соотношения в условиях пласта ($p_{пл}$, $T_{пл}$), промысловых сепараторов (p_c , T_c), а также в стволе скважины ($p_{скв}$, $T_{скв}$) и иногда в газопроводе (p_r , T_r).

Проводят промысловые и лабораторные газоконденсатные исследования. При промысловых исследованиях определяют газоконденсатную характеристику в условиях сепарации, скважины и газопровода; при лабораторных исследованиях — в условиях пласта. В лабораториях также анализируют пробы газа и конденсата.

Промысловые исследования проводят тремя способами: сепара-

цией (разделением фаз) всей продукции скважины; сепарацией части продукции и комбинированным способом, т. е. одновременно двумя способами (рис. 7).

Всю продукцию сепарируют в стационарных или передвижных сепараторах промышленной пропускной способности; часть продукции скважины — в малогабаритных передвижных термостатируемых установках. Часть продукции отбирают из двухфазного устьевого потока при помощи пробоотборных устройств — зондов. На входе в зонды поддерживают такую же скорость, как и во всем потоке. Только при таком отборе удастся получить часть продукции, одинаковую по соотношению фаз и составу со всей продукцией скважины.

При промысловых исследованиях малогабаритные сепараторы термостатируют, поддерживая постоянными заданные температуры сепарации. Давления сепарации изменяют. Измеряют расход газа через сепаратор и количество выделяющегося в нем конденсата. По результатам измерения рассчитывают количество конденсата в сантиметрах кубических или в граммах, выделяющееся из 1 м^3 газа при заданных давлениях и температурах. Эту величину называют содержанием нестабильного конденсата в газе. Из сепаратора в контейнер-пробоотборник отбирают пробу конденсата. В лаборатории контейнер термостатируют при температуре 20°C и медленно выпускают из него газ (дегазация). Измеряют объем жидкого конденсата при атмосферном давлении и пересчитывают на объем при давлении 760 мм рт. ст.

Конденсат при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 20°C называют стабильным (товарным). Конденсат, получаемый в промысловых емкостях при давлении и температуре окружающей среды, называют выветренным. Отношение объема стабильного конденсата к объему нестабильного называют коэффициентом усадки конденсата K_y ($K_y \approx 0,52—0,86$). Умножая измеренные объемы накопленного в сепараторах нестабильного конденсата на K_y , определяют добычу товарного конденсата.

Результаты газоконденсатных исследований представляют в виде графиков изотерм и изобар конденсации (рис. 8).

Из рис. 8 видно, что при постоянном давлении (изобара 1) с понижением температуры увеличивается содержание конденсата в газе. При постоянной температуре (изотерма 2) и давлении $p_{\text{м.к}}$, названном давлением максимальной конденсации, в газе содержится максимальное количество конденсата, при уменьшении ($p_{\text{м.к}} \rightarrow 30$) или увеличении давления ($p_{\text{м.к}} \rightarrow 110$) содержание конденсата в газе также уменьшается. Зная эти закономерности и имея результаты исследований, назначают режим сепарации (см. главу I, § 5) и подсчитывают добычу нестабильного и стабильного (товарного) конденсата.

Лабораторные газоконденсатные исследования проводят на установках УГК-3 и УФР-2 (установка газоконденсатная и установка фазовых равновесий). Основные узлы установок — два со-

суда высокого давления. В первом — камере PVT (давление, объем, температура) осуществляют тот же процесс снижения давления при отборе газа, что происходит в пласте при добыче газа. Камеру PVT термостатируют, поддерживая пластовую темпера-

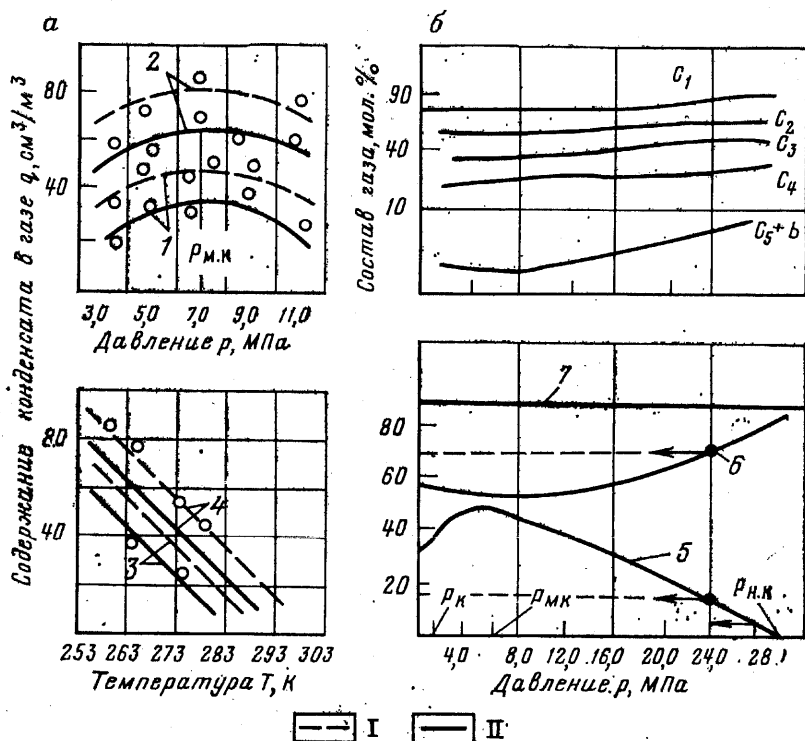


Рис. 8. Результаты промышленных (а) и лабораторных (б) газоконденсатных исследований.

q — содержание конденсата в газе: I — нестабильного (сырого); II — стабильного (товарного); изотермы при температуре сепарации: 1 — $t_c = 0^\circ\text{C}$ (273 K); 2 — $t_c = -15^\circ\text{C}$ (258 K); $p_{м.к}$ — давление максимальной конденсации; 3 — изобары при $p_c = 5$ МПа; 4 — изобары при $p_c = 9$ МПа; 5 — изотерма при $t = t_{пл}$; 6 — потенциальное содержание конденсата в добываемом газе; 7 — потенциальное начальное содержание конденсата в пластовом газе; C₁, C₂, C₃, C₄, C₅+b — кривые содержания конденсата в сумме с более тяжелыми углеводородами соответственно в добываемом газе; $p_{н.к}$ — давление начала конденсации; $p_{к}$ — давление в залежи в конце разработки

туру. Газ из нее выпускают во второй сосуд — сепаратор. В сепараторе при постоянных температуре T_c и давлении p разделяют газ и конденсат. В первом сосуде измеряют количество конденсата, которое может выделиться из газа в пласте (рис. 8, кривая 5). В сепараторе измеряют количество конденсата, которое можно выделить из добываемого газа (см. рис. 8, б). Из сепаратора периодически отбирают пробы и анализируют их, т. е. определяют

изменение состава добываемого газа в зависимости от падения пластового давления (см. рис. 8, б).

Графические результаты лабораторных исследований (см. рис. 8) показывают, что по мере падения пластового давления пластовые потери конденсата увеличиваются ($p_{н.к} \rightarrow p_{м.к}$), а затем уменьшаются ($p_{м.к} \rightarrow p_k$). Добыча же конденсата, наоборот, вначале уменьшается ($p_{н.к} \rightarrow p_{м.к}$), а затем несколько увеличивается (см. рис. 8, кривые 5, 6 соответственно). В составе добываемой углеводородной (газоконденсатной) смеси содержание тяжелых углеводородов $C_5 + v$ уменьшается, изменяются соотношения и в составе более легких углеводородов.

Таким образом, результаты лабораторных газоконденсатных исследований служат основой для прогнозирования добычи и изменения состава газа и конденсата.

§ 4. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные понятия

Газовые и газоконденсатные месторождения — основной источник газа единой газоснабжающей системы страны ЕГС (рис. 9). Добыча газа из месторождений влияет на функционирование

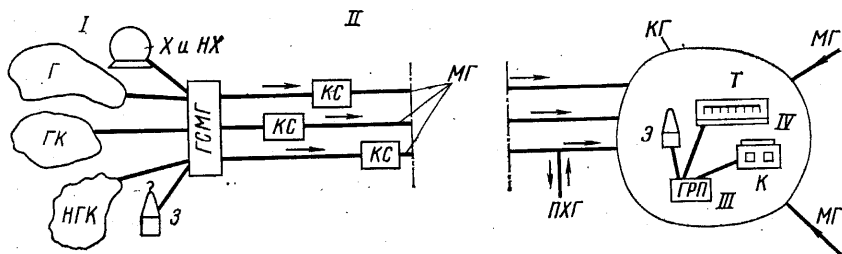


Рис. 9. Структура единой газоснабжающей системы страны.

I — источники газа: Г, ГК, НГК — месторождения газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные соответственно; X и НХ — химическое и нефтехимическое производство; З — заводы искусственного газа; II — газотранспортные системы; ГСМГ — головные сооружения магистральных газопроводов; МГ — магистральные газопроводы; КГ — кольцевые газопроводы; КС — компрессорные станции; ПХГ — подземные хранилища газа; III — газораспределительные сети; ГРП — газораспределительные пункты; IV — потребители газа: Э — энергетические; Т — технологические; К — коммунально-бытовые

(действие) ЕГС, а функционирование ЕГС в свою очередь предъявляет свои требования к условиям добычи газа. Поэтому в современной науке о добыче газа месторождения рассматриваются как часть единого целого — ЕГС.

Процесс добычи газа из месторождений состоит из разработки и эксплуатации.

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений — это управление процессом движения газа и конденсата в недрах

посредством размещения, установления числа, последовательности ввода и технологических режимов работы скважин.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений — это управление процессами движения газа в скважинах и газосборных сетях, технологическими процессами промышленной обработки и переработки газа и подачи его в магистральные газопроводы (МГ) или непосредственно потребителям. К эксплуатации месторождений относят также обслуживание и поддержание технологических режимов эксплуатации оборудования скважин и всех промысловых установок и сооружений.

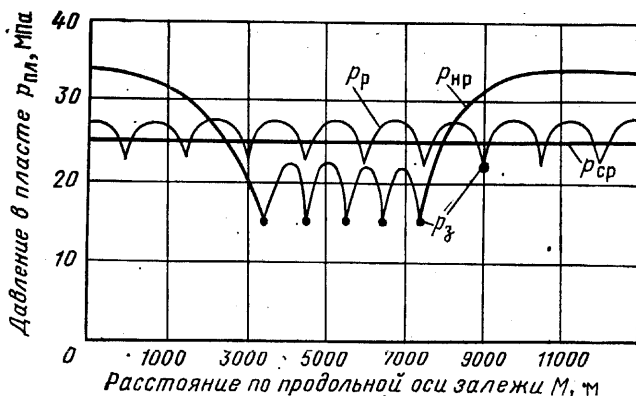


Рис. 10. Распределение давления P в газовой залежи при равномерном p_p и неравномерном $p_{нр}$ размещении скважин.

Давление: p_z — забойное; $p_{ср}$ — среднее в пласте

Процессы, проходящие в недрах при разработке газовых и газоконденсатных месторождений, можно схематично представить следующим образом.

До начала разработки в залежи находится некоторое количество (запасы) газа или газа с конденсатом при начальных пластовом давлении и температуре.

Затем бурят определенное число скважин и начинают из них отбирать газ (начало разработки). При этом вокруг каждой скважины образуется воронка депрессии ВД (см. рис. 5). Области дренирования пласта скважинами расширяются, сливаются и образуется единая для всей залежи воронка депрессии (рис. 10). Во всем объеме пласта начинает падать давление. Одновременно продолжают бурить новые скважины, размещая их в основном в зонах повышенных пластовых давлений. Затем начинают отбор газа из новых скважин, тем самым обеспечивая более равномерное снижение давления во всем объеме залежи.

Если при этом положение ГВК (см. рис. 2) остается неподвижным (газовый режим пласта), то в залежи далее будет происхо-

дить следующее. По мере отбора газа из залежи в результате потерь давления при фильтрации газа запас пластовой энергии в виде энергии сжатого газа будет истощаться. Количество газа в залежи (текущие запасы), естественно, также уменьшается.

В первые годы разработки за счет ввода новых скважин годовые отборы газа из залежи наращивают. Этот период разработки называют периодом нарастающей добычи. Затем темп разбуривания снижают и некоторое время из залежи отбирают примерно постоянное годовое количество газа — период постоянной добычи. При значительном истощении залежи наступает период падающей добычи. В момент, когда давления газа на устьях скважин недостаточно, чтобы газ поступал в МГ ($p_y \approx 5,5—3,5$ МПа), на промыслах вынуждены сооружать промысловые дожимные компрессорные скважины ПДКС.

Период до ввода ПДКС называют бескомпрессорной эксплуатацией месторождения, после ввода — компрессорной. Поскольку давление в недрах по мере отбора газа продолжает падать, наступает момент, когда устьевого давления недостаточно, чтобы газ поступал на прием ПДКС. Наступает завершающий период разработки месторождения. Газ подают местным потребителям. Заканчивают разработку, когда давление на устье составляет менее 0,2—0,3 МПа, а в пласте выше этой величины — на вес столба газа в скважинах. Управлением движения газа в недрах стремятся сократить пути движения газа к скважинам и добиться, чтобы газ двигался по более проницаемым участкам пласта, и при его движении потери давления были наименьшими. Другими словами, при разработке стремятся рационально использовать пластовую энергию газа.

Возможна и другая картина разработки, если ГВК начинает перемещаться в сторону газонасыщенной части пласта (упруговодонапорный режим пласта). В этом случае скважины начинают обводняться как в результате перемещения единого фронта ГВК, так и в результате избирательного продвижения воды по отдельным пропласткам (языки обводнения). Разработка месторождения усложняется. Теперь необходимо управлять движением в пласте не только газа, но и воды. Стремятся за счет размещения скважин и регулирования из них отборов добиться, во-первых, более равномерного перемещения фронта обводнения, и во-вторых, замедлить скорость перемещения ГВК. Поскольку в зоне обводнения может оказаться некоторое количество скважин, их потерю вынуждены компенсировать бурением новых скважин. По сравнению с газовым режимом в данных условиях среднее давление в залежи при одинаковых суммарных отборах газа будет выше. Это продляет период бескомпрессорной эксплуатации. Однако неблагоприятных факторов при упруговодонапорном режиме обычно больше, чем благоприятных.

При разработке газоконденсатных месторождений описанные процессы усложняются выделением конденсата из газа в пласте.

Пластовые потери конденсата могут достигать (до 30—70%) запасов конденсата (см. рис. 8, б). Насыщение пор пласта жидким конденсатом приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, а значит и к увеличению потерь давления при движении газа в пласте. В среднем в пласте насыщенность жидкостью небольшая (10—15%), в основном насыщается призабойная зона скважин (до 20% и более), в результате конденсат в этих зонах становится подвижным. При обводнении скважин часть конденсата вытесняется водой из пласта на забой.

Разработка газоконденсатных месторождений при естественных природных режимах пласта называют разработкой на истощение. С целью увеличения добычи конденсата и сокращения пластовых потерь применяют методы разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием давления. Идею метода легко понять с помощью рис. 8. Если в пласте во время разработки поддерживать давление, равное $p_{н.к}$ или хотя бы 28 МПа, то потери конденсата не превысят $q_{п}=6 \text{ см}^3/\text{м}^3$, в то время как при разработке на истощение потери составят $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Поддерживают давление в пласте закачкой отсепарированного на поверхности теперь уже сухого газа обратно в пласт через нагнетательные скважины. Если закачивать весь добываемый газ обратно, то можно поддерживать давление, близкое к $p_{н.к}$. Однако это надо делать в течение 10—15 лет, пока весь начальный жирный газ не будет вытеснен и заменен в пласте сухим. Газ не подается потребителю, а как бы консервируется. Добывают только конденсат. Чтобы иметь возможность подавать хотя бы часть газа потребителям, обратно можно закачивать не весь газ, а только часть. Давление может снизиться до 24 МПа, однако и в этом случае потери конденсата меньше, чем при разработке на истощение.

Давление можно поддерживать закачкой воды в пласт, тогда нет необходимости консервировать газ, так как не нужна его обратная закачка. Сухой газ можно закачивать в конце разработки, чтобы испарить ранее выпавший в пласте конденсат. Однако испарение конденсата и закачку воды применяют очень редко.

После общего описания процессов, проходящих в пласте в ходе разработки, сформулируем основные научно-технические определения и понятия, используемые в теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Режим пласта — это понятие, которым характеризуют основной (доминирующий) источник пластовой энергии, под действием которого газ поступает в скважины. При газовом режиме пласта — это энергия сжатого газа, при упруговодонапорном — энергия сжатого газа + напор пластовых вод, упругое расширение пород пласта и насыщающей пласт воды. Определяют режим по графику зависимости пластового давления от суммарного отбора газа. При газовом режиме пласта зависимость прямолинейная, при упруговодонапорном давление выше, чем при газовом.

Уравнение материального баланса залежи — это запись закона сохранения материи для условий залежи:

$$M_n = M_t + M_d,$$

где M_n , M_t и M_d — соответственно начальное, текущее и добытое количество газа в массовых единицах.

Заменяя в последнем уравнении M через объем и плотность газа ρ , имеем:

$$\Omega_n \rho_n = \Omega_t \rho_t + Q_{\text{доб}} \rho_{\text{ст}}. \quad (13)$$

С учетом уравнения состояния $\rho = p/zRT$ и того, что $\Omega_t = \Omega_n - \Omega_b$ получим:

$$\frac{\rho_n \Omega_n}{z_n R_n T_n} = \frac{p_t (\Omega_n - \Omega_b)}{z_t R_t T_t} + \frac{Q_{\text{доб}} \rho_{\text{ст}}}{z_{\text{ст}} R_{\text{ст}} T_{\text{ст}}}, \quad (14)$$

где

p_n и p_t — пластовые средневзвешенные по объему порового пространства залежи абсолютные давления соответственно начальное и текущее, МПа;

Ω_n , Ω_t — соответственно начальный и текущий объем порового пространства, занятый газом;

Ω_b — объем порового пространства, занятый поступившей в залежь водой за время снижения давления от p_n до p_t ;

$Q_{\text{доб}}$ — объем добытого газа за период снижения давления от p_n до p_t , приведенный к стандартным условиям;

z_n , z_t , $z_{\text{ст}}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при начальных, текущих и стандартных условиях соответственно;

R и T — газовая постоянная и температура соответственно.

Принимая, что $T_{\text{пл}} = T_n = T_t = \text{const}$ и $R_n = R_t = R_{\text{ст}} = \text{const}$ (для газовой залежи), а также обозначив $p_n/z_n = p_n^*$, $p_t/z_t = p_t^*$, из уравнения (14) получим:

$$p_t^* = p_n^* \frac{\Omega_n}{\Omega_n - \Omega_b} - \frac{\Omega_n Q_{\text{доб}}}{\alpha (\Omega_n - \Omega_b)}, \quad (15)$$

где

$$\alpha = 293 \Omega_n / 1,033 T_{\text{пл}}.$$

По формуле (15) определяют среднее давление в залежи на любой момент разработки при известной добыче газа $Q_{\text{доб}}$, которая учитывается на каждом промысле. При газовом режиме $\Omega_b = 0$ формула (15) упрощается:

$$p_t^* = p_n^* - \frac{Q_{\text{доб}}}{\alpha}. \quad (16)$$

Для газоконденсатной залежи при содержании конденсата в газе выше $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ более точной будет следующая формула:

$$\frac{p_t^*}{R_t^*} = \frac{p_n^*}{R_n^*} \frac{\Omega_n}{(\Omega_n - \Omega_b - \Omega_k)} - \frac{\Omega_n \left(\frac{Q_{\text{доб}}}{R_{\text{ст}}} + Q_{\text{г.к}} \right)}{\alpha (\Omega_n - \Omega_b - \Omega_k)}, \quad (17)$$

где

$R_n, R_T, R_{ст}$ — газовые постоянные для различных составов газовой фазы газоконденсатной смеси соответственно при начальном, текущем и стандартном давлении;

Ω_k — объем порового пространства, занятый выпавшим в пласте жидким конденсатом;

$Q_{г.к}$ — газовый объем добытого конденсата (учитывается то, что конденсат в недрах находился в газообразном состоянии).

Коэффициент газоотдачи пласта — отношение суммарной добычи газа к начальным запасам:

$$\beta_r = \frac{Q_{доб}}{Q_3} = \frac{Q_3 - Q_{ост}}{Q_3} = 1 - \frac{Q_{ост}}{Q_3}. \quad (18)$$

Различают конечный ($Q_{доб}$ при $p_{пл} = p_k$), текущий ($Q_{доб}$ при $p_{пл} = p_T$) и промышленный коэффициенты газоотдачи. Промышленный коэффициент газоотдачи определяют по экономически оправданной добыче газа $Q_{доб}$. При газовом режиме пласта газоотдача может составлять 70—95%, при упруговодонапорном — ниже 50—80%.

Коэффициент конденсатоотдачи пласта — соответственно отношение суммарной добычи конденсата к его потенциальным запасам в пласте. Прогнозируют конденсатоотдачу по результатам лабораторных исследований (см. рис. 8) или по расчетным эмпирическим формулам. При разработке на истощение конечный коэффициент конденсатоотдачи составляет 30—70%, при поддержании пластового давления он увеличивается до 80—95%.

Опытно-промышленная эксплуатация месторождений (ОПЭ) — это этап разработки месторождения в период от открытия и ускоренного ввода в разработку до составления проекта промышленной разработки и обустройства промысла в соответствии с этим проектом. ОПЭ внедрена в практику в нашей стране в 60-х годах, что позволило резко сократить сроки ввода месторождений в разработку и подключать первые разведочные скважины к действующим газопроводам.

Обычно после открытия месторождения разведочной скважиной изучают его геологическое строение, исследуют скважины, подсчитывают и утверждают в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) запасы газа и конденсата, составляют проект разработки и обустройства и только после этого приступают к обустройству и разработке месторождения. От открытия до ввода в разработку может пройти несколько лет. В отличие от такого порядка ОПЭ предусматривает доразведку месторождения в процессе эксплуатации. Практика подтвердила целесообразность ОПЭ, более того, именно внедрение ОПЭ — один из факторов, способствующих небывалым в мировой истории темпам роста добычи газа в СССР.

Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Проект разработки — это комплексный документ, служащий программой действий по разработке месторождения. Проект разработки состоит из следующих разделов: геолого-промысловая характеристика месторождения, газогидродинамические расчеты показателей разработки, технологические и технико-экономические показатели, мероприятия по контролю за разработкой, охрана недр и окружающей среды.

Проект разработки составляется обычно научно-исследовательскими организациями.

При проектировании комплексно используют различные научные дисциплины: промысловую геологию, газогидродинамику, термодинамику, экономику и электронные вычислительные машины (ЭВМ).

При этом рассматриваются возможные варианты разработки, которые отличаются друг от друга разными отборами газа и конденсата, размещением и числом скважин, темпами разбуривания, конструкциями скважин и т. д. Подсчитав на ЭВМ по каждому варианту все показатели разработки (технологические и технико-экономические), сравнивают по этим показателям рассматриваемые варианты и выбирают для практического использования один — наилучший (рациональный, оптимальный).

Наилучшим считают такой вариант, при котором плановая добыча газа и конденсата обеспечивается при минимальных приведенных затратах, заданной надежности, соблюдении условий охраны недр и максимально возможной газо- и конденсатоотдачи пласта.

Размещение необходимого числа скважин, последовательность их ввода, поддержание определенных технологических режимов эксплуатации скважин в совокупности с соответствующими наземными сооружениями называют системой разработки месторождения.

План добычи газа и конденсата изменяется по годам и устанавливается с учетом состояния залежи (пластового давления, обводнения, ограничений дебитов скважин и т. д.) и потребностей в газе ЕГС и местных потребителей.

Размещают скважины на площади залежи равномерно и неравномерно. Имеются в виду равномерности и неравномерности размещения двух видов: геометрическая и газогидродинамическая. Геометрически равномерно размещают скважины в узлах правильных условных сеток (трех-, четырех-, пяти- и шестиугольных), нанесенных на структурную карту залежи. Газогидродинамически равномерно размещают скважины с таким расчетом, чтобы на каждую приходились одинаковые запасы газа в области их дренирования.

Неравномерно геометрически размещают скважины в виде линейных и кольцевых цепочек (батарей), группами (кустами), вдоль оси или в куполе залежи. Неравномерность газогидродинамическая выражается в том, что на каждую скважину приходится разные запасы газа в области их дренирования.

Способ размещения скважин выбирают с учетом формы и размеров залежи, ее геологического строения, условий продвижения газоводяного контакта и т. д. От размещения скважин зависит распределение давления в залежи в процессе разработки и изменение основных показателей разработки (рис. 11).

При равномерном размещении скважин (см. рис. 10) давления в зонах дренирования всех скважин p_r примерно одинаковы, особенно в однородных пластах. Забойные давления p_z мало отличаются от среднего давления в залежи $p_{ср}$. Поэтому плановая добыча газа обеспечивается при небольших депрессиях $\Delta p = p_{ср} - p_z$. Высокие забойные давления позволяют поддерживать и высокие устьевые давления. Это в свою очередь обеспечивает движение газа по газосборным сетям и дает возможность использовать перепады давления в промысловых установках для обработки газа. Период бескомпрессорной добычи газа может быть достаточно длительным.

При неравномерном размещении скважин забойные, а следовательно, и устьевые давления будут значительно ниже, чем при равномерном размещении. В пределах залежи образуется общая воронка депрессии $p_{вр}$. Продолжительность бескомпрессорной добычи сокращается. В то же время неравномерное размещение скважин имеет свои преимущества. Вблизи границ залежи, т. е. вблизи ГВК, пластовые давления остаются достаточно высокими. Поэтому перепад давлений между водо- и газонасыщенной частями пласта небольшой. Продвижение воды начнется позже и будет проходить медленнее. Даже после перемещения ГВК на 3000 м обводненных скважин не будет, в то время как при равномерном размещении (см. рис. 10) обводнится четыре скважины (50% фонда). Длина газосборных трубопроводов на поверхности, а также длина дорог для обслуживания, будут значительно короче, чем при равномерном размещении скважин. Для условий Севера в зоне болот это — решающий фактор при выборе кустового размещения скважин.

Реальная картина распределения давлений в залежи значительно сложнее, однако схематизация (см. рис. 5, 10) позволила нам представить основные процессы, проходящие в залежи, и понять принципы, которыми руководствуются при составлении проекта разработки.

Порядок (последовательность) ввода скважин в эксплуатацию зависит от плана добычи, темпов строительства промысловых сооружений, наличия буровых установок и т. д. Применяют «сгущающиеся» и «ползущие» схемы разбуривания скважин. В первом случае вначале бурят скважины по редкой сетке, а затем ее

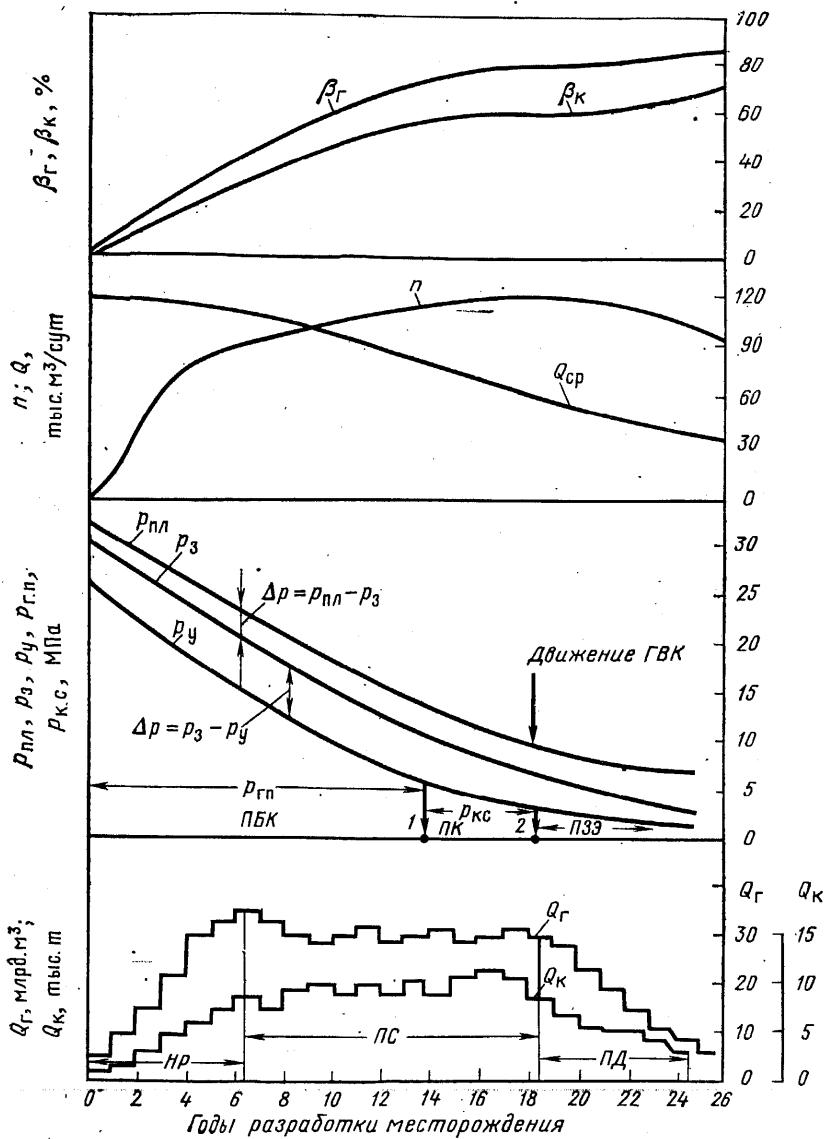


Рис. 11. Показатели разработки газоконденсатного месторождения.

Q_G, Q_K — соответственно годовая добыча газа и конденсата; $p_{пл}, p_z, p_y, p_{гп}, p_{кс}$ — давление соответственно пластовое, забойное, устьевое на входе в газопровод, на входе в компрессорную станцию; n — число скважин; $Q_{ср}$ — дебит средней скважины; β_G, β_K — коэффициент газо- и конденсатоотдачи соответственно; период эксплуатации: ПБК — бескомпрессорной; ПК — компрессорной; ПЗЭ — завершающей; добыча: НР — нарастающая; ПС — постоянная; ПД — падающая

«сгущают», т. е. бурят скважины в промежутках между действующими. Во втором случае ведется бурение всех проектных скважин, но на отдельных участках залежи. Иногда можно сочетать обе схемы. В конце разработки на обводняющихся залежах бурят скважины на участках повышенных пластовых давлений, чтобы добыть оставшийся газ.

Технологические режимы эксплуатации скважин — важное средство управления движением газа в недрах. Поскольку они зависят еще от геолого-промысловых свойств пласта и технического состояния скважины, этот вопрос будет рассмотрен самостоятельно (см. главу II, § 3).

Максимально возможные коэффициенты газо- и конденсатоотдачи пласта должны быть обоснованы проектными решениями. Это требование введено в последние годы. Нельзя оставлять в недрах значительное количество газа и конденсата. Это ценное топливо и сырье, к тому же запасы их в недрах ограничены и не восполнимы. В каждом проекте разработки рассчитывают коэффициенты газо- и конденсатоотдачи пласта, которые зависят от размещения скважин, степени вытеснения газа водой, неоднородности свойств пласта, темпов отбора газа и других факторов.

Охрана недр состоит в том, чтобы при разработке не допустить подземных перетоков и выхода газа на поверхность. Перетоки могут произойти через цементное кольцо между трубами и стенками пробуренных пород. Кроме того, газ может поступать в межтрубное пространство через резьбовые соединения и трещины в теле труб. Подземные перетоки приводят к утечкам (потерям) газа из продуктивного горизонта. Накопление газа в вышележащих горизонтах из-за негерметичности их кровли может привести к выходу газа на поверхность через толщу пород. Газовые выходы на поверхности в виде фонтанчиков называют грифонами. Грифоны очень опасны: газ может загореться и возникнет пожар на большой площади. Доступ к устью скважины в этом случае очень затруднен. Ликвидировать такой пожар трудно.

Кроме подземных перетоков опасны и заколонные проявления, т. е. появление газа и повышение давления в пространствах между обсадными трубами скважины, например, между кондуктором и эксплуатационной колонной. При этом возможны разрывы труб, образование грифонов и даже открытых фонтанов.

В проекте разработки в обязательном порядке утверждается конструкция скважины, обеспечивающая охрану недр. Предусматриваются такие условия эксплуатации скважин, которые также обеспечивают охрану недр.

Надежность плановой добычи обеспечивается созданием резерва по количеству или производительности скважин с соответствующими промысловыми сооружениями. Статистический анализ и теория вероятности позволяют рассчитать и запроектировать такую систему разработки с необходимым резервом, которая обес-

печит плановую добычу при любых возможных отказах и выходе из строя скважин и промысловых сооружений. Обычно создают 15% -ный резерв числа скважин. Другие показатели резервирования рассчитывают и включают в проект разработки.

Минимальные приведенные затраты — основное условие при обосновании наилучшего варианта разработки. Эти затраты включают все расходы на разработку в виде капитальных вложений и эксплуатационных затрат с учетом сроков окупаемости средств, вложенных в добычу газа (см. главу VIII, § 2). Экономические показатели зависят от техники и технологии добычи газа и настолько связаны с ними, что обычно разработка характеризуется технико-экономическими показателями.

Технико-экономические показатели разработки газоконденсатного месторождения в проектах приводят в таблицах и на графиках (см. рис. 11). Плановая годовая добыча газа и конденсата (Q_g и Q_k) первые шесть лет растет (период нарастающей добычи), затем остается примерно постоянной (период постоянной добычи) и, наконец, в течение последних восьми лет снижается (период падающей добычи). Продолжительность периодов добычи на разных месторождениях различна.

Пластовое давление $p_{пл}$ падает во времени почти пропорционально отбору, но в момент значительного (расчетного) поступления воды в залежь пропорциональность нарушается. При водонапорном режиме после внедрения воды давление выше, чем при газовом.

Забойное давление p_z ниже пластового, на депрессию $\Delta p = p_{пл} - p_z$. Устьевое давление p_y ниже забойного p_z на потери давления при движении газа в стволе скважины $\Delta p_{скв} = p_z - p_y$.

Кривую устьевых давлений используют для определения продолжительности бескомпрессорной и компрессорной добычи газа. Если для подачи газа в газопровод требуется, чтобы p_y было равно примерно 5 МПа, то бескомпрессорный период будет продолжаться 16 лет (см. рис. 11, точка 1).

Запроектировав давление на устье в 2 МПа, необходимое для подачи газа на вход в ПДКС, тем самым установили продолжительность компрессорной эксплуатации шесть лет (см. рис. 11, точка 2). После 22 лет разработки планируется подача газа местным потребителям.

Число скважин n на месторождении увеличивается до 120, а затем немного уменьшается из-за их обводнения.

Дебиты скважин примерно соответствуют дебиту средней скважины, т. е. условной скважины, принятой для удобства расчетов. Характеристику средней скважины определяют статистической обработкой фактических данных. Дебит со временем уменьшается.

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи пласта β_g и β_k увеличиваются во времени. Вначале темп роста большой, а затем снижается. Конечный коэффициент газоотдачи запроектирован в 85%, конденсатоотдача — в 70%.

Реализация проекта разработки

Реализация проекта разработки осуществляется производственным коллективом промысла. Задача состоит в том, чтобы полностью выполнить все положения проекта. Однако делать это необходимо творчески, постоянно совершенствуя и улучшая процесс разработки. Этому служат анализ и контроль за разработкой.

Контроль за разработкой — это совокупность работ и исследований, проводимых на промысле с целью определения фактического состояния процесса разработки. Определяют пластовое давление по скважинам и среднее в залежи. Измеряют забойные и устьевые давления и температуры, дебиты скважин. Определяют, из каких пропластков и в каких количествах поступает газ из пласта на забой скважины. Контролируют перемещение ГВК, фиксируют динамику обводнения скважин. На газоконденсатных месторождениях определяют текущую газоконденсатную характеристику добываемой продукции: содержание конденсата в газе, компонентный состав газа и фракционный конденсата.

Строят карты равных давлений (изобар), по которым можно судить об образовании воронок депрессии вокруг отдельных скважин, групп скважин и в целом по залежи.

Основной метод контроля — проведение комплексных исследований скважин с последующей обработкой полученной информации.

Анализ разработки состоит в обобщении результатов контроля, построении графиков динамики всех показателей разработки, сравнении их с проектными и в установлении причин фактической динамики показателей и отличия их от проектных.

На основе результатов контроля и анализа составляют уточненный проект разработки. Уточненный проект — это новый вариант разработки, соответствующий более высокому уровню знания геологии залежи, газогидродинамики проходящего процесса, технологии эксплуатации скважин и промышленного оборудования. Поэтому реализация этого варианта позволяет улучшить все технико-экономические показатели добычи газа по сравнению с ОПЭ и первым проектом разработки. Завершающий этап разработки проводят в соответствии с проектом разработки. Реализация проекта доработки обычно сводится к избирательному отбору газа из отдельных пропластков после изоляции обводненных, к преимущественному отбору газа из зон повышенных пластовых давлений, к бурению скважин в зонах скопления заземленного водой газа и т. д.

Все мероприятия по управлению движением газа в пласте направлены в этот период на достижение максимально возможных коэффициентов газо- и конденсатотдачи пласта.

Разработать газовое или газоконденсатное месторождение — значит рационально, научно обоснованно использовать богатства недр на благо нашего народа.

Необходимость промышленной обработки газа и конденсата

Газ и конденсат с промысла подают в магистральные газопроводы, местным потребителям, на газо- и нефтеперерабатывающие заводы ГПЗ и НПЗ. Но это уже обработанные на промысле — товарные (кондиционные) газ и конденсат.

Газ и конденсат в том состоянии, в котором они поступают из пласта на устье скважины, непригодны для подачи потребителям. В таком газе содержатся твердые примеси, вредные компоненты, парообразная влага, пластовая вода, а также ценные химические соединения.

Твердые примеси — это частички глинистого раствора, цемента, породы пласта, продукты коррозии (физико-химического разрушения) и эрозии (механического разрушения) металла оборудования. Твердые примеси, которые несет поток газа, могут двигаться со скоростями до 10—15 м/с. Кинетическая энергия таких частиц огромна. При ударе частиц о стенки труб и другого оборудования происходит механическое активное разрушение металла — эрозия оборудования. Известны случаи, когда в течение двух-трех часов образовывались отверстия в изгибах труб с толщиной стенок 15—20 мм. Поэтому на промыслах необходима очистка газа от твердых примесей.

Вредные компоненты (углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S и органические кислоты) вступают в химическое взаимодействие с металлами и приводят к активной коррозии оборудования. Возникает опасность разрушения, разрыва оборудования. Следовательно, необходима очистка газа от них.

Парообразная влага, которая всегда содержится в газе, при уменьшении давления и температуры потока газа переходит в жидкое состояние — в конденсационную воду (в отличие от пластовой воды). Эта вода корродирует металлы, затрудняет движение газа, занимая часть сечения трубопроводов, образует пробки, может замерзать, образуя ледяные пробки. Вода при определенных давлениях и температурах образует физико-химические соединения с газом — гидраты, по внешнему виду похожие на лед или снег. Гидраты частично или полностью заполняют сечение оборудования, что приводит к уменьшению и даже полному прекращению движения газа.

Пластовая вода, поступающая с газом, ведет к тем же осложнениям, что и конденсационная. Высокая минерализация этой воды приводит к более активной коррозии, но затрудняет гидратообразование.

На промыслах необходима осушка газа. К ценным компонентам в составе природного газа относятся гелий, этан; пропан-бутановые фракции. До подачи газа в МГ из него выделяют эти компоненты путем переработки газа. Даже сероводород при со-

держании его в газе более 2—3% — ценный компонент, поскольку из него получают элементарную серу.

Конденсат добывают на газоконденсатном месторождении одновременно с газом. В промысловых установках при давлениях 4—8 МПа и температурах — 15—30°C из газа выделяют, а затем отделяют нестабильный конденсат. Нестабильный конденсат по конденсатопроводу подают на ГПЗ или НПЗ. При отсутствии конденсатопровода транспортировать нестабильный конденсат другими видами транспорта нельзя, так как он находится под достаточно высоким давлением. Поэтому промысловая обработка конденсата заключается в его стабилизации.

Стабилизация конденсата — это процесс одно- или многоступенчатого снижения давления до атмосферного и повышение температуры примерно до 20°C. При стабилизации из газа выделяется газ дегазации. Он состоит в основном из этана и пропан-бутанов. Это ценное сырье для переработки. Поэтому газ дегазации подают на ГПЗ, а если это невозможно, то в газопроводы, и только в исключительных случаях сжигают на факелах.

Требования к промышленной обработке газа и конденсата

Требования к промышленной обработке газа и конденсата предъявляются исходя из необходимости решения двух задач: во-первых, комплексного использования всех компонентов, входящих в состав добываемой продукции, во-вторых, подачи газа в МГ и конденсата потребителям с определенными строго заданными свойствами (кондициями).

Для комплексного использования компонентов добываемой продукции от газа на промыслах отделяют конденсат (98—80% потенциального содержания), более 95% сероводорода, проводят дэтаннизацию и дебутанизацию сырого конденсата, вблизи промыслов на ГПЗ перерабатывают промысловый газ и только после этого подают в газопроводы. Технологические схемы и установки выбирают по технико-экономическим показателям. Степень извлечения тех или иных компонентов определяется экономической целесообразностью.

Свойства газа, транспортируемого по МГ, должны строго соответствовать требованиям ОСТ 51.40—74.

При подготовке к утверждению этого ОСТа исходили из следующего.

В газопроводе из транспортируемого газа не должны выделяться в виде жидкости вода и конденсат, что значительно уменьшает коррозию, увеличивает пропускную способность газопровода (не будут образовываться гидраты).

Ограниченное содержание механических (твердых) примесей предотвращает эрозию труб и оборудования.

Ограничение содержания сероводорода значительно уменьшает коррозию и предотвращает загрязнение воздуха сернистыми продуктами сжигания газа.

**Нормы отраслевого стандарта ОСТ 51.40—74 на природный газ,
транспортируемый по МГ**

Показатели	Для умеренной и жаркой кли- матических зон	Для холодной климатичес- кой зоны
Точка росы по влаге и тяжелым углеводородам при давлении 5,5 МПа не более, °С: в зимний период (с 1/IX по 30/IV) в летний период (с 1/V по 30/IX)	—10 —3	—25 —15
Содержание механических примесей, не более, г/100 м ³	0,1	0,1
Содержание сероводорода не более, г/100 м ³ ,	2,0	2,0
Содержание кислорода не более, об. %	1,0	1,0

Устанавливая нормы на эти показатели, учитывали возможности современной техники и технологии и затраты на промышленную обработку газа. В самом деле, если установить очень дорогие и сложные установки и проводить очень глубокую очистку и осушку газа, то затраты могут стать излишне высокими.

На конденсат, подаваемый с промыслов, нет стандартов. Ориентироваться можно на следующие показатели: упругость паров стабильного конденсата не должна превышать 400 мм рт. ст., температура вспышки не менее 80 °С, температура застывания не выше —30 °С для умеренного и не выше —60 °С для холодного климата. Стабильный конденсат должен отстояться в емкостях-разделителях и от него должны быть отделены вода, метанол, гликоли и другие жидкости, применяемые в технологических процессах промышленной обработки газа.

Конденсат, отвечающий указанным требованиям, можно доставлять с промыслов потребителям железнодорожным, автомобильным и водным транспортом.

Способы промышленной обработки газа и конденсата

На газовых и газоконденсатных месторождениях в основном применяют три способа обработки газа: низкотемпературную сепарацию (НТС), абсорбцию и адсорбцию.

Низкотемпературная сепарация — это комплекс технологических процессов, направленных на охлаждение продукции скважины до нужных температур с последующей ее сепарацией.

Охлаждают продукцию скважины для того, чтобы сконденсировались тяжелые углеводороды (конденсат) и пары воды. После перехода конденсата и воды в жидкое состояние газожидкостную смесь сепарируют, отделяя жидкость от газа. При сепарации от-

газа отделяются также механические (твердые) примеси и вводимые в поток ингибиторы коррозии и гидратообразования. Таким образом, назначение НТС — извлечение конденсата, осушка и очистка газа от механических примесей. НТС обеспечивает подачу кондиционного газа в МГ и добычу нестабильного конденсата.

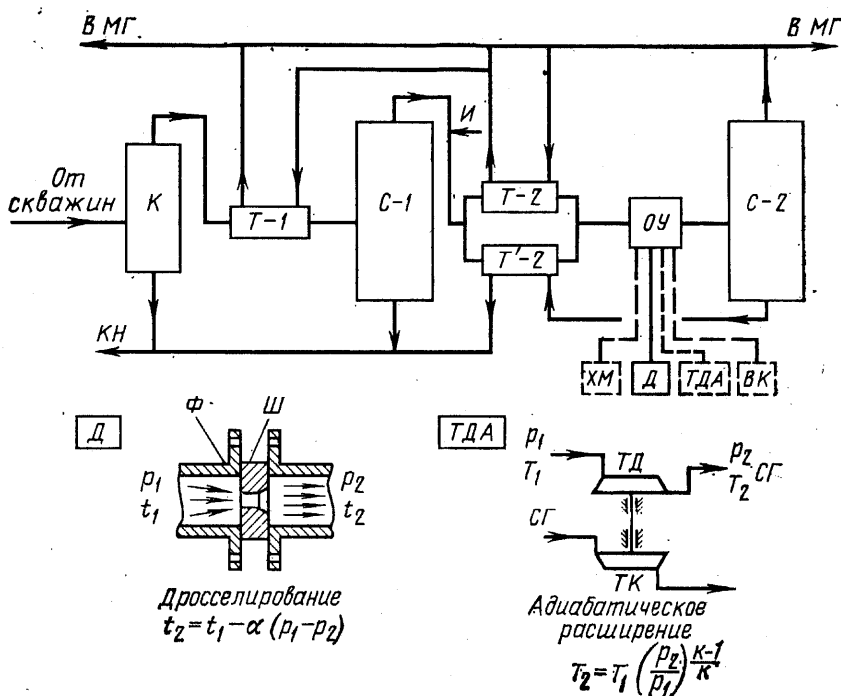


Рис. 12. Блок-схема НТС.

К — каплеотбойник; Т-1; Т-2; Т'-2 — теплообменники; С-1; С-2 — сепараторы; ОУ — охладительные устройства и установки; Д — дроссель; ТДА — турбодетандерный агрегат; ТД — турбодетандер; ХМ — холодильные машины; ВК — вихревая камера; КН — конденсат нестабильный; Ф — фланец; Ш — штуцер (дроссель); ТК — турбокомпрессор; СГ — сухой газ; МГ — магистральный газопровод; p_1 , t_1 и T_1 — давление и температура на входе; p_2 , t_2 и T_2 — давление и температура на выходе; α — коэффициент Джоуля — Томсона; κ — показатель адиабаты; И — ввод ингибитора гидратообразования

На блок-схеме показаны принципы действия и компоновки различных схем НТС (рис. 12).

Продукция скважины сначала освобождается от капельной жидкости (воды и конденсата) и механических примесей в каплеотделителе К, причем без изменения давления и температуры. После этого газообразная часть продукции охлаждается потоком «холодного» газа в теплообменнике Т-1 до минимальной температуры, при которой еще не образуются гидраты. В результате такого охлаждения из газа выделяются (конденсируются) конденсат и вода, которые отсепаируются в первой ступени сепарации

С-1. На выходе из С-1 в поток газа вводят ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы гидратообразования — это водные растворы веществ, которые с водой, выделяющейся из газа, составляют растворы, не образующие гидратов и замерзающие при довольно низких температурах. Ингибиторы также поглощают пары воды из газа, тем самым снижая точку росы газа. В качестве ингибиторов используют метанол (этиловый спирт), гликоли (диэтиленгликоль — ДЭГ и другие), хлористый кальций, электролиты (хлористый литий, алюминий).

Газ в теплообменнике Т-2 охлаждается потоком «холодного» газа, а в теплообменнике Т'-2 — конденсатом. В теплообменнике газ могут охлаждать не только «холодным» газом, но и другими хладагентами: водой, воздухом, пропан-бутаном, аммиаком и т. д.

После такого предварительного (вспомогательного) охлаждения, которое повышает эффективность НТС, газ поступает в устройства и установки основного охлаждения ОУ. Именно ОУ обеспечивают требуемую температуру сепарации газа во второй окончательной ступени сепарации С-2. Для охлаждения газа в ОУ используют следующие процессы, устройства и установки.

Дросселирование — понижение температуры при снижении давления газа без совершения работы и теплообмена. Понижение температуры зависит от разности давлений до процесса расширения газа и после ($p_1 - p_2$) и называется эффектом Джоуля — Томсона. Дросселирование Д осуществляется при помощи штуцеров Ш (см. рис. 12).

Адиабатическое расширение с отдачей внешней работы приводит к понижению температуры газа. В отличие от дросселирования это понижение зависит не от разности, а от отношения давлений p_1/p_2 . Осуществляют этот процесс в турбодетандерных агрегатах ТДА (см. рис. 12). Турбодетандерный агрегат состоит из турбодетандера ТД и турбокомпрессора ТК. Газ поступает в ТД при давлении p_1 и температуре T_1 , совершая работу по вращению лопаток детандера, расширяется до давления p_2 , за счет чего температура газа снижается до T_2 . На одном валу с ТД насажено колесо с лопатками турбокомпрессора ТК. Газ после прохождения сепаратора С-2 и теплообменников («сухой» газ СГ) сжимается в ТК и подается в МГ. Работа, совершенная при расширении газа, затем используется для дожатия отсепарированного «сухого» газа и подачи его в газопровод. Конечно, давление после ТК ниже, чем на входе в ТД, на величину затрат энергии на охлаждение газа и потерь энергии в механизмах ТДА.

Охлаждение газа при помощи холодильных машин ХМ осуществляется следующим образом. В компрессорах ХМ пары аммиака сжимаются, конденсируются, а затем жидкий аммиак охлаждается и накапливается в емкостях-ресиверах. Затем аммиак через редуктор, где давление снижается с 1,5 до 0,17 МПа, направляется в теплообменник Т-2. В Т-2, который в этом случае

является «испарителем-холодильником», аммиак кипит, испаряется при температуре -23°C и охлаждает газ до температуры -15°C . Образовавшиеся пары аммиака вновь поступают в компрессоры, и холодильный цикл замыкается.

Вихревой эффект, который иногда используют для охлаждения газа, состоит в разделении потока газа на два («холодный» и «горячий») при расширении газа в вихревой камере ВК. Вихревая камера устроена так, что газ входит в нее через тангенциальное сопло со скоростью звука и совершает вращательное движение внутри камеры. Осевые слои газа охлаждаются за счет относительного разряжения, а наружные, трущиеся о стенки камеры, нагреваются. При этом до 80% газа может охлаждаться на $20-70^{\circ}\text{C}$.

Удельное (на 0,1 МПа снижения давления) понижение температуры достигает на штуцере $0,3^{\circ}\text{C}$, в вихревой камере $0,4^{\circ}\text{C}$, в турбодетандере $2-3^{\circ}\text{C}$, а в винтовом детандере даже $8-10^{\circ}\text{C}$.

После охлаждения газа в ОУ одним из описанных способов газ сепарируется во второй ступени сепарации С-2. На выходе из С-2 получают уже кондиционный газ, который направляют либо сразу в МГ, либо часть его пропускают через теплообменники Т-2 и Т-1.

Конденсат нестабильный КН направляют на установки промысловой стабилизации конденсата, где его доводят до требуемых кондиций.

На блок-схеме (см. рис. 12) приведены только основные блоки, из которых komponуются технологические схемы установок низкотемпературной сепарации УНТС. Каждый из блоков в конкретной схеме может быть представлен различными конструкциями и установками. Например, ОУ: чаще это Д или ТДА, редко ХМ и ВК. Технологическая схема может состоять из одной ступени сепарации. Используют сепараторы различных конструкций и типов С-1 и С-2, а также различное число и типы теплообменников Т-1, Т-2, Т'-2 и т. д.

Таким образом, усвоив принцип действия и компоновки блок-схемы, нетрудно будет разобраться в любой технологической схеме НТС, примененной на данном промысле (см. гл. V).

Абсорбция — извлечение из газа жидких углеводородов, воды и кислых газов поглощающими жидкостями — абсорбентами (маслами, гликолями, аминами) в колонных аппаратах — абсорберах. Продукция скважин поступает в сепаратор С, где от нее отделяются жидкость и твердые примеси (рис. 13).

Далее уже только газообразная часть продукции скважины поступает в нижнюю часть абсорбера А. В абсорбере газ движется вверх, а абсорбент (жидкость-поглотитель) стекает вниз с «тарелки» на «тарелку». Происходит взаимное перемешивание газа и жидкости, при котором жидкостью поглощается либо какой-то один целевой компонент газа, либо одновременно несколько компонентов. Применяя различные поглотители, можно извлечь из продук-

ции скважины: воду— гликолями, сероводород и углекислый газ — аминами, конденсат — масляными фракциями (дистиллятами) и т. д.

Осушенный и очищенный газ после абсорберов направляют в МГ. Насыщенный поглощенными веществами абсорбент АН проходит фильтр Ф, теплообменник Т и поступает в десорбер Д. В десорбере происходит процесс обратный поглощению — десорбция, т. е. выделение из насыщенного абсорбента вещества, по-

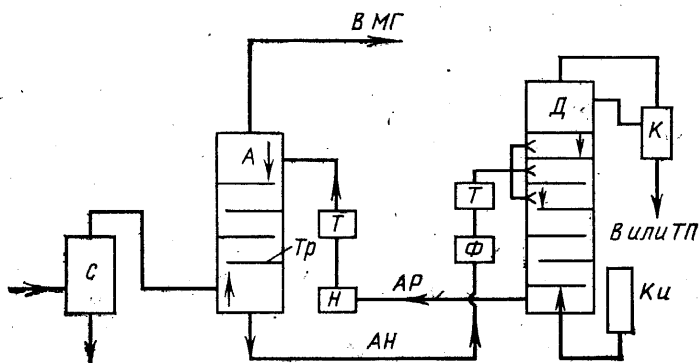


Рис. 13. Блок-схема абсорбционного способа обработки газа. С — сепаратор; А — абсорбер; Тр — тарелка; Т — теплообменник; Н — насос; АН, АР — абсорбенты насыщенный и регенерированный соответственно; Ф — фильтр; Д — десорбер; К — конденсатор; Ки — кипятыльник; В — вода; ТП — товарный продукт; МГ — магистральный газопровод

глощенного ранее в абсорбере. Делают это подогревая в кипятыльнике воду или абсорбент и пропуская горячие пары снизу вверх через колонну десорбера Д. Пары поглощенного вещества выходят через верх десорбера и конденсируются в конденсаторе К. Из конденсатора выходит вода В или товарная продукция ТП. Небольшую часть В или ТП вновь возвращают в десорбер Д.

Восстановленный до начальных заданных свойств абсорбент регенерированный АР насосом Н через теплообменник Т подается в верхнюю часть абсорбера. Цикл движения абсорбента замыкается. Некоторое количество абсорбента уносится из колонн в виде паров и капелек. Потери абсорбента компенсируют периодически добавляя свежий раствор.

Таким образом, при абсорбционном способе обработки газа необходимо проводить одновременно абсорбцию и десорбцию в двух колоннах.

Движение абсорбента и заданный режим работы обеспечиваются насосами, теплообменниками, конденсатором и кипятыльником. Абсорбционные установки могут состоять из нескольких пар колонн: абсорбер — десорбер. Установки оборудованы контрольно-измерительными приборами КИП и средствами автоматизации.

Приведенная на рис. 13 блок-схема — принципиальная, по ее образцу создаются различные конкретные технологические схемы осушки и очистки продукции скважины, а также газоперерабатывающие установки. Каждая из таких схем — индивидуальная и предназначена для определенного процесса. Однако в каждой схеме, как правило, присутствуют все блоки, приведенные на рис.13.

Адсорбционный способ обработки газа состоит в извлечении из газа углеводородов, вредных примесей и воды

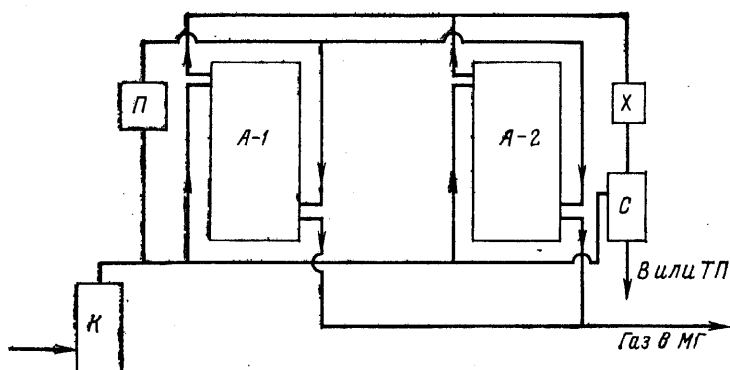


Рис. 14. Блок-схема адсорбционного способа обработки газа.

К — каплеотбойник; П — подогреватель; А-1, А-2 — адсорберы; Х — холодильник; С — сепаратор; В — вода; ТП — товарный продукт; МГ — магистральный газопровод

твердыми поглотителями. Поглощение происходит за счет поверхностных сил молекулярного притяжения в твердых пористых веществах-адсорбентах или за счет разделения молекул при прохождении газа через поры веществ-цеолитов. В цеолитах поры соизмеримы с молекулами. Поэтому одни из молекул, более мелкие, проходят через поры таких веществ, называемых также «молекулярными ситами», а другие, более крупные, задерживаются. Поток разделяется на части с разными размерами молекул. Одновременно в цеолитах происходит и адсорбция. При адсорбции на твердой поверхности образуется многомoleкулярный слой поглощаемого вещества. Слой этот можно затем отделить от поверхности, т. е. провести десорбцию за счет прокачки горячего газа.

Адсорбционный способ обработки газа применяют для осушки (силикагелем, алюмогелем, цеолитами) и очистки (бокситы, цеолиты) газа, а также для извлечения из продукции скважины тяжелых углеводородов (конденсата), например активированным углем.

Продукцию скважины сначала всегда пропускают через каплеотделитель К (рис. 14), где от газа отделяются твердые и жидкие примеси. Затем газ пропускают сверху вниз через колонный

аппарат — адсорбер А-1. Внутри адсорберов на металлических сетчатых полках насыпан слой адсорбента. Осушенный и очищенный газ направляют в МГ. В то время как в А-1 идет поглощение — адсорбция, в А-2 проводят десорбцию. Для десорбции на выходе из К небольшая часть газа направляется в подогреватель П. «Горячий» газ снизу вверх пропускают через А-2. Все поглощенные ранее вещества переходят в «горячий» газ. Этот газ регенерации, насыщенный десорбированными веществами (водой, конденсатом и т. д.), охлаждается в холодильнике до температуры конденсации поглощенных веществ. Жидкость, вода В или товарный продукт ТП отделяются от газа в сепараторе С. Газ направляют в поток, идущий на адсорбцию, а товарный продукт — потребителям.

Таким образом, для реализации адсорбционного способа обработки газа необходимо наличие пары «адсорбер — десорбер», подогревателя, холодильника, каплеотбойника и сепаратора. Технологические схемы процесса адсорбции могут быть самыми разнообразными, но основные блоки обязательны во всех схемах. Через 8—24 ч в А-1 начинают проводить десорбцию, а А-2 становится рабочей адсорбционной колонной. Используют короткоцикловую адсорбцию, сокращая время поглощения до 2—4 ч.

Проектирование обустройства промысла и его эксплуатация

К обустройству промысла относят технологические установки по обработке газа и конденсата, газо- и конденсаторборные трубопроводы, дороги, электроснабжение, средства связи.

Все это сооружается и эксплуатируется в соответствии с проектом. В последние годы составляются комплексные проекты опытно-промышленной и промышленной разработки и эксплуатации месторождений. В таких проектах показатели разработки (см. рис. 14) служат исходными данными для выбора и обоснования системы обустройства промысла, а особенности эксплуатации обустройства в свою очередь учитываются при размещении скважин, назначении технологических режимов эксплуатации скважин, т. е. при решении вопросов разработки месторождения. Таким образом, единство процесса добычи газа и конденсата, о котором уже говорилось, полностью отражено в комплексном проекте.

Из рис. 11 видно, что устьевые давления, дебиты, число скважин изменяются в процессе разработки месторождения. Все это влияет на обустройство промысла. Поэтому в проекте предусматривают последовательное изменение комплекса промысловых сооружений с соответствующим изменением технологических режимов его эксплуатации. Например, в первые годы разработки устьевые давления высокие (см. рис. 11), поэтому дросселирования (см. рис. 12, поз. Д) достаточно для получения температур

сепарации —15, —25 °С. Поскольку в последующие годы (см. рис. 11) устьевые давления снижаются, наступает момент, когда дросселирования недостаточно для получения требуемых температур сепарации. Возникает необходимость в увеличении дополнительного охлаждения газа в теплообменниках T (см. рис. 12). Для этого сначала увеличивают количество «холодного» газа, пропускаемого через $T-1$ и $T-2$, а затем дополнительно устанавливают новые секции T . Когда и этого недостаточно, можно применить вместо дросселирования другие способы охлаждения газа за счет его расширения: турбодетандерные агрегаты $TДА$, а иногда вихревые камеры $ВК$ (см. рис. 12). Когда исчерпаны ресурсы пластовой энергии газа настолько, что устьевого давления недостаточно для охлаждения газа любым способом расширения ($Д$, $TДА$, $ВК$), вводятся холодильные машины $ХМ$ (см. рис. 12), т. е. используются установки искусственного холода $УИХ$. Таковы изменения, происходящие на промысле при низкотемпературной сепарации газа НТС.

Абсорбционные способы обработки газа могут применяться для осушки и очистки газа уже в первые годы разработки. Адсорбция используется для очень глубокой осушки и очистки газа. Значит, кроме фактора изменения параметров добываемого газа, большое значение для выбора способа обработки и проектирования обустройства имеет состав и свойства добываемых газа и конденсата.

Итак, состав и свойства, динамика показателей и система разработки — исходные и определяющие данные, на основе которых составляется проект обустройства.

Как же выбирается наилучшая система обустройства из многих возможных? ЭВМ дают возможность рассчитывать сотни и тысячи вариантов обустройства и сравнивать их технико-экономические показатели. Окончательно принимается вариант с наименьшими приведенными затратами на добычу газа и конденсата, наилучшим образом обеспечивающий охрану недр и окружающей среды.

Технологические показатели эксплуатации промыслового оборудования: давление и температура сепарации, дебиты скважин и производительность промысловых установок обработки газа; количество «холодного» газа, проходящего через теплообменники; количество и качество вводимых в поток газа ингибиторов гидратообразования и коррозии; условия сжигания газа на факелах или проведение исследований без выпуска газа в атмосферу — все это указывается в проекте обустройства. На основе этих проектных данных составляются инструкции по эксплуатации оборудования, которыми и руководствуются операторы в своей повседневной работе.

Знание основных положений комплексного проекта (разделов разработки и обустройства) позволит операторам более квалифицированно, со знанием дела, выполнять свои обязанности.

Контроль и оценка эффективности промышленной обработки газа и конденсата

Контролируют параметры процесса, эффективность работы установок и кондиционность газа и конденсата.

Параметры процесса — давление и температура, расходы газа и конденсата. Контроль за ними обычно непрерывный и автоматический. Цель контроля — проверка соответствия фактических параметров заданному (проектному) режиму. При отклонении фактических параметров от заданных принимаются меры по приведению их к заданным, вручную или при помощи автоматических и полуавтоматических устройств. Результат контролируемого управления — высокое качество обработки газа и конденсата.

Эффективность работы промышленных установок оценивают по степени извлечения из газа конденсата, воды, твердых и вредных примесей. Например, на установках НТС определяют содержание конденсата в продукции на устье скважины или на входе в каплеотделитель K (см. рис. 12). Это и есть количество конденсата, потенциально содержащееся в продукции скважины. Затем определяют количество конденсата в отсепарированном газе на выходе из сепаратора $C-2$. В отсепарированном газе может содержаться конденсат в жидком виде (механический унос жидкости потоком газа из сепаратора) и в газообразном состоянии (конденсат, не выделившийся из газа в сепараторе при давлениях и температурах сепарации).

Определения проводят при помощи малогабаритных термостабируемых сепараторов установок типа «Конденсат». Отношение количества жидкого конденсата, выделившегося в сепараторе из 1 м^3 газа, к суммарному количеству жидкого конденсата в 1 м^3 газа при параметрах сепарации, включая «унос», называют механической эффективностью сепарации \mathcal{E}_m . Отношение суммарного количества жидкого конденсата в 1 м^3 газа к его потенциальному содержанию на входе в установку называют термодинамической эффективностью сепарации \mathcal{E}_t . Произведение $\mathcal{E}_m \mathcal{E}_t$ дает эффективность НТС по извлечению конденсата из газа. По такому же принципу можно оценить эффективность установок по извлечению из газа сероводорода, углекислого газа, воды и твердых примесей. Для этого необходимо определить их количество в газе на входе в установку и количество, выделяющееся из 1 м^3 газа в установке. Отношение отбора к начальной содержанию и будет эффективностью по данному показателю.

Такие исследования периодически проводятся при помощи специальной аппаратуры обычно научно-исследовательскими организациями. Результаты оценки эффективности работы установок используют для сравнения с проектными. Если эффективность низкая, принимаются меры по ее увеличению. Например, эффективность НТС, особенно термодинамическая, может иногда снижать-

ся до 0,5—0,6. В этом случае дополнительно охлаждают газ и повышают эффективность до 0,8—0,95.

Эффективность работы установок промышленной обработки газа — важный показатель, однако главная задача — это подача потребителям кондиционного газа и конденсата (ОСТ 51.40—74). Контроль за кондиционностью газа и конденсата проводится на крупных установках комплексной подготовки газа УКПГ и на выходе из промысла. Точку росы газа по влаге и тяжелым углеводородам определяют систематически при помощи приборов типа «Роса» (см. главу IV, § 3). Содержание механических примесей определяют периодически путем отбора части потока изокINETИЧЕСКИМИ зондами и отделения от газа примесей либо в малогабаритных сепараторах, либо фильрами. Содержание сероводорода и кислорода определяют путем отбора проб газа и последующего его анализа в лабораториях.

При отклонении фактических данных от норм ОСТ 51.40—74 немедленно проводится анализ показателей эксплуатации всего обустройства, устанавливаются причины, приводящие к отклонениям, и принимаются все меры для подачи в газопроводы кондиционного газа.

Контроль за кондиционностью конденсата проводится на промысловом газосборном пункте или головных сооружениях.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Газовые и газоконденсатные скважины предназначены для подачи газа и конденсата из продуктивного пласта на поверхность. Для этого они оснащены специальным подземным и наземным оборудованием.

Назначение подземного оборудования следующее.

1. Не допустить разрушения призабойной зоны пласта.
2. Предохранить (защитить) от коррозии и эрозии эксплуатационные и фонтанные трубы и другое оборудование.
3. Предупредить образование гидратных пробок в стволе скважины.
4. Предотвратить значительное растепление вечномерзлых пород, окружающих ствол скважины на месторождениях Севера.
5. Не допустить открытого фонтанирования скважины перекрытием потока газа на забое.
6. Обеспечить подачу на забой и в ствол скважины ингибиторов коррозии и гидратообразования, а также глинистого раствора при «глушении» скважины.
7. Обеспечить проведение работ по увеличению производительности скважины.
8. Снизить темп обводнения и изолировать обводняющиеся пропластки.
9. Обеспечить удаление жидкости и твердых частиц с забоя.
10. Обеспечить возможность проведения исследовательских и ремонтных работ.

Подземное оборудование состоит из оборудования забоя и ствола скважины.

Забой может быть открытым, перфорированным и оборудованным фильтрами (рис. 15).

Комплекс подземного оборудования ствола скважины обычно включает эксплуатационный пакер с перфорированным или неперфорированным хвостовиком, циркуляционный и ингибиторный клапаны, забойный клапан — отсекаТЕЛЬ, переводники, противоэрозионные муфты, посадочные nipples (рис. 16, 17).

Наземное оборудование предназначено для следующих целей: герметизации межтрубных пространств скважины; регулирования и управления потоками газа; регулирования дебита скважины и поддержания заданного режима эксплуатации;

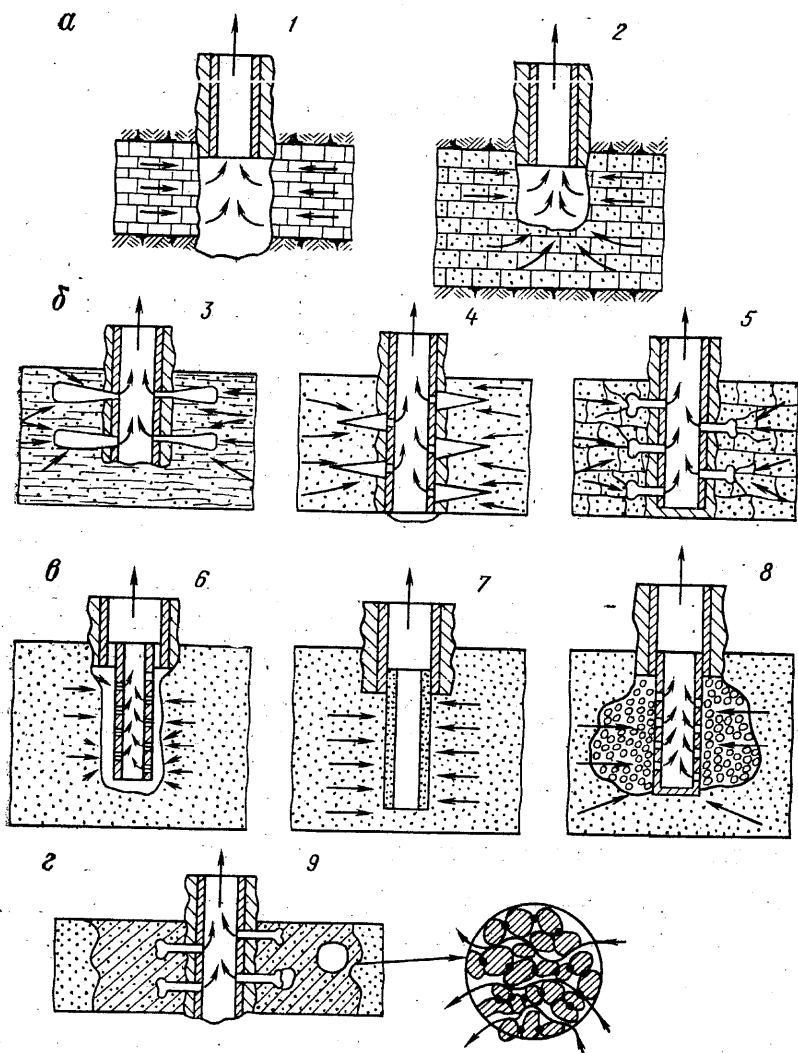


Рис. 15. Схема оборудования забоя газовых и газоконденсатных скважин.

a — открытый забой; скважина: 1 — совершенная по степени и характеру вскрытия; 2 — несовершенная по степени вскрытия; *б* — перфорированный забой; перфорация: 3 — пескоструйная; 4 — кумулятивная; 5 — пулевая; *в* — забой, оборудованный фильтром; 6 — щелевым; 7 — металлокерамическим; 8 — гравийным намытым; 2 — забой, закрепленный смолами; 3, 6, 7, 8 — скважины несовершенные по степени и характеру вскрытия; 4, 5, 9 — скважины несовершенные по характеру вскрытия

пуска, остановки и глушения скважины;
 подачи на забой и в ствол ингибиторов коррозии и гидратообразования;

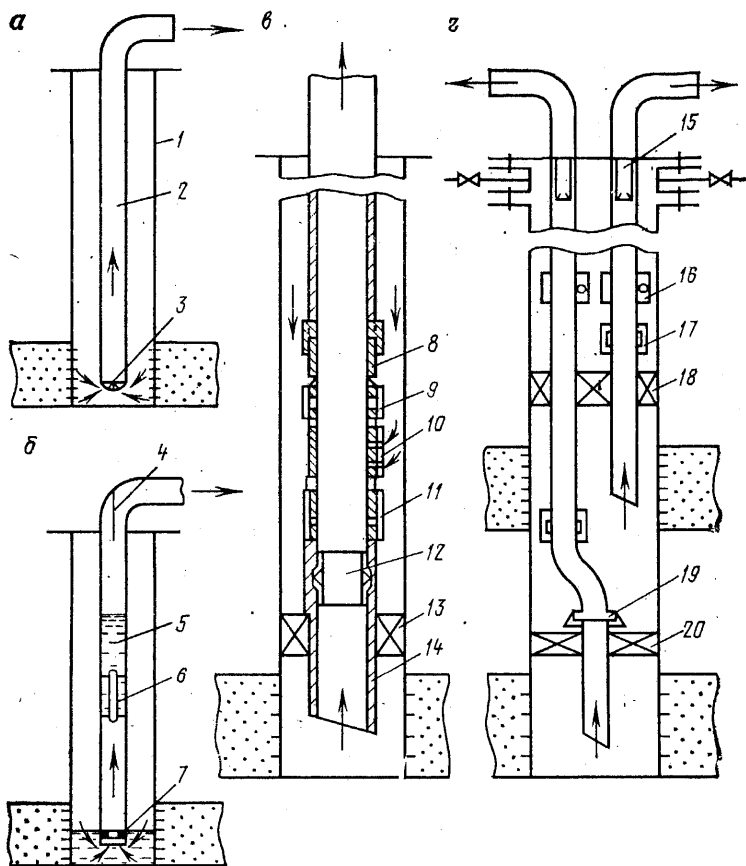


Рис. 16. Схемы оборудования ствола газовых и газоконденсатных скважин.

а — спуск фонтанных труб; б — плунжерный лифт; в — комплекс подземного оборудования; г — установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов; 1 — обсадные трубы; 2 — фонтанные трубы; 3 — сетка; 4 — амортизатор верхний; 5 — столб воды; 6 — плунжер; 7 — амортизатор нижний; 8 — телескопическое соединение; 9 — клапан аварийного глушения; 10, 16 — клапан ингибиторный; 11 — клапан циркуляционный; 12 — клапан-отсекатель забойный; 13 — пакер; 14 — хвостовик; 15 — клапан-отсекатель устьевого; 17 — клапан циркуляционный; 18 — пакер двухпроходный; 19 — устройство для съема пакеров; 20 — пакер однопроходный.

контроля за устьевыми давлениями и температурами;
 проведения исследовательских и ремонтных работ, а также работ по увеличению производительности скважины.

Наземное оборудование скважины состоит из колонной и трубной головок и фонтанной арматуры — «елки» (рис. 18).

Для удаления жидкости с забоя скважины применяют установки «Ласточка», «Лотос» и др.

Выбор оборудования и оснащение им скважин проводят индивидуально не только для каждого месторождения, но и для

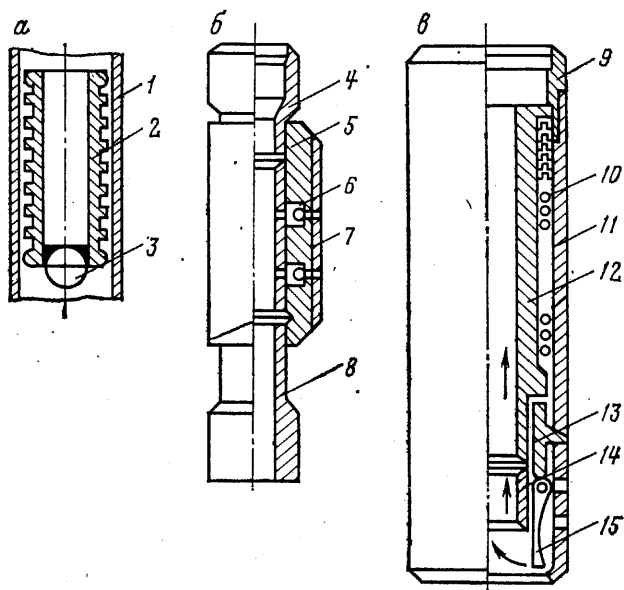


Рис. 17. Схема основных элементов оборудования ствола газовых и газоконденсатных скважин.

а — плунжер; *б* — клапан ингибиторный; *в* — клапан отсекающий забойный; 1 — фонтанные трубы; 2 — корпус плунжера; 3 — шарик клапана; 4 — переводник верхний; 5 — корпус; 6 — шариковый клапан; 7 — плашка; 8 — переводник нижний; 9 — переводник; 10 — пружина; 11 — корпус; 12 — труба подвижная; 13 — седло ниппеля; 14 — штуцер; 15 — хлопнушка

каждой скважины. При этом учитывают геолого-физические свойства пласта, содержание в газе конденсата и агрессивных примесей (H_2S и CO_2), обводнение скважин, давление, температуру, рабочие дебиты и т. д. Оборудование должно соответствовать всем геолого-промысловым условиям, только в этом случае оно обеспечивает бесперебойную и надежную работу скважины.

Работу скважины характеризуют технологическим режимом, т. е. дебитом и соответствующим ему устьевым давлением. Назначают технологический режим на основании результатов комплексных исследований скважины, с учетом обводнения скважины, коррозии и эрозии оборудования, образования гидратов в стволе и т. д. Оператор обязан поддерживать назначенный технологический режим, соответствующим образом управляя, регулируя и обслуживая оборудование скважины.

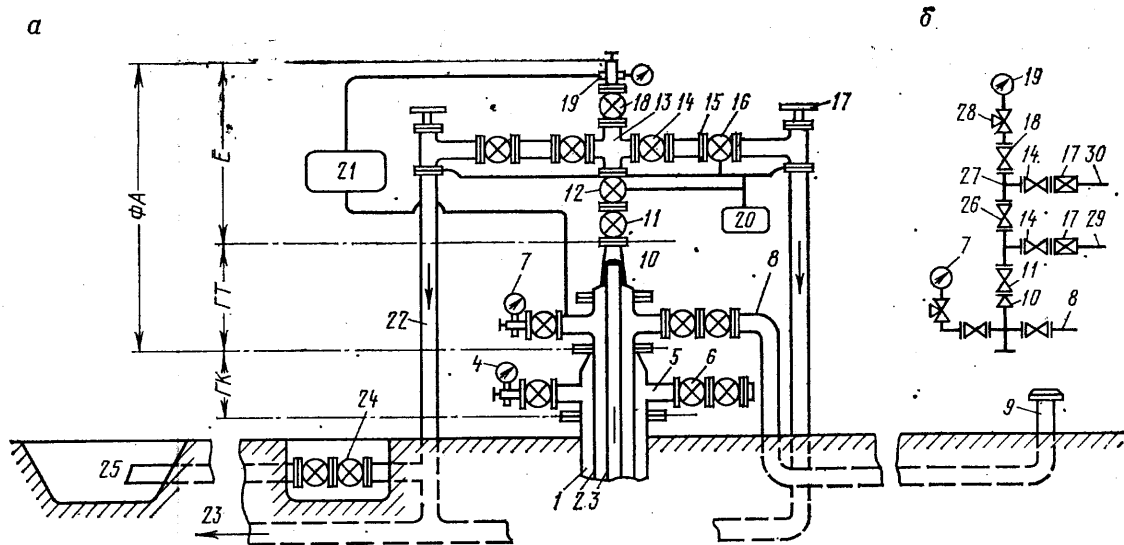


Рис. 18. Схема оборудования устья скважины крестовой (а) и тройниковой фонтанной арматурой (б).

ГК — головка колонная; ГТ — головка трубная; Е — елка; ΦA — фонтанная арматура; 1 — кондуктор; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — фонтанная колонна; 4 — манометр межколонный; 5 — отвод от межколонного пространства; 6 — задвижка ручного привода; 7 — манометр затрубный; 8 — отвод от затрубья; 9 — линия раздавочная; 10 — подвеска фонтанных труб; 11 — коренная задвижка; 12 — задвижка с пневмоприводом; 13 — крестовина; 14 — задвижка резервная; 15 — катушка КИП; 16 — задвижка рабочая; 17 — штуцер (регулируемый); 18 — задвижка буферная; 19 — буфер и буферный манометр; 20 — блок пневмоуправления; 21 — присваивная установка (система) для подачи в затрубье ингибиторов и ПАВ; 22 — отвод рабочий; 23 — шлейф; 24 — задвижки факельной линии; 25 — амбар армляной; 26 — задвижка межструнная; 27 — тройник; 28 — вентиль манометров; 29 — струна озервная; 30 — струна рабочая

Производительность скважин всегда стремятся повысить как подбором и регулированием оборудования скважины, так и специальным воздействием на призабойную зону пласта.

Для этого вскрывают и осваивают продуктивный пласт таким образом, чтобы не ухудшились его естественные фильтрационные свойства, искусственно улучшают эти свойства механическими и физико-химическими воздействиями на пласт, крепят рыхлые породы, кроме того, устраняют помехи на пути движения газа от пласта до устья, удаляя из скважины воду, конденсат, песок. Для каждой скважины индивидуально решается вопрос о применении того или иного метода увеличения производительности.

На скважинах проводят планово-предупредительные, срочные, текущие и капитальные ремонты подземного и наземного оборудования. Текущие ремонты, как правило, проводят без остановки скважины; капитальные с «глушением» скважин, т. е. с заполнением ствола скважины промывочной жидкостью. При капитальном ремонте проводят промывку песчаных пробок, изоляцию обводнившихся пластов, герметизацию цементного кольца, подъем и замену фонтанных труб, комплекса подземного оборудования, а иногда бурение нового — второго ствола скважины. При текущем ремонте заменяют клапан-отсекатель, ингибиторный клапан, продувают ствол скважины и т. д. Ремонтные работы проводятся бригадами по капитальному ремонту в соответствии с запланированным графиком.

Таким образом, эксплуатация скважин включает комплекс различных работ.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин состоит в назначении и поддержании заданного технологического режима работы скважины; в выборе оборудования, обслуживании и управлении его работой: в выполнении работ по увеличению производительности; в проведении текущего, капитального и срочного ремонта; в постоянном контроле за дебитом, давлениями и температурами; в систематическом контроле за состоянием и показателями работы всего оборудования.

Правильная эксплуатация скважин — основа обеспечения плановой добычи газа и конденсата. На промыслах эксплуатации скважин придается первостепенное значение. Необходимо всегда помнить, что скважина — источник газа и конденсата.

§ 2. ПОДЗЕМНОЕ И НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН

Подземное оборудование скважин состоит из оборудования забоя и ствола.

Оборудование забоя

Оборудование забоя предназначено для предотвращения разрушения продуктивного пласта и выноса на забой твердых частиц, а также для изоляции обводнившихся пропластков. Обо-

рудование забоя должно иметь по возможности наименьшее гидравлическое сопротивление, обеспечивать возможность проведения работ по увеличению производительности скважин. Забой может быть открытым, перфорированным, оборудованным фильтрами, закрепленным смолами (см. рис. 15).

Открытый забой оставляют в прочных, устойчивых породах пласта (известняки, доломиты) (см. рис. 15, а). Преимущество такого забоя — наименьшие гидравлические сопротивления при притоке газа и конденсата к скважине. На скважинах с открытым забоем требуется исключительно строго следить за появлением твердых частиц пород пласта в потоке газа. Длительное и устойчивое содержание таких частиц — признак разрушения забоя. В этом случае снижают дебит скважины и, если вынос частиц не прекратится, приступают к капитальному ремонту с целью оборудования забоя.

Оператор должен помнить, что на скважинах с открытым забоем недопустимо, даже кратковременно, повышать дебит выше допустимого.

Перфорированный забой применяется, когда прочные и крепкие пласты при бурении могут разрушаться при движении газа к скважине. (см. рис. 15, б). Гидравлическое сопротивление выше, чем при открытом забое и возрастает в зависимости от вида перфорации (гидропескоструйной, кумулятивной, пулевой). При такой конструкции забоя присутствие твердых частиц в газе не всегда служит признаком разрушения пласта. Может происходить очистка призабойной зоны, и постепенно количество твердых частиц уменьшится. Характер и причины поступления твердых частиц на забой изучают при газогидродинамических исследованиях скважин. При постоянном, но допустимом поступлении частиц пород принимают меры по выносу твердых частиц с забоя, оставляя прежней конструкцию забоя.

При обводнении скважин в отдельные обводненные пропластки закачивают цемент и изолируют их от газоносных пластов.

Фильтрами оборудуют забои скважин, вскрывающих рыхлые, неустойчивые, слабощементированные породы (см. рис. 15, в). Фильтры не пропускают твердые частицы пород пласта на забой, но должны иметь сравнительно небольшое гидравлическое сопротивление. Применяют щелевые, керамические и металлокерамические, гравийные набивные и гравийные намывные фильтры. Диаметр отверстий и пор в фильтрах должен быть меньше основного размера частиц породы и изменяется от 0,5 до 3 мм.

При эксплуатации скважин, оборудованных фильтрами, необходимо очень аккуратно и внимательно следить за изменением дебита скважины, чтобы он ни в коем случае не превышал допустимый, не изменять резко дебит, не продувать скважину в атмосферу. Оператор должен регулировать работу скважины так, чтобы не разрушить фильтр. О разрушении фильтра можно су-

дить по резкому увеличению содержания твердых частиц в газе. Признак засорения фильтра — заметное снижение дебита скважины при постоянной депрессии на пласт.

Закрепление призабойной зоны пласта смолами бывает экономически выгоднее применения фильтров (см. рис. 15, 2). Процесс крепления достаточно сложный. Поэтому контроль за содержанием частиц в газе должен быть особенно тщательным. Частицы могут выноситься из зон, не заполненных смолами, при разрушении смол и т. д. Повышение депрессий на таких скважинах очень опасно, так как может произойти разрушение закрепленного скелета пласта, а восстановить его сложно и дорого.

Оператор должен точно знать оборудование забоя каждой обслуживаемой скважины и все работы на скважине проводить с учетом особенностей конструкции забоя.

В промысловой практике и особенно при проектировании в соответствии с оборудованием забоя качественно оцениваются газогидродинамические особенности притока газа к скважине следующим образом (см. рис. 15).

Газогидродинамически совершенная скважина вскрывает открытым забоем всю мощность пласта (см. рис. 15, 1), несовершенная по степени вскрытия скважина не вскрывает всю мощность пласта (см. рис. 15, 2) несовершенная по характеру вскрытия скважина не имеет открытого забоя (см. рис. 15, 4, 5, 9), несовершенная по степени и характеру вскрытия скважина не вскрывает всю мощность и не имеет открытого забоя (см. рис. 15, 3, 6, 7, 8).

Газогидродинамические сопротивления забоя скважины определяют при исследованиях скважин и рассчитывают теоретически.

Оборудование ствола скважин

К оборудованию ствола относится оборудование, размещенное внутри эксплуатационной (обсадной) колонны в прострэнстве от забоя до устья.

При движении газа от забоя до устья в стволе скважины происходит следующее. Потенциальная энергия сжатого в пласте газа переходит в кинетическую энергию движущегося потока. По вертикали снизу-вверх увеличивается скорость газа, снижается его давление, часть энергии затрачивается на преодоление сопротивления трения. В результате этого к устью снижается температура газа. Изменение параметров потока p и T приводит к переходу из парообразного (газового) в жидкое состояние воды и конденсата. При изменении p и T нередко создаются условия, благоприятные для гидратообразования в стволе скважины.

Присутствие в потоке газа твердых частиц и жидкости может привести к их накоплению на забое, если они не выносятся потоком газа.

Коррозия металла агрессивными компонентами H_2S , CO_2 и другими может нарушить герметичность труб. В результате возможны межпластовые перетоки газа, открытое аварийное фонта-

нирование, образование грифонов и другие опасные аварии на скважинах.

Описанные физико-механические процессы, происходящие в скважине при добыче газа, обусловили необходимость специального оборудования ствола скважин.

Назначение этого оборудования многофункционально, а конструкция и набор комплектов разнообразны. Комплектуют подземное оборудование в зависимости от состава и свойств газа и конденсата, глубины скважины, пластовых давлений и температур, свойств пласта, обводнения, режима эксплуатации и т. д.

Всегда стремятся эксплуатировать скважину, используя простейшее оборудование, поскольку при этом преследуют обслуживание, меньше затраты на оборудование, выше технико-экономические показатели добычи газа. Сложное оборудование применяют только в силу необходимости, когда без этого нарушается процесс добычи, возникает опасность остановки скважин, возможны аварийные ситуации.

Рассмотрим оборудование ствола.

По обсадной эксплуатационной колонне газ добывают в редких случаях, когда в нем нет вредных примесей, очень малое количество твердых частиц и жидкости, небольшие глубины (до 1000 м), давления (6—9 МПа), дебиты (до 100 тыс. м³/сут). В стволе нет никакого оборудования, затраты труда и средств на обслуживание скважин наименьшие.

Как правило, газ отбирают через колонну фонтанных труб, которую опускают внутри обсадной колонны (см. рис. 16,а). Фонтанные трубы обеспечивают следующее:

предохранение обсадных труб от эрозии и коррозии;

вынос жидкости и твердых частиц с забоя;

эксплуатацию скважины в осложненных условиях (подача в поток газа на забой ингибиторов коррозии и гидратообразования, ПАВ, глушение скважин, отбор газа по затрубному пространству и т. д.);

одновременную отдельную эксплуатацию (ОРЭ) нескольких пластов одной скважиной.

Колонна фонтанных труб может быть одинакового диаметра по всей длине или ступенчатой с увеличением диаметров к устью. Спускают фонтанные трубы до середины интервала вскрытия пласта, а также ниже или выше интервала вскрытия. На конце колонны делают раструб или ставят сетку 3 (см. рис. 16). Раструб позволяет опускать ниже фонтанных труб, а затем поднимать приборы, желонки, перфораторы. Сетка удерживает в колонне глубинные приборы при обрыве их подвески (провода).

Диаметр фонтанных труб подбирают так, чтобы они выполняли свои функции при наименьших потерях давления при движении в них газа.

Сифонные трубки опускают в обсадную колонну (если нет фонтанных труб), в фонтанные трубы или параллельно фонтанным

трубам. Диаметр их меньше диаметра фонтанных труб (25—37 мм). Предназначаются для продувки скважины с целью выноса жидкости и песка либо подачи на забой ингибиторов.

Установка плунжерного лифта предназначена для удаления жидкости с забоя скважины (см. рис. 16, б). Установка состоит из верхнего 4 и нижнего 7 амортизаторов, установленных в фонтанных трубах, и летающего клапана (плунжера) 6 с шариком. Под действием перепада давлений в стволе скважины плунжер со столбом жидкости над ним 5 поднимается к устью и подает жидкость на поверхность.

Комплексы подземного оборудования типа КПО и КПГ, «Барьер» (см. рис. 16, в) предназначены для эксплуатации скважин в сложных геолого-эксплуатационных условиях: большие глубины, высокие пластовые давления и температуры, наличие в разрезе вечной мерзлоты, содержание в газе коррозионноактивных компонентов (сероводорода и углекислого газа).

Комплексы подземного оборудования обеспечивают защиту от коррозии, предотвращают заколонное газопроявление и открытое фонтанирование.

В типовом варианте комплексы включают следующее (см. рис. 16, в).

Эксплуатационный пакер 13, предназначенный для герметичного разобщения внутренней полости фонтанной колонны от затрубного пространства.

Циркуляционный клапан 11 — для контролируемого «сообщения — разобщения» внутритрубной и затрубной полостей выше пакера.

Ингибиторный клапан 10 — для пропуска ингибитора коррозии или гидратообразования из затрубного пространства в фонтанную колонну.

Глубинный (забойный) клапан-отсекатель 12 — для перекрытия проходного сечения фонтанной колонны в случае аварийного фонтанирования.

Телескопическое соединение 8 для компенсации перемещения фонтанных труб вследствие температурных и динамических деформаций;

Клапан аварийного глушения 9 для быстрого глушения скважины.

В комплект комплекса подземного оборудования также входят переводники, противозерозионные муфты, специальные патрубки для извлечения подземного оборудования.

Применяют съемные подземные устройства (клапаны-отсекатели, ингибиторные клапаны, глухие пробки) и инструменты, спускаемые в газовой среде в скважину, находящуюся под давлением, на проволоке или канате малого диаметра.

В телескопическом соединении СТ 8 (см. рис. 16) при изменении длины фонтанных труб вследствие тепловых и механических деформаций цилиндр занимает разное положение относительно

поршня и тем самым ликвидирует дополнительные напряжения.

В клапане аварийного глушения 9 (см. рис. 16) прорези во внутреннем цилиндре закрыты внешним цилиндром, закрепленным срезными винтами. При избыточном давлении в затрубье более 30 МПа, создаваемом насосами цементировочного (задавочного) агрегата, внешний цилиндр перемещается вниз, срезает винты и открываются окна, через которые раствор поступает в фонтанные трубы.

Клапан ингибиторный 10 (см. рис. 16) состоит из шариковых клапанов (см. рис. 17, б), вставленных в корпус 5 и прижатых плашкой 7. Шарик прижат к седлам внутренним давлением в фонтанной колонне и пружинами. При создании давления ингибитора в затрубье, превышающем внутреннее на 0,1—5 МПа, шарик отжимается и ингибитор поступает в фонтанную колонну. Расход ингибитора зависит от диаметра отверстий клапана и перепада давлений и может достигать 5 м³/сут и более.

Клапан циркуляционный 11 (см. рис. 16) состоит из неподвижной и передвижной втулки с прорезями. В рабочем положении прорези не совпадают, клапан закрыт, втулки удерживаются от самопроизвольного перемещения фиксаторами. Открывается и закрывается циркуляционный клапан при помощи ударника-толкателя (механического и гидравлического действия), спускаемого в скважину на проволоке.

Клапан-отсекатель забойный 12 (см. рис. 16) срабатывает при определенном расчетном перепаде давления в фонтанных трубах ниже заданного. Под действием перепада давления внутренняя труба (см. рис. 17, в) перемещается вверх, дает возможность передвинуться вверх штуцеру 14, при этом освобождается хлопушка 15 которая потоком газа захлопывается и перекрывает проходное сечение клапана.

Пакеры (разобщители) 18, 20 (см. рис. 16) состоят из уплотняющих резиновых манжет, гидравлического или механического привода для сжатия манжет, фиксирующего устройства, клапана гидропривода, узла отсоединения и извлечения пакера.

После спуска пакера в комплекте подземного оборудования в скважине заменяют буровой раствор водой и сбрасывают в фонтанные трубы стальной шар, который садится на срезаемое седло, размещенное на пакере. Насосами цементировочных агрегатов ЦА-320; ЦА-400, АН-500 создают давление внутри фонтанных труб до 20 МПа или другого, соответствующего техническим условиям давления, под действием которого плавно перемещаются гидроприводы пакера, сжимающие резиновые манжеты. Манжеты плотно прижимаются к внутренней поверхности обсадных труб. Далее повышают давление до 30 МПа или другого соответствующего давления, под действием которого седло срезается и вместе с шаром падает на забой. После этого создают давление в затрубном пространстве, испытывая пакер на герметичность. Давление посадки для пакеров разных конструкций различно.

При замене фонтанных труб их отсоединяют и присоединяют к пакеру при помощи устройства для съема пакеров.

Установки для одновременной раздельной эксплуатации ОРЭ двух и трех пластов в одной скважине находят все более широкое применение на промыслах (см. рис. 16, з). Пласты разобщают гидравлическими пакерами двух- и однопроходными 18, 20 (см. рис. 16). Спуск и посадка каждого пакера, проверка герметичности проводятся раздельно с использованием устройства для съема пакеров 19. В состав комплекса подземного оборудования входят: клапан-отсекатель 15, ингибиторные 16 и циркуляционные 17 клапаны. В поток газа вводятся ингибиторы через клапаны 16, при промывках скважины и глушении срабатывают циркуляционные клапаны 17 механического или гидравлического действия. Циркуляционный клапан гидравлического действия используется для экстренного глушения скважины в аварийных ситуациях.

Клапан-отсекатель 15 предотвращает открытое фонтанирование при нарушениях в оборудовании устья скважины. Для ОРЭ используют специальные установки типа УГ-168-260, ГУ-Э2ГМ и др. В комплект при необходимости включают телескопические соединения, цанговые фиксаторы, замки, ниппели, обратные клапаны, штуцеры съемные и другое оборудование.

Наземное оборудование скважин

К наземному оборудованию скважин относят: оборудование устья, прискважинные установки и сооружения (рис. 19).

Оборудование устья скважины предназначено для подачи газа из ствола скважины в газосборную сеть, подвески фонтанных труб, герметизации и обвязки обсадных колонн, для установления, регулирования и контроля за технологическим режимом эксплуатации скважины.

Оборудование устья должно обеспечить возможность глушения скважины, проведение ремонтов и мероприятий по увеличению производительности, исследование скважины.

Для удобства обслуживания (открытия и закрытия задвижек, замены штуцеров, проведения ремонтов и исследований) на устье монтируют специальные мостки.

Оборудование устья состоит из головки колонной ГК и арматуры фонтанной АФ, состоящей в свою очередь из головки трубной ГТ и фонтанной елки Е (см. рис. 18). Применяют фонтанные елки тройниковые АФТ и крестовые АФК (см. рис. 18, а, б). Фонтанная арматура выпускается в соответствии с ГОСТ 13846—74¹ на рабочие давления 14, 21, 35, 70 МПа с диаметрами условного прохода 65, 80, 100 мм. Арматура изготавливается в обычном и хладостойком исполнении, а отдельные ее типоразмеры — в углекислотостойком и сероводородостойком исполнениях. Соединения уз-

¹ Действие ГОСТа — до 1/1 1980 г.

лов арматуры фланцевые. В фонтанной арматуре на $p=14$ МПа применяются крановые запорные устройства, а остальная арматура укомплектована прямоочными задвижками с уплотнением «металл по металлу» с принудительной или автоматической подачей смазки. На некоторых месторождениях эксплуатируется арматура, закупленная у фирм «Люсеат» (Франция), «Добиас» (Австрия), «Бреда» (Италия) и др.

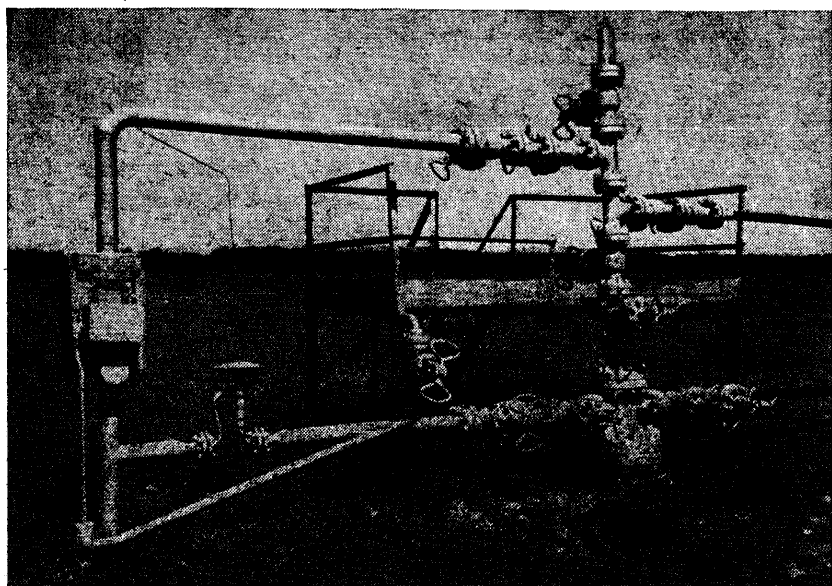


Рис. 19. Оборудование устья газовой скважины.

Колонная головка ГК предназначена для обвязки (соединения) верхних концов обсадных колонн (кондуктора, технических и обсадных труб), герметизации межколонных (межтрубных) пространств и служит опорой для фонтанной арматуры (см. рис. 18). Применяют колонные головки для одно-, двух- и трехколонных конструкций скважин. Подвеску колонн на ГК обычно делают на резьбе, шлицсовую подвеску в газовых скважинах не применяют. Колонные головки оборудуют специальными отводами. На одном устанавливается вентиль с манометром 4 для измерения межколонных давлений, на втором — постоянно открытую задвижку. Через второй отвод при необходимости закачивают спецжидкости (в межколонное пространство). При нарушениях герметичности межколонных и резьбовых соединений межколонные давления начинают увеличиваться. Обнаружив рост межколонных давлений, принимают меры по предотвращению опасных газопроявлений и возможных аварий.

Трубная головка *ГТ* предназначена для обвязки одного или двух рядов фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами, проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Трубная головка состоит из корпуса, трубной подвески и боковых отводов (см. рис. 18).

Боковые отводы на трубной головке 8 позволяют закачивать в затрубное пространство воду и глинистый раствор при глушении скважины, ингибиторы гидратообразования и коррозии, измерять затрубное давление 7, а также отбирать газ из затрубного пространства.

Подвеска фонтанных труб осуществляется на резьбе или шлицах (клиньях) 10. Второй способ предпочтительнее, так как в этом случае возможно перемещение колонны труб под действием температурных и динамических напряжений.

Трубные головки комплектуются с елкой в соответствии с диаметром фонтанных труб.

Фонтанная елка *Е* предназначена для управления и регулирования потока продукции скважины, установки приспособлений для спуска и подъема глубинных приборов и для размещения манометров и термометров, измеряющих параметры устьевого потока (см. рис. 18).

Елка состоит из вертикального ствола и боковых отводов — выкидов (струн) 29, 30. На каждом отводе устанавливают по две задвижки: рабочую 16 и резервную или контрольную (ближайшую к стволу) 14. На стволе установлены коренная (главная, центральная) 11, межструнная 26 и буферная 18 задвижки. На струнах имеются термокарманы для термометров и штуцеры для манометров 15, штуцеры для регулирования расхода 17, обратные клапаны. Ствол заканчивается буфером с манометром 19.

Применяют одно- (см. рис. 18, *а*) и двухъярусные (см. рис. 18, *б*) елки. На одноярусных «елках» один отвод (струна) рабочий, второй резервный. Если отводы присоединены к крестовине, фонтанную арматуру называют крестовой, если к тройнику — тройниковой. На двухъярусных елках нижняя струна 29 резервная, верхняя 30 — рабочая. Елки крестового типа (см. рис. 18, *а*) меньше по высоте, устойчивее к вибрации, удобнее в обслуживании. Елки тройникового типа требуют меньше задвижек, труб и соединительных частей, т. е. менее металлоемки.

Выбор фонтанной арматуры и ее компоновка зависят от условий эксплуатации скважины и ее технологического режима.

При работе скважины коренная, межструнная и резервные задвижки должны быть полностью открыты. Пуск и остановка скважин, регулирование режимов осуществляют при помощи рабочих задвижек. При выходе их из строя закрывают резервные задвижки и заменяют рабочие. Если требуется ремонт или замена рабочей струны, закрывают межструнную задвижку, поток направляют по нижней резервной струне. Таким образом, ремонт и

замену рабочей струны проводят без прекращения добычи газа.

При сборке фонтанной арматуры, при замене отдельных ее элементов необходимо быть очень внимательным и аккуратным, следить за правильным и полным креплением всех шпилек и болтов. Особо тщательно должна крепиться трубная головка, поскольку для ее ремонта и замены требуется остановка и глушение скважины. Необходимо помнить, что неисправность арматуры может привести к открытому фонтанированию.

Трубная и колонная головки должны быть обязательно опресованы на прочность и герметичность на испытательные давления эксплуатационной колонны.

Фонтанная елка при закрытой коренной задвижке должна быть испытана на давление, не менее чем в два раза превышающее ожидаемое рабочее, но не более испытательного давления, предусмотренного техническими условиями завода-изготовителя.

Прискважинные установки и сооружения предназначены для подачи в скважину или шлейфы ингибиторов коррозии и гидратообразования, ПАВ для удаления жидкости с забоя скважин, а также для регулирования и автоматического управления режимом эксплуатации скважин (см. рис. 18, 19).

При централизованной подаче ингибиторов к устью подходят только ингибиторопроводы; насосы, дозирующие устройства и другое оборудование находится на специальных площадках вдали от устья скважин. Вблизи устья скважины размещают установки с индивидуальной настройкой и регулировкой (см. рис. 18, 19). Простейшее устройство для подачи ингибитора в скважину состоит из бачка с регулировочным вентилем, через который ингибитор самотеком поступает в затрубное пространство скважины. Количество ингибитора зависит от проходного сечения вентиля.

Более сложные устройства — автоматические системы для подачи в затрубье ПАВ с целью удаления жидкости с забоя скважин. Используются пневматические реле, срабатывающие при определенном снижении давления газа в рабочей струне фонтанной арматуры. Автомат состоит из емкости с ингибитором и промежуточной дозирующей емкости, блоков управления и питания. Периодически при помощи пневматического реле открывается клапан и порция ПАВ заполняет промежуточную емкость, затем открывается клапан на отводе из затрубья и туда поступает заданное количество ПАВ. В системе «Лотос-1» количество подаваемого в затрубье ПАВ регулируется продолжительностью открытия клапана по времени от 0,5 до 5 мин.

Автоматическая система «Ласточка-73» — многофункциональное устройство. Применяется для управления плунжерным лифтом, непрерывного и периодического выноса жидкости с забоя, для поддержания заданного режима работы скважины. Система «Ласточка-73» состоит из блока пневмоавтоматики, регулирующего клапана (штуцера), блока измерения расхода газа (диафрагма и дифманометр ДМПК-100), регулятора давления, блока

автоматического и ручного управления, каталитического нагревателя НК-4С. Размещается система на устье скважины или на газосборном пункте.

Устье скважины должно быть оборудовано специальным отводом (факельной линией) длиной не менее 100 м, предназначенным для сброса продукции скважины и промывочной жидкости в атмосферу. Конец линии размещают в земляном амбаре емкостью не менее 2—3 объемов раствора, заполняющего при задавке скважину. При выпуске продукции скважины в атмосферу газ обязательно поджигают. Факельная линия надежно крепится или укладывается под землей и опрессовывается на давление, в полтора раза превышающее устьевое.

Для задавливания скважины к затрубью прокладывается аварийная линия длиной не менее 100 м, оборудованная на конце приспособлением, которое обеспечивает быстрое и надежное соединение с цементировочным агрегатом. Аварийная линия опрессовывается на давление, превышающее затрубное в полтора раза.

§ 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Для того чтобы эксплуатировать скважину при наибольшем дебите, необходимо установить для нее рабочий дебит, наиболее целесообразный с точки зрения технологии, техники и экономики, обеспечивающий бесперебойную, безопасную, безаварийную работу скважины. Для выбора и обоснования рабочего дебита введены понятия максимально допустимого и минимально необходимого дебитов. Максимально допустимый дебит — это дебит, при котором скважина может эксплуатироваться без опасности разрушения пласта, обводнения, вибрации и т. д. Превышать этот дебит недопустимо, так как скважина будет обводняться, начнет разрушаться пласт, возможны аварийные ситуации. Минимально необходимый дебит — это дебит, при котором обеспечивается вынос с забоя жидкости и твердых частиц или, например, не образуются в стволе гидраты.

Рабочие дебиты заключены в пределах между максимально допустимыми и минимально необходимыми. На выбор и обоснование рабочего дебита влияет множество взаимосвязанных и взаимоисключающих факторов. Определяет дебит геологическая служба на срок от 3 до 9 мес. Оператор обязан строго поддерживать заданный технологический режим.

Технологическим режимом эксплуатации скважины называют совокупность показателей и условий, обеспечивающих наибольший возможный рабочий дебит и нормальную работу оборудования скважины и промышленных сооружений.

Характеризуют технологический режим для удобства в основном рабочим дебитом и устьевым давлением. Кроме того, исполь-

зуют и другие показатели режима: забойное давление, депрессию на пласт, устьевою и забойную температуру и т. д.

Заданный режим заносят в технологическую карту эксплуатации скважины, которая служит для оператора руководством к действию. При назначении технологического режима учитываются результаты исследования всех процессов, происходящих в системе «пласт — скважина».

Условия, ограничивающие дебит, условно разделены на геологические, технологические, технические и экономические.

Геологические условия могут привести к разрушению пласта в призабойной зоне и образованию языков и конусов обводнения. В рыхлых, слабосцементированных пластах при высоких скоростях газа на забое и больших депрессиях происходит разрушение пласта и вынос на забой твердых частиц. Возникает опасность обвала кровли пласта, а выносимая порода разрушит оборудование скважины и промысловые установки. При исследованиях скважины достаточно точно определяют депрессию и дебит, выше которых происходит разрушение пласта. Эти дебит и депрессию называют максимально допустимыми. Если дебит и депрессия превышают максимально допустимые, эксплуатировать скважину запрещается.

Если имеется подошвенная вода или скважина расположена вблизи ГВК, при определенных значительных дебитах образуются либо конус, либо языки обводнения. Как только вода начинает поступать на забой скважины, уменьшается ее дебит. Породы пласта набухают и уменьшается проницаемость пласта, она уменьшается и за счет того, что часть сечения пор пласта занята водой. В стволе скважины накапливается столб жидкости, также препятствующий движению газа. Поэтому скважину стремятся эксплуатировать без воды на забое.

Не допускают обводнения, эксплуатируя скважину с дебитами, при которых не образуются конусы и языки обводнения. Иногда при исследованиях определяют дебит, при котором скважина обводняется, называют его максимально допустимым, а эксплуатируют скважину при более низком безводном дебите. Однако даже кратковременное обводнение приводит к необратимому уменьшению проницаемости пласта и, следовательно, к уменьшению производительности. Поэтому допустимый безводный дебит стремятся определить расчетным путем.

Технологические условия состоят в необходимости поддерживать на устье давление, достаточное для внутрипромысловой транспортировки продукции скважины, создания определенных условий сепарации и подачи газа в газопроводы. Кроме того, стремятся регулировать давление и температуру в стволе скважины в таких пределах, чтобы не образовывались гидраты. На забое необходимо поддерживать довольно высокие скорости (2—10 м/с), чтобы обеспечить вынос из скважины жидкости и твердых частиц.

Для предотвращения «растепления» зоны вечной мерзлоты вокруг скважины необходимо регулировать дебит так, чтобы меньшее количество теплоты поступало через стенки скважины к мерзлым породам. Пропускная способность газосборных сетей также ограничивает дебит скважин.

Технические условия заключаются в опасности смятия колонн горным внешним давлением при снижении давления внутри скважины. Если превысить давление внутри труб выше их прочностных характеристик, трубы могут разорваться. Вибрация оборудования при высоких дебитах приводит к разрушению скважины. Поэтому запрещена эксплуатация скважин при вибрации оборудования.

Эрозия и коррозия оборудования также ограничивают дебиты скважин.

Вечномерзлые породы на месторождениях Севера могут оттаивать при нагревании стенок потоком газа. Требуются такие технические мероприятия, как изоляция.

Бывает экономически целесообразно снизить дебит летом или уменьшить потери давления в скважине и использовать это давление для сепарации и подачи газа в газопровод.

Чтобы от качественных показателей перейти к количественным и иметь возможность рассчитать рабочий дебит скважины, а также запроектировать разработку месторождения, технологические режимы записывают в математической форме и дают им специальные названия.

Режим постоянной депрессии $\Delta p = p_{пл} - p_3 = \text{const}$ устанавливают при опасности образования конуса или языков обводнения, а также разрушения пласта.

Режим постоянного градиента давления на стенке забоя $(dp/dr)_{r=R_c} = \text{const}$ устанавливают для скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые породы, которые разрушаются при градиенте выше установленного при исследовании скважины. Нередко для удобства регулирования этот режим заменяют режимом постоянной депрессии.

Режим постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта $w_3 = \text{const}$ устанавливают при разрушении пласта.

Режим постоянного забойного давления $p_3 = \text{const}$ устанавливают при частом пробкообразовании и засорении призабойной зоны, когда освоение скважины сопровождается движением массы рыхлой породы. Этот режим устанавливают также, чтобы на забое не выделялся из газа конденсат или в стволе не образовывались гидраты.

Режим постоянного дебита $Q = \text{const}$ применяется чаще других, так как удобен для регулирования. Режим обеспечивает заданную добычу из месторождения при имеющемся числе действующих скважин. Для каждой скважины дебит назначается индивидуально с учетом всех ограничивающих факторов. При

этом режиме депрессия во времени увеличивается, поэтому когда она достигнет предельно допустимой, дебит скважины приходится уменьшать.

Режим постоянного давления на устье скважины $p_y = \text{const}$ устанавливается для обеспечения подачи газа в газопровод или на прием ПДКС, а также для поддержания заданной температуры сепарации при дросселировании газа.

Оператор должен знать, какой технологический режим, исходя из какого ограничивающего фактора задан на каждой обслуживаемой скважине.

Проводя какие-либо работы, вынуждающие изменять режим скважины, оператор в первую очередь не должен допускать изменения именно того фактора, исходя из которого был задан режим, потому что это может повлечь опасные последствия вплоть до аварии. В то же время регулирование и изменение показателей, мало влияющих на основное ограничение, допустимо и не приведет к нарушениям эксплуатации скважин. Например, если дебит задан из условия выноса с забоя жидкости и твердых частиц, то даже кратковременная остановка скважины может привести к образованию на забое песчаной пробки или столба жидкости, которые в дальнейшем приведут к снижению дебита скважины. При других ограничивающих факторах остановка скважины не опасна. Если максимально возможный дебит ограничен опасностью конусообразования, то, превысив его, оператор может обводнить скважину; резко уменьшится ее продуктивность и после снижения дебита и т. д.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Технология эксплуатации скважин состоит: в пуске и остановке скважины; установлении, поддержании и контроле за заданным режимом эксплуатации; обеспечении нормальной работы оборудования в осложненных условиях (гидратообразование, коррозия, обводнение, вынос на забой твердых частиц, растепление вечномерзлых пород), а также в поддержании в исправном состоянии контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

Оператор должен своевременно обнаружить любое нарушение нормальной эксплуатации скважины; принять срочные меры по устранению неполадок и вызвать соответствующие службы для полной ликвидации выявленных нарушений.

Поскольку невозможно описать все вероятные случаи из практики, в учебнике изложены основные принципы подхода к проведению таких работ и действия оператора. Детальное описание и порядок всех операций обычно приводятся в промысловых памятках, инструкциях и руководствах.

Пуск и остановка скважины проводятся вручную или автоматически при помощи открытия или закрытия соответствующих задвижек на устье или УКПГ. До пуска скважины обязательно

проверяют исправность оборудования и приборов той технологической линии, в которую будет подаваться газ. Только убедившись в исправности, можно приступить к пуску скважины в работу. Сначала проверяют на устье скважины, в каком состоянии (открытом или закрытом) находятся все задвижки. Закрытыми должны быть рабочие задвижки на струнах, межструнная и коренная. Резервные и буферная задвижки могут быть открытыми.

При включении любой газовой линии соблюдают следующее правило: задвижки (краны, вентили) открывают последовательно по ходу движения газа, начиная с ближайшей к источнику газа (давления). На скважине первой открывают коренную задвижку, затем межструнную, далее рабочую на верхней (рабочей струне). Одновременно наблюдают за показаниями манометров и термометров. Через некоторое время показания стабилизируются и можно считать, что скважина выведена на соответствующий режим эксплуатации.

При остановке скважины задвижки закрывают в строго обратной последовательности: на рабочей струне, межструнную и коренную. Коренную задвижку не всегда закрывают, поскольку для ее замены надо задавливать скважину, поэтому работать коренной задвижкой стремятся как можно реже.

Полезно запомнить, что если при пуске газа в технологическую линию задвижки (краны, вентили) открывали последовательно по ходу движения газа, то при отключении линии задвижки закрывают в обратном порядке, последовательно приближаясь к источнику газа (давления).

Установление и поддержание заданного технологического режима эксплуатации скважины осуществляется после пуска скважины при помощи регулируемых или нерегулируемых штуцеров, установленных либо на устье, либо на УКПГ. Проходное сечение регулируемого штуцера изменяют вращением вручную или автоматически (дистанционно) маховичка, перемещающего конусообразную иглу, входящую в отверстие штуцера. Сложнее изменить дебит при помощи нерегулируемого штуцера. Для этого требуется закрыть задвижки на входе и выходе из рабочей струны и линии, открыть вентиль на этой линии и через него сбросить газ в атмосферу. Только после снижения давления до атмосферного можно приступить к замене штуцера.

После установления заданного режима скважина должна нормально эксплуатироваться.

Как правило, при эксплуатации скважины все задвижки (коренная, межструнная, рабочая и резервная на рабочей струне) должны быть полностью открыты. Это необходимо, чтобы предохранить их от разрушения струей газа, в которой всегда имеются твердые и жидкие частички.

При эксплуатации скважин возможно накопление газа в пространстве между эксплуатационной, технической колоннами и кондуктором. Это обнаруживают по манометру на колонной головке.

Правилами эксплуатации скважин категорически запрещено на длительное время закрытие (герметизация) межколонного пространства, так как были случаи разрыва кондукторов.

При межколонных проявлениях газа определяют место утечки, и после глушения скважины ликвидируют эту утечку, в частности, закачкой специальных смол в затрубное пространство.

Ремонт и смену какой-либо части фонтанной арматуры проводят после останова скважины с обязательным закрытием коренной задвижки и снижением давления в арматуре до атмосферного за счет выпуска газа через факельную линию.

Контроль за технологическим режимом (дебит, давления на устье и входе в УКПГ) осуществляется автоматически. Когда это необходимо, оператор один или несколько раз за смену записывает показания расходомера и манометров в специальный журнал.

При осмотре устья скважины прежде всего необходимо убедиться в герметичности всех соединений. Простейший признак нарушения герметичности — «обмерзание» (иней, лед) в месте утечки газа. Для более точного определения мест утечек подозреваемые участки обмывают пеной. Линии, по которым движется газ, отличают по показаниям манометров и термометров, а при отсутствии последних полезно помнить, что трубы, по которым идет газ, теплее других. Если задвижка или другое запорное устройство негерметичны, то труба после этого устройства охлаждается за счет дросселирования газа через неплотности в соединении.

Эксплуатация скважин при условиях гидратообразования в стволе

На забое и в стволе скважины могут возникать такие сочетания давлений и температур, при которых образуются гидраты. В случаях, когда экономически нецелесообразно или технологически невозможно установить и поддерживать такой технологический режим, при котором в скважине не образуются гидраты, приходится эксплуатировать скважину при условиях возможного образования гидратов в скважине.

Простой способ обеспечения безгидратного режима эксплуатации скважины — поддержание на устье температуры газа 25—30 °С. В этом случае при любом давлении ниже 50 МПа в стволе скважины не образуются гидраты. Этот простой признак безгидратного режима полезно помнить и использовать при необходимости перевода скважины на безгидратный режим: Изменяя дебит скважины, во многих случаях удается поддерживать такой режим. При температурах газа на устье ниже 25 °С и давлении ниже 30 МПа возможно образование гидратов. Для более точного определения безгидратных режимов сопоставляют фактические показатели (давление, температура) с условиями гидратообразования для газа данного состава.

При увеличении дебита скважины температура газа растет, достигает максимума, а затем уменьшается.

Признак образования гидратов в скважине — снижение устьевого давления и дебита скважины в результате перекрытия гидратами проходного сечения труб.

К первым способам ликвидации начавшегося гидратообразования в скважине, которыми может воспользоваться оператор, относятся следующие.

Ввести в поток газа ингибитор гидратообразования, если скважина оборудована для этого.

Значительно снизить давление на устье вплоть до продувки в атмосферу. При этом под действием перепада давления и в результате частичного разложения гидратная пробка разрушается и выносится потоком газа. Затем устанавливают режим близкий к безгидратному.

При образовании гидратов в фонтанных трубах газ можно отбирать через затрубье. Тогда теплый поток газа обогреет фонтанные трубы и частично расплавит пробку. Возврат на отбор через фонтанные трубы может привести к разрушению и удалению гидратной пробки.

При образовании пробки значительных размеров описанные способы могут оказаться безрезультатными. В таких случаях вынуждены применять дорогостоящие и длительные мероприятия (циркуляцию ингибиторов или солевых растворов) и даже разбуривать пробку.

При проектировании разработки и назначении технологических режимов обычно рассчитывают распределение давлений и температур по стволу скважины в зависимости от дебитов по годам разработки. Сопоставляя эти данные с кривыми гидратообразования, прогнозируют сроки и глубины возможного гидратообразования в скважинах. Предусматривают мероприятия по предотвращению гидратообразования: теплоизоляцию стенок скважины, подогрев газа, ввод ингибиторов в поток газа, покрытие внутренней поверхности труб веществами, исключающими прилипание гидратов к стенкам.

Теплоизоляция может применяться на месторождениях Севера. Она предотвращает охлаждение газа вечномерзлыми породами и одновременно предохраняет эти породы от протаивания.

Обогревать газ можно электрогрелкой, циркулирующей горячих теплоносителей и сжиганием самого газа.

Наиболее распространен ввод ингибиторов в поток газа. Для этого используют индивидуальные установки на устьях скважин и централизованную подачу ингибиторов.

При индивидуальном вводе ингибиторов используют установленные на устье ингибиторный бачок с регулируемым вентилем или автоматы непрерывной и периодической подачи ингибитора типа «Лотос». Ингибитор подается в затрубное пространство.

Способ ввода ингибитора непосредственно в поток газа зависит от оборудования ствола скважины. При спуске колонны фонтанных труб (см. рис. 17, а) ингибитор стекает по стенкам межтрубного пространства к забое скважины. Здесь ингибитор подхватывается потоком газа и внутри фонтанных труб в смеси с газом движется вверх. Скорость газа на забое должна достигать 2—10 м/с, чтобы обеспечить вынос жидкости с забоя.

При использовании комплекса подземного оборудования (см. рис. 16, в) ингибитор накапливается над пакером 13 и через ингибиторный клапан (с дозирочными отверстиями) впрыскивается в поток газа.

При одновременной раздельной эксплуатации двух пластов (см. рис. 16, г) ингибитор впрыскивается в каждую из колонн труб через свой индивидуально настроенный ингибиторный клапан 16.

Для каждой скважины устьева установка по вводу ингибиторов настраивается индивидуально в соответствии с дебитом и параметрами потока газа.

Централизованная подача ингибиторов осуществляется системами типа «ДЭГАЗ-1», размещенными на УКПГ. Ингибитор от насосов через блок дозирочки поступает к устью скважин по ингибиторопроводам.

Нормы подачи ингибитора рассчитываются в зависимости от влагосодержания газа, степени снижения температуры гидратообразования, расхода газа, свойств ингибитора. Подача ингибиторов изменяется примерно от 50 до 300 см³ на 1000 м³ газа.

В качестве ингибиторов гидратообразования используют метанол, водные растворы гликолей, хлористого кальция, а также комплексные ингибиторы, которые одновременно защищают оборудование от коррозии.

Оператор поддерживает заданный режим (расход, давление, концентрацию) подачи ингибитора в скважины.

При индивидуальной подаче необходимо своевременно заполнять ингибиторные бачки, вести учет и контроль за расходом ингибитора, контролировать параметры работы скважины. При появлении признаков образования гидратной пробки в скважине необходимо немедленно увеличить подачу ингибитора в скважину, выяснить и устранить причину сокращения подачи ингибитора.

При централизованной подаче ингибитора оператор обслуживает автоматизированную систему подачи ингибитора. Особое внимание уделяется контролю за давлением в ингибиторопроводах. Повышение давления в ингибиторопроводе свидетельствует о прекращении подачи ингибитора в результате засорения дозирочного дросселя или ингибиторопровода. Падение давления — признак утечки ингибитора из-за разрыва ингибиторопровода или нарушения герметичности соединений. В автоматических системах при нарушении подачи ингибитора в операторной загорается соответствующая сигнальная (красная) лампочка.

Эксплуатация скважин в условиях коррозии оборудования

Коррозия оборудования происходит на месторождениях, в газе которых содержатся сероводород H_2S и углекислый газ CO_2 , а в пластовых водах растворены органические кислоты (уксусная, муравьиная, пропионовая и др.). Коррозия происходит в результате электрохимических процессов в системе «электролит — металл».

Усиливают коррозию повышенные концентрации указанных агрессивных компонентов в составе газа, высокие скорости газа, приводящие к эрозии поверхности металла и завихрениям на шероховатостях, выступах, щелях, поворотах потока, напряженное состояние металла. Замедляет коррозию присутствие в потоке конденсата, который покрывает поверхность металла защитной пленкой.

Контроль за коррозией оборудования осуществляют следующими способами:

визуальным осмотром задвижек, тройников, труб и другого оборудования, дающим наиболее полное представление о характере и скорости коррозии. Однако при этом требуется остановка скважины и демонтаж оборудования;

по потере в массе контрольных образцов, установленных внутри действующего оборудования;

по изменению концентрации ионов железа в пробах жидкости, отобранных из потока газа;

при помощи устройства «труба в трубе».

Как правило, оператор участвует в контроле за коррозией оборудования.

При осмотре обращают внимание на характер разрушения внутренней поверхности. Нетрудно визуально установить, какой характер носит коррозионное разрушение — сплошной или точечный.

Контрольные образцы взвешивают до и после нахождения их внутри действующего оборудования. Строят графики зависимости потери массы во времени. По графикам можно определить скорость коррозии в зависимости от скорости потока газа. Подбирают такие скорости газа, при которых скорости коррозии допустимы.

Для контроля за концентрацией ионов железа в жидкости необходимо периодически отбирать пробы и проводить анализы в лаборатории. Устойчивое возрастание концентрации ионов железа выше допустимой — признак активной коррозии оборудования.

Для контроля за коррозией труб применяют такое простое устройство, как «труба в трубе». Внутреннюю трубу берут того же диаметра, что и трубопровод, но с несколько меньшей толщиной стенки. По ней транспортируется продукция скважины. Этот отрезок «тонкой» трубы помещают внутри трубы-кожуха большего диаметра. Когда под действием коррозии внутренняя труба

разорвется, давление в трубе-кожухе повысится, что устанавливают по показанию манометра. Это — сигнал о необходимости ревизии труб и оборудования и замены разрушенного коррозией оборудования.

Коррозионное разрушение имеет сплошной или местный (точечный) характер. При сплошной коррозии заменяют оборудование и трубы полностью, при местной — только отдельные элементы и отрезки.

Установлено, что фонтанные трубы разрушаются сплошной коррозией со скоростью 0,2—0,8 мм в год. Муфтовые соединения разрушаются интенсивнее со скоростью 5—7 мм в год. Фонтанная арматура разрушается в местах резких поворотов (завихрений) газожидкостного потока. Скорость разрушения уплотнительных колец, задвижек, тройников, крестовин может достигать 10 мм в год.

На скважинах и промышленном оборудовании для защиты от коррозии применяют ингибиторы коррозии, коррозионностойкие стали и сплавы, металлические и неметаллические покрытия, катодную и протекторную защиту, поддержание специальных технологических режимов эксплуатации скважины.

Применение ингибиторов — наиболее распространенный метод защиты от коррозии. Используют ингибиторы двух видов: нейтрализаторы и экранирующие. Нейтрализаторы (известковое молоко, сода и др.) химически связывают коррозионные агенты (H_2S и CO_2) и поэтому дают высокий эффект защиты, но образуют нерастворимые осадки, забивающие штуцеры и трубы. Экранирующие ингибиторы покрывают металл защитной пленкой. Применяют углеводородорастворимые (гудроны, сульфокислоты ИКСТ-1, СБ-3, МСДА) и водорастворимые ингибиторы (катапин, А, КО, ВЖС+ПАВ и др.).

Ингибиторы вводят в скважину тремя способами: подают в затрубное пространство, закачивают в пласт, сбрасывают на забой в твердом состоянии.

Подача ингибиторов коррозии в затрубное пространство и впрыск в поток газа проводится в принципе так же, как и ингибиторов гидратообразования, а часто вводятся оба ингибитора одновременно.

Закачку в пласт проводят цементировочным агрегатом в объемах до 3—5 м³ один раз в 3—12 мес.

Твердые ингибиторы опускают на забой на тросе, где они постепенно растворяются и, двигаясь с газом, покрывают трубы защитной пленкой.

Катодная и протекторная защита перспективна, но технически сложна и на скважинах применяется редко. Используется для защиты МГ и УКПГ от внешней коррозии.

Технологические режимы эксплуатации скважины назначают, стремясь снизить скорость газа и за счет этого замедлить коррозию. Для этого увеличивают также диаметр фонтанных труб.

Эффективность ингибирования зависит от непрерывного равномерного покрытия поверхности металла защитной пленкой. Нельзя допускать перерывов в подаче ингибиторов или уменьшать его расход. Поэтому оператору как при индивидуальной, так и при групповой подаче ингибиторов необходимо главное внимание сосредоточить на постоянном контроле за подачей ингибитора и не допускать перерывов в его подаче в скважину. Нормы подачи устанавливаются из условия непрерывного и равномерного покрытия пленкой защищаемой поверхности оборудования. В среднем закачивают примерно от 50 до 400 см³ ингибитора на 1000 м³ газа. Экспериментально установлено, что при скоростях газа на устье более 10 м/с возможен срыв пленки ингибитора со стенок труб. Поэтому оператор должен следить, чтобы фактические скорости газа не превышали этой величины.

При обслуживании ингибируемых скважин неполадки в подаче ингибитора часто вызваны засорением дозирующих устройств, поэтому надо своевременно очищать фильтры, штуцеры, клапаны, следить за чистотой ингибиторов.

Коррозионное разрушение оборудования всегда ведет к тяжелым последствиям: обрыву фонтанных труб, разрушению эксплуатационной колонны, задвижек, штуцеров. Замена оборудования приводит к необходимости глушения скважин, прекращению добычи газа. Возможно даже открытое фонтанирование — самая опасная и сложная авария. Об этом никогда нельзя забывать при обслуживании скважин, эксплуатируемых в условиях коррозии оборудования.

Эксплуатация обводненных скважин

При упруговодонапорном режиме пласта в залежь поступает вода, движется по пласту, достигает скважин и начинает вместе с газом поступать в них. Сначала принимают меры по предотвращению обводнения скважин: перераспределяют отборы по скважинам, чтобы замедлить перемещение ГВК; изолируют (цементированием и ПАВами) обводненные пропластки. Когда уже не удается предотвратить поступление воды в скважину, переходят на эксплуатацию обводненных скважин. Задача состоит в удалении воды с забоя скважины.

Выбор и применение метода удаления жидкости с забоя скважины зависит от причины, характера и темпов обводнения, а также от пластового давления, производительности и оборудования скважины, т. е. как от условий обводнения, так и от возможностей скважины.

Причины поступления воды в скважину: приближение ГВК, прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам со значительным опережением ГВК, поступление из выше- и нижележащих горизонтов через негерметичное цементное кольцо вокруг эксплуатационной колонны. Соответственно причинам различен характер

и темп обводнения. При приближении ГВК обводняется вся мощность пласта, темп обводнения высокий. Языки обводнения прорываются по отдельным пропласткам, в то время как из остального разреза пласта поступает газ. Темп обводнения и расход воды могут быть длительное время незначительными, так как ГВК находится еще вдали от скважины. Посторонние воды могут прорываться в различных количествах, часто небольших.

Поскольку причины, характер и темпы обводнения изменяются во времени, на скважинах изменяют и методы удаления воды, обычно от простых и дешевых до сложных и дорогостоящих. Различают методы периодического и непрерывного удаления жидкости с забоя скважин.

Периодические методы следующие:
остановка скважины для поглощения жидкости пластом;
продувка скважины в газопровод или в атмосферу;
продувка через сифонные трубки;
периодический ввод ПАВ на забой для вспенивания жидкости.
Непрерывное удаление жидкости осуществляют следующими методами:
поддержанием скорости газа на забое, достаточной для выноса жидкости;
непрерывной продувкой через сифонные или фонтанные трубки;
при помощи ПАВ;
плунжерным лифтом;
иногда откачкой глубинными насосами.

Остановка скважины для поглощения жидкости пластом проводится оператором в соответствии с заданным графиком. Продолжительность остановки и сроки устанавливают обычно опытным путем. После пуска скважина работает с более высоким дебитом. Небольшое количество воды поглощается пластом.

Продувку скважины в газопровод или атмосферу также выполняет оператор по заданному графику. При этом необходимо следить, чтобы в скважине не начали образовываться гидраты при снижении температуры газа и не было вибрации оборудования. Продувка проводится автоматически при помощи системы «Ласточка», при дистанционном управлении регулируемым штуцером и задвижками или вручную. Продувку через сифонные трубки осуществляют автоматически по заданной временной программе.

Подача ПАВ на забой осуществляется при помощи дозирочных автоматов и систем типа «Лотос» и «Ласточка». Оператору важно своевременно заполнять их ПАВ и контролировать их срабатывание.

Признак неудовлетворительного удаления жидкости — значительное падение устьевого давления и снижение дебита скважины. В этих случаях проводят внеочередное удаление жидкости. Непрерывное удаление жидкости за счет поддержания высоких

скоростей на забое проводят на высокодебитных скважинах при высоких пластовых давлениях. В этих случаях оператору достаточно следить, чтобы дебит не снижался ниже заданного. На практике установлено, что жидкость выносится при скоростях газа на забое 2—10 м/с.

Непрерывная продувка через сифонные и фонтанные трубы проводится автоматически при заданном положении регулируемого штуцера. Оператору необходимо следить, чтобы не прекращалась продувка. Поступление газа вместо жидкости в продувочные линии может привести к гидратообразованию и потерям газа. В этих случаях рекомендуется уменьшить проходное сечение штуцера или временно прекратить продувку.

Плунжерный лифт (см. рис. 17, б) настраивают на определенный режим эксплуатации. При отсутствии над плунжером воды появляется характерный стук плунжера об амортизатор, при недостаточном удалении воды снижается дебит скважины. Регулируют работу плунжерного лифта вручную или автоматом типа «Ласточка». О любых неполадках в работе плунжерного лифта оператор сообщает в ПДС.

Наиболее распространенный метод удаления жидкости с забоя — подача в скважину ПАВ при помощи автоматов различной конструкции типа «Лотос», «Ласточка» и др.

Механизм удаления жидкости состоит в подаче на забой жидкого или твердого ПАВ, который с жидкостью в результате барботирования газа через столб смеси образует пену. Вспененная жидкость легко выносится потоком газа на поверхность.

Для получения устойчивой пены поддерживают концентрацию пенообразователя 1,5—2% объема жидкости и добавляют 0,5—1,0% стабилизатора пены. Дозировку проводят из расчета объема воды, поступающей на забой. Эффективность выноса жидкости во многом зависит от правильного подбора типа ПАВ применительно к составу жидкости, поступающей на забой (состава и концентрации растворенных в воде солей, наличия конденсата).

Для слабоминерализованных вод (до 10 г/л) эффективны ПАВ анионоактивного типа (сульфонол, ДС-РАС), в более минерализованных применяют ПАВ неионогенного типа (ОП-7, ОП-10), при содержании в воде 5—10% конденсата добавляют нефтерастворимые ПАВ типа ОП-4.

Таким образом, оператор должен не допускать отклонений от заданного состава и режима подачи ПАВ в скважину. В противном случае эффективность их действия снижается и уменьшается добыча газа, а скважина может значительно обводниться.

Эксплуатация скважин, вскрывших рыхлые слабосцементированные породы

По результатам исследований для таких скважин назначают режимы постоянного градиента или постоянной депрессии, при которых не разрушается пласт. Если при этом дебиты значитель-

но ниже потенциальных возможностей скважины, забой специально оборудуется (см. рис. 16, в, г). Затем дебит скважины можно увеличить. Однако и при специальном оборудовании забоя некоторое количество песка поступает на забой. Образование на забое песчаной пробки может привести к резкому снижению дебита (до 10—20% рабочего). Поэтому при эксплуатации скважины, вскрывшей рыхлые породы, главное условие — обеспечение скорости газа на забое, достаточной для выноса на поверхность твердых частичек породы пласта. С учетом этой скорости назначают технологический режим эксплуатации скважины. Оператор не должен допускать даже кратковременного снижения дебита или остановок скважины, так как при этом на забое образуется песчаная пробка, которую трудно удалить. Ликвидируют песчаную пробку после глушения промывкой скважины и даже ее разбуриванием.

Таким образом, при эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые, слабосцементированные породы, с одной стороны, нельзя превышать допустимые депрессию, градиент или дебит, чтобы не разрушался пласт, с другой стороны, нельзя снижать дебит ниже необходимого для выноса с забоя твердых частиц, чтобы не обрзовывалась песчаная пробка.

Эксплуатация скважин в вечномерзлых породах

Изучается температурный режим эксплуатации таких скважин. При необходимости создается пассивная или активная изоляция стенок скважины от вечномерзлых пород. Главное при эксплуатации таких скважин — поддержание заданного температурного режима. При гидратообразовании в стволе скважины оператор особое внимание должен уделить правилам эксплуатации таких скважин (см. § I).

При растеплении вечной мерзлоты вокруг скважины может произойти усадка грунта вокруг устья, теряется жесткость контакта цементного кольца с окружающими породами. В результате начинается вибрация оборудования, для ликвидации которой подсыпают грунт вокруг устья. Нельзя допускать эксплуатацию скважин при вибрации наземного оборудования, а о первых признаках ее вибрации следует немедленно сообщить в ПДС.

Эксплуатация скважин при одновременном раздельном отборе газа из нескольких пластов

Эксплуатация таких скважин экономически эффективна и все шире применяется на промыслах. Оборудование скважин (см. рис. 16, г) позволяет исследовать каждый пласт раздельно, назначать и поддерживать различные технологические режимы для каждого пласта. При эксплуатации таких скважин оператору в первую очередь необходимо детально изучить оборудование сква-

жины. Поддержание разных технологических режимов для отдельных пластов требует особого внимания. Нельзя допускать отклонений от заданных режимов, так как ликвидация неполадок и ремонтные работы могут привести к прекращению отборов из других пластов.

§ 5. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Чем выше производительность скважин, тем выше производительность труда, ниже стоимость добываемых газа и конденсата. Поэтому на промыслах всегда проводят работы по увеличению производительности скважин. Производительность скважины зависит от свойств продуктивного пласта, метода вскрытия и освоения, от оборудования забоя и ствола, от технологического режима эксплуатации. Увеличивают производительность скважины путем комплексного воздействия на все перечисленные факторы.

Проводятся следующие специальные работы:

вскрытие пласта, оборудование забоя и освоение скважины; устранение причин, ограничивающих дебит; интенсификация притока газа в скважину.

Вскрытие пласта и освоение скважины проводят так, чтобы не уменьшить естественную проницаемость пласта, не разрушить призабойную зону. Забой оборудуют в соответствии со свойствами пласта (см. рис. 16) так, чтобы создавались наименьшие гидравлические сопротивления.

Устраняя причины, ограничивающие дебиты (см. § 3), можно значительно увеличить производительность скважин. Многие из таких работ проводятся операторами. В рыхлых породах на забое дополнительно устанавливают фильтры или повторно закрепляют пласт смолами. Изолируют обводнившиеся пропластки цементированием и ПАВами. Ликвидируют утечки газа через неплотности соединений. Вибрацию устраняют увеличением массы фонтанной арматуры или заменой тройниковой елки на крестовую. Строго следят, чтобы в скважине не образовывались гидраты, не накапливалась жидкость и твердые частицы, не происходило растепление вечной мерзлоты. Все эти работы выполняются, как правило, операторами.

Интенсификацию добычи газа проводят по специальному плану и программе под руководством ответственного инженера. Оператор — неременный участник этих работ. Интенсификация заключается в воздействии на призабойную зону пласта с целью увеличения ее естественной проницаемости, очистки от засорения при бурении, в выравнивании профиля притока газа и т. д. Дебит скважины в результате интенсификации может увеличиваться в 2—3 раза и более. Это объясняется тем, что зона воздействия распространяется на значительные расстояния от скважины, а проницаемость в этой зоне возрастает во много раз по сравнению с начальной, естественной.

Перед началом работ по интенсификации оператор должен отключить скважину от газосборных сетей, УКПГ и других установок. На скважине устанавливают противовыбросовое оборудование и скважину задавливают. После этого к фонтанной арматуре подсоединяют установки и агрегаты, применяемые при интенсификации. Оператор участвует в этих работах и следит, чтобы подключения проводились к соответствующим линиям и задвижкам (отводу на затрубье, к задавочной или факельной линии и т. д.). Заранее необходимо устранить неисправности устьевого оборудования и подготовить соответствующий инструмент, прокладки, запасные части.

Для интенсификации добычи газа применяют следующие способы:

гидравлический разрыв пласта ГРП и его разновидности (многократный, направленный, на солянокислотной основе и т. д.);

солянокислотную обработку СКО и ее разновидности (массированную, поэтапную, направленную и т. д.);

глинокислотную обработку ГКО;

солянокислотный гидроразрыв СКО+ГРП, соляноглинокислотная обработка СКО+ГКО, гидропескоструйная перфорация в сочетании с ГРП и СКО (комбинированные способы);

взрывы обычные и ядерные.

При ГРП проницаемость увеличивается за счет расширения существующих и образования новых трещин в пласте под действием высокого давления закачиваемой жидкости разрыва. Трещины крепят закачкой в них в смеси с жидкостью-песконосителем крупного песка (0,5—1,0 мм), пластмассовых или стеклянных шариков. Закачивают до 5—10 т песка на 100 м мощности пласта, а разрыв пластов происходит при превышении давления над пластовым до 20 МПа.

При проведении ГРП на устье монтируется специальная арматура типа АУ-5. Ствол скважины также специально оборудуют. Используют насосные агрегаты 2АН-500, 4АН-700, пескоструйные агрегаты ЭПЛ, ЗПА, цементировочные агрегаты ЦА-320, ЦА-150, автоцистерны 4ЦР и другое оборудование.

Поскольку работы проводятся под высоким давлением, требуется особая прочность оборудования и герметичность всех соединений.

ГРП проводят поэтапно. После задавки скважины и замены раствора на жидкость разрыва повышают давление на устье. В момент разрыва пласта давление скачком падает. Закачивают песконоситель с песком, затем промывают ствол и осваивают скважину.

При СКО проницаемость пласта увеличивается за счет растворения известняков и доломитов кислотой. Чтобы кислота не разъедала металл, в нее добавляют ингибиторы (формалин, униколы), для удаления из пласта продуктов реакции добавляют интенсификаторы (ПАВЫ), а чтобы хлопья окислов железа не засорили

пласт, добавляют стабилизаторы (уксусная кислота). Применяют кислоту концентрацией до 15% из расчета 0,5—2 м³ на 1 м мощности пласта.

Технология СКО состоит в закачке кислоты в пласт, выдержке ее в пласте (не более суток) и в освоении скважины.

СКО связана с опасностью отравления и ожога соляной кислотой. Поэтому при СКО необходимо надевать предохранительные очки, резиновые обувь и перчатки, кислотостойкий фартук. На месте работы с кислотой необходимо иметь запас воды, раствор двууглекислой соды (не менее 5 л) для промывки облитой кожи и раствор борной кислоты (не менее 1 л) для промывки глаз. Запрещается ремонтировать коммуникации во время закачки раствора кислоты в скважину. При необходимости каких-либо исправлений следует прекратить закачку кислоты, снизить давление до атмосферного, коммуникации промыть водой и только после этого приступить к работам.

При ГКО применяют смесь соляной и фтористоводородной (плавиковой) кислот.

При интенсификации взрывом на забой скважины опускается заряд, проводится взрыв, в результате которого образуется полость, окруженная системой трещин.

Эффективность интенсификации оценивают по увеличению дебита при прежней депрессии. За длительный период эффективность оценивают по дополнительной добыче газа из обработанной скважины.

Эффект от проведения интенсификации по отдельным скважинам сохраняется от нескольких месяцев до многих лет. Поэтому проводят повторные работы по интенсификации.

Эксплуатацию скважины после интенсификации необходимо проводить с учетом проведенных работ.

После ГРП возможен вынос из пласта песка-закрепителя. Поэтому необходимо обеспечить вынос с забоя твердых частиц и усилить контроль за эрозийным разрушением штуцеров, вентиляей и другого оборудования.

После СКО и ГКО возможно поступление на устье остатков непрореагировавшей кислоты. Поэтому при ремонтах и продувках сепараторов необходимо принимать меры предосторожности, как и при работе с кислотой.

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛОВ

§ 1. ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ЧАСТИ

Трубы

Трубы — наиболее распространенное оборудование на промыслах. Продукция скважины от пласта (забоя) до выхода с промысла движется по трубам; технологические аппараты, средства КИП и автоматики соединены (обвязаны) трубами. Применяют трубы различного назначения, диаметров, характеристик, изготовленных разными способами из различных материалов.

По назначению используют трубы: бурильные, обсадные, фонтанные (насосно-компрессорные), газопроводные, а также импульсные трубы КИП и А и др.

Размер труб характеризуется условным проходом D_u , под которым ориентировочно подразумевается внутренний диаметр (рис. 20). Для трубы постоянная величина — наружный диаметр D_n . Внутренний диаметр $D_{вн}$ — величина переменная, зависящая от толщины стенки δ .

Наружные диаметры бурильных труб 60—168 мм, обсадных 114—426 мм, фонтанных 32—114 мм, газопроводных до 1050 мм, импульсных 4—16 мм.

Трубы изготавливают из углеродистых легированных и нержавеющей сталей, латуни, меди и различных сплавов.

На промыслах используют трубы бесшовные (горяче- и холоднокатаные), электросварные (прямошовные и со спиральным швом) и другого изготовления.

Условия применения, материалы, способ изготовления, размеры и другие характеристики труб регламентируются соответствующими ГОСТами.

На все трубы, поступающие на промыслы, имеются сертификаты — документы, в которых указаны состав стали, условия изготовления и испытания труб.

Условия работы труб на промыслах тяжелые и напряженные: под высоким давлением, в газовой среде, в условиях коррозии, вибрации, ударов, температурных колебаний и т. д.

Высокие давления и газовая среда создают особую опасность при нарушениях герметичности, разрывах труб. Выброс газа подобен взрыву, часто сопровождается вспышкой газа. Для обеспечения безопасности трубы обязательно опрессовывают водой на

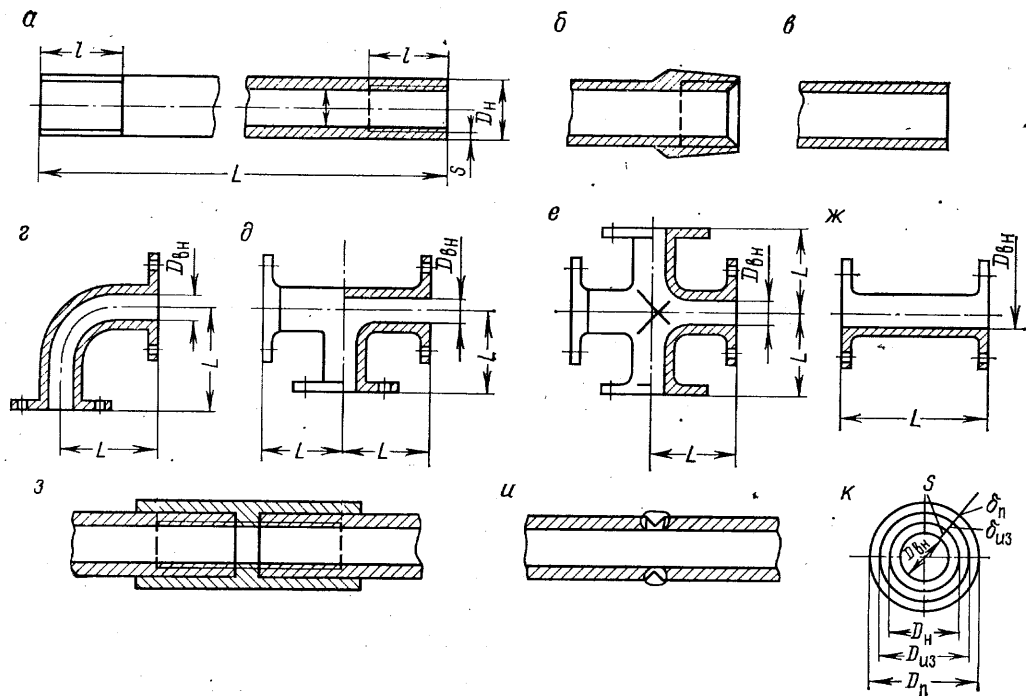


Рис. 20. Трубы и их соединительные части.

а — трубы стальные газовые; б — труба с наружной резьбой; в — труба без резьбы; г — угольник; д — тройник; е — крестовина; ж — муфта (катушка); з — соединение муфтовое резьбовое; и — соединение сварное; к — сечение трубы с изоляцией: $D_{вн}$ — диаметр внутренний; $D_{н}$ — диаметр наружный; $D_{из}$ — диаметр наружный основного слоя изоляции; $D_{п}$ — диаметр покровного слоя; S , $\delta_{из}$, $\delta_{п}$ — толщины стенки трубы, основного и покровного слоя изоляции соответственно

прочность при полуторакратном превышении давления над рабочим, а затем газом опрессовывают на герметичность.

От коррозии трубы защищают изоляционными покрытиями, иногда внутренней и, как правило, внешней поверхности (см. рис. 20, к). Для изоляции используют различные мастики, ленты, смолы, краски и т. д.

Для предохранения от температурных деформаций применяют компенсационные изгибы, полукольца и т. д. Тепловые потери или охлаждение газа окружающей средой (особенно на Севере) предотвращают тепловой изоляцией: асбестом, стекловолокном, пенопластами и др.

Срок службы, безопасность, надежность работы труб зависят от правильного хранения, эксплуатации и обслуживания. Трубы должны храниться под навесом в штабелях по размерам и маркам стали на ровной площадке, на деревянных брусках, без провисания, концы труб закрывают заглушками, чтобы не засорились и не загрязнились внутренние поверхности. При транспортировке необходимо следить, чтобы трубы не получили прогиба и повреждений.

Запрещается перевозить трубы волоком, нельзя также допускать, чтобы при перевозке трубы свешивались или изгибались. При разгрузке трубы следует снимать или скатывать по подкладкам из дерева или труб.

При осмотре трубопроводов следует двигаться с наветренной стороны. При подземной прокладке автотранспорт должен двигаться на расстоянии не ближе 50 м от трубопровода, обходчик — не ближе 25 м. Признак пропуска газа — пожелтение растительности. Для обнаружения подземных утечек применяются также

Таблица 2

Основные размеры фонтанных (насосно-компрессорных) и обсадных труб

Наименование	Трубы, см		Муфты, см		
	D_H	D_{BH}	D_M	l_M	
Насосно-компрессорные трубы	3,20	2,50	4,6	9,2	
	4,83	4,03	5,5	9,6	
	6,03	5,03	7,3	11,0	
	7,30	6,2	8,95	13,2	
	8,89	7,59	10,7	14,6	
	10,16	8,89	12,1	15,0	
	11,43	10,03	13,25	15,6	
	Обсадные трубы	14,6	13,4—12,2	16,6	19,1
		16,8	15,6—14,0	18,8	19,1
21,5		20,5—19,4	24,3	20,3	
24,5		23,1—22,0	26,9	20,3	
27,3		25,5—24,9	29,8	21,6	
29,9		28,1—27,5	32,5	21,6	
35,1		33,1—32,7	37,6	22,9	
42,6		40,6—40,2	45,1	22,9	

специальные приборы. Наземные трубопроводы, импульсные трубки обязательно должны быть закреплены. Переезд через трубы какого-либо транспорта строго запрещается.

Вибрацию труб предотвращают увеличением их массы, дополнительным креплением.

При обслуживании трубопроводов нельзя допускать ударов, нужно следить, чтобы не было вибрации, устранять повреждения изоляции, своевременно окрашивать трубы. О всех неполадках и нарушениях на трубопроводах оператор немедленно должен доложить мастеру или инженеру и записать в вахтовый журнал.

Работы по отсоединению и присоединению труб, замене отдельных участков проводятся только после сбрасывания давления. Выбор типоразмеров труб и импульсных линий для замены проводится только после согласования и разрешения инженера.

Сварочные (огневые) работы проводятся только под руководством ИТР по особым правилам.

Некоторые размеры фонтанных и обсадных труб приведены в табл. 2.

Соединительные и фасонные части труб

Соединительные и фасонные части (фитинги) труб — это детали, которые служат для соединения труб (см. рис. 20, *г—е*). Фитинги подразделяются на прямые (соединяют трубы одинакового диаметра) и переходные (позволяют соединять трубы разного диаметра).

Для соединения на концах труб нарезают резьбу (см. рис. 20, *а, б*). В этом случае прямые линии соединяют муфтами (см. рис. 20, *з*).

Поскольку между торцами труб в муфтах остаются зазоры, при движении газа здесь возникают завихрения потока и усиливается коррозия. Для предотвращения коррозии в муфтах между торцами вставляют, прокладочные металлические кольца.

Прямые линии труб соединяют сваркой (см. рис. 20, *и*). Применяют также фланцевые соединения прямых линий (см. рис. 20, *ж*).

Повороты, соединения трех и четырех труб осуществляют при помощи угольников, тройников и крестовин (см. рис. 20, *г—е*) с фланцевыми, резьбовыми и сварными соединениями.

Соединительные части и фитинги изготовляют из ковкого чугуна и сталей, размеры и материалы стандартизованы.

§ 2. ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

Арматурой называют устройства и приспособления, монтируемые на газопроводах, резервуарах, аппаратах и приборах. Арматура предназначена для управления потоками газа, жидкости, газожидкостной смеси и технологическими процессами путем полного или частичного перекрытия проходов трубопроводов, регули-

рования уровня жидкости, сброса газа и жидкости в линию или атмосферу. В основном арматура состоит из запорного или дроссельного устройства и привода.

Запорные или дроссельные устройства представляют собой закрытый крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор. Корпус имеет два или более присоединительных конца, при помощи которых он герметично крепится на трубопроводе. Газ, протекающий через запорное или дроссельное устройство, должен быть герметично изолирован от окружающей внешней среды, т. е. не должен проникать наружу.

Перемещением затвора внутри корпуса относительно его седел изменяется площадь прохода для газа, в результате чего изменяется гидравлическое сопротивление. Седлом называют часть внутренней поверхности корпуса или специальную деталь, с которой сопрягается затвор при закрытом проходе. Устройство в зависимости от назначения называется запорным (затвором) или дроссельным. Запорные устройства предназначены для герметичного разобщения одной части трубопровода или аппарата от другой, дроссельные — для точного регулирования площади прохода.

В запорных устройствах поверхности затвора и седла, соприкасающиеся во время отключения частей трубопровода, называются уплотнительными, в дроссельных же они образуют регулируемый проход и называются дроссельными.

Арматура при проектировании и строительстве, а также при замене вышедшей из строя выбирается с учетом физико-химических свойств, давления и температуры рабочей среды и окружающего воздуха по технической характеристике арматуры (D_u , D_k , R_u , $R_{пр}$ и т. д.).

Условный проход D_u : минимальный внутренний диаметр арматуры, фитингов, трубопроводов, а в запорной арматуре — присоединительных концов (табл. 3).

Таблица 3

Условные проходы стальных и чугунных труб, арматуры и присоединяемых к ним деталей машин, приборов и аппаратов (ГОСТ 355—67)

Условные проходы (малые) D_u , мм	Резьба трубная d , мм	Условные проходы (средние) D_u , мм	Резьба трубная d , мм	Условные проходы (большие) D_u , мм	Резьба трубная d , мм
6	—	50	58	225	228,6
8	6,35	60	—	250	254
10	89,53	70	26,35	275	279,39
13	—	80	76,2	300	304,79
15	12,7	100	101,6	325	—
20	19,05	125	127	350	—
25	25,4	150	152,4	375	—
32	37,75	175	177,8	400	—
40	38,1	200	203,2		

Проходной канал D_k часто меньше D_y и характеризует сечение потока по площади и конфигурации. Полнопроходная арматура имеет канал, равный внутреннему диаметру трубопровода. В полностью открывающейся арматуре канал по конфигурации и площади отличается от трубопровода. Регулирующая арматура имеет частично открывающийся канал.

Арматуру изготавливают из углеродистой стали, ковкого чугуна, специальных сплавов.

В условиях коррозии используют арматуру из нержавеющей и легированных сталей. Арматуру с $D_y < 50$ мм изготавливают из латуни и бронзы. Уплотнительные поверхности покрывают эбонитом, резиной, винипластом, пластмассами.

Привод арматуры может быть ручным, электрическим, пневматическим, гидравлическим и электромагнитным (соленоидным).

Взрывопожароопасность и токсичность природного газа и конденсата заставляют предъявлять особо высокие требования к надежности и безопасности эксплуатации арматуры на промыслах.

Основные требования к арматуре: герметичность отключения, быстрота закрытия и открытия, надежность эксплуатации и простота обслуживания, минимальное гидравлическое сопротивление, небольшие основные размеры и масса.

Классификация арматуры

В зависимости от назначения трубопроводная арматура подразделяется на четыре класса.

I. Запорная (затворы); предназначена для полного перекрытия потока.

II. Регулирующая; позволяет управлять (изменять) параметрами потока (давлением, температурой, расходами), изменением проходного сечения.

III. Предохранительная и защитная; обеспечивает частичный выпуск или перепуск рабочей среды при превышении допустимого давления.

IV. Контрольная; предназначена для определения уровня раздела «газ — жидкость» или жидкостей.

Т а б л и ц а 4

Группы трубопроводной арматуры в зависимости от принципа действия

Обозначение	Наименование	Определение
A	Приводная	Арматура, приводимая в действие при помощи привода (ручного, механического, электрического и др.)
B	Автоматическая (самодействующая)	Арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением ее параметров

Классификация трубопроводной арматуры

Класс		Группа		Тип	
Номер	Наименование	Обозначение	Наименование	Номер	Наименование
I	Запорная	A	Приводная	1	Краны
				2	Вентили
				3	Задвижки
				4	Поворотные затворы
II	Регулирующая	A	Приводная	5	Вентили регулирующие
				B	Автоматическая
		9	Автоматическая		
				8	Конденсатоотводчики
III	Предохранительная и защитная	B	Автоматическая	9	Предохранительные клапаны
				10	Обратные клапаны
IV	Контрольная	A	Приводная	11	Пробкоспускные краны
				B	Автоматическая

Каждый класс в зависимости от принципа действия арматуры подразделяется на две группы (табл. 4).

Классификация трубопроводной арматуры приведена в табл. 5.

Кроме того, арматура каждого типа имеет дополнительные характеристики по назначению и конструктивному исполнению.

Способы присоединения арматуры

Газовую арматуру присоединяют к трубопроводу фланцами, муфтами, цапками и сваркой или пайкой.

Различают разъемные (фланцы, муфты и т. д.) и неразъемные соединения (сварка и пайка).

Основные соединения — фланцевые. Они обеспечивают многократность монтажа и демонтажа, надежную герметизацию стыков и удобство их подтяжки, прочность и применимость в широком диапазоне давлений и размеров проходов. Недостатки фланцевых соединений: ослабление затяжки и потеря герметичности со временем (особенно при вибрации), трудоемкость сборки и разборки, большие основные размеры и масса.

Муфтовые соединения применяют для арматуры с малыми проходами (до 50 мм) при низких и средних давлениях. Применяют муфты резьбовые (с наружной и внутренней резьбой) и накидные быстроразъемные.

Материалы для прокладок и колец

Материал	Рабочая среда	Температура среды, °С	Рабочее давление среды, МПа
Прокладки			
Алюминий	Пар	300	2
Асбест	Нефть, масло, горячие газы	300—400	10
Картон технический промасленный	Вода, нефть, масло	40	1
Медь красная отожженная	Пар, некоторые газы и жидкости	200	40
Паранит	Кислород, нефть, вода, пар	-60 ÷ +185, 400, 450	0,2; 4; 5
Полихлорвинил	Кислоты, бензин	60	4
Резина сплошная	Вода, воздух	40	1
	Вакуум	40	Нет данных
Свинец	Кислоты	Нет данных	0,2
Аустенитовая сталь хромоникелевая 1X18Н9	Вода, пар, нефтепродукты	510	Не ограничено
Уплотнительные кольца			
Бронза БрОЦС	Вода, пар	250	25,5
Кожа	Вода, воздух	70	1
Латунь ЛМЦ58-2	Вода, пар	225	25,5
Медноникелевый сплав	Перегретый пар	400	3—4
Никелевый сплав	Перегретый пар	800	7
Резина	Вода, воздух	60	1
Сталь азотированная	Перегретый пар	600	14
Сталь нержавеющая	Нефтепродукты	550	Нет данных
	Перегретый пар	400	То же
Стеллит наплавленный	Перегретый пар, нефтепродукты	Высокая температура и давление, загрязненная среда	
Фибра	Бензин, керосин	80	1
Эбонит	Горячая вода, пар	50—200	1,3

Цапковое соединение с наружной резьбой применяют, когда арматура ввинчивается в тело какого-либо аппарата, прибора или машины, в основном для мелкой арматуры высокого давления.

Приваривают (или припаявают) арматуру только тогда, когда сложно получить надежное герметичное соединение с трубопроводом. Неразъемные соединения обеспечивают полную и на-

дежную герметичность, не требуют ухода и подтяжки, имеют небольшую массу и основные размеры. Однако при демонтаже и замене арматуры приходится вырезать часть труб и присоединительных концов.

Разъемные соединения уплотняются (герметизируются) при помощи прокладок и уплотнительных колец (табл. 6).

Условные обозначения арматуры

Основные виды трубопроводной арматуры разработаны Центральным конструкторским бюро арматуростроения (ЦКБА) и ВНИИНефтемашем.

Условные обозначения арматуры, разработанные ЦКБА, даны цифровыми и буквенными индексами. Первые две цифры обозначают тип арматуры.

Кран пробко-спускной	10
Кран для трубопровода	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Вентиль	14, 15
Клапан обратный подъемный	16
Клапан предохранительный	17
Клапан обратный поворотный	19
Регулятор давления «после себя» и «до себя»	21
Клапан запорный	22
Клапан регулирующий	25
Клапан смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Характеристика из одной-двух букв означает материал корпуса.

Углеродистая сталь	С
Легированная сталь	ЛС
Коррозионностойкая (нержавеющая)	нж
Серый чугун	Ч
Ковкий чугун	кч
Латунь, бронза	Б
Алюминий	а
Монель-металл	мн
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Фарфор	к
Титан	тн
Стекло	ск

Первая цифра, стоящая после букв, указывает вид привода

Механический с червячной передачей	3
То же, с цилиндрической передачей	4
То же, с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электрический	9

Последние одна-две буквы означают материал уплотнительных поверхностей.

Латунь, бронза	бр
Монель-металл	мн
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Нитрированная сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вн

Внутреннее покрытие уплотнительных поверхностей обозначается следующим образом.

Гуммирование	гм
Эмалирование	эм
Свинцование	св
Футерование пластмассой	п
То же, напротив	н

Для арматуры с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в конце добавляется буква В, а в тропическом исполнении— буква Т.

Изделия без вставных или наплавленных уплотнительных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на самом корпусе или затворе, обозначаются буквами бк (без колец).

Маркировка на корпусе арматуры (ГОСТ 4666—75) должна содержать товарный знак завода-изготовителя, условное давление (рабочее давление и температуру); диаметр условного прохода; стрелку, показывающую направление движения среды.

В зависимости от материала корпуса наружные необработанные поверхности (корпуса, крышки, сальника и других) окрашивают в различные отличительные цвета.

Сталь углеродистая	Серый
Сталь легированная	Синий
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Чугун серый, ковкий и высокопрочный	Черный
Цветные сплавы	Не окрашиваются

В зависимости от материала уплотнительных деталей затвора устанавливают следующие дополнительные отличительные окраски приводного устройства изделия (маховика, рычага и др.).

Бронза или латунь	Красный
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Сталь нитрированная или другие твердые сплавы	Фиолетовый
Баббит	Желтый
Пластмасса	Серый с синими полосками по периметру

Эбонит или фибра
Без колец

Зеленый
Цвет окраски
корпуса и
крышки

Запорная арматура (класс I, группа А, типы 1—3)

I.A.1. Краны. Проход перекрывается пробкой при вращательном ее движении вокруг своей оси. Пробки бывают коническими ($\nabla 1:20$), цилиндрическими и шаровыми (рис. 21).

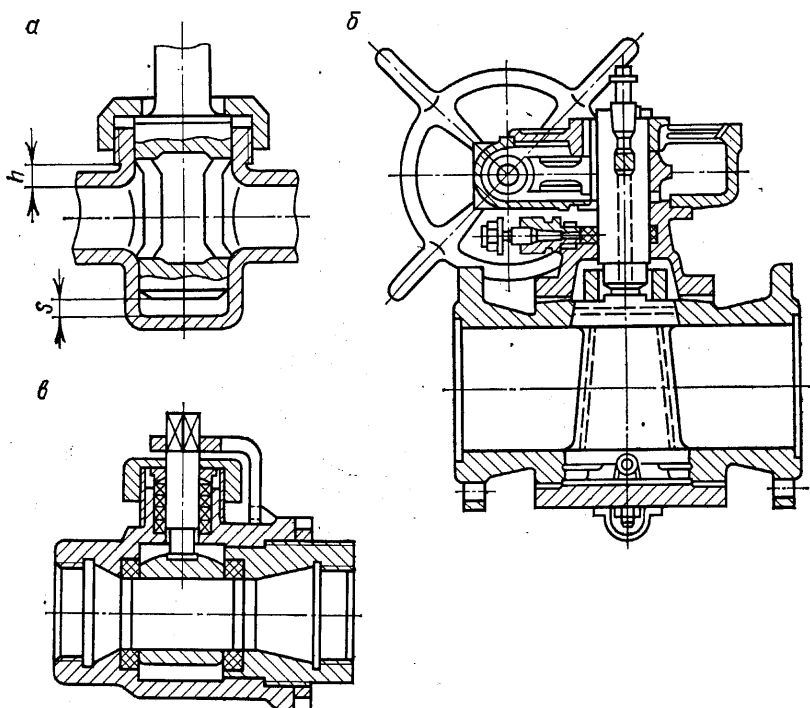


Рис. 21. Краны.

а — конический типа 11 и 36к; б — со смазкой и с червячной передачей 11с3206к;
в — шаровой с плавающей пробкой

В цилиндрических кранах нижний конец пробки не должен касаться дна корпуса крана (см. рис. 21, а). Наличие зазора S дает возможность длительное время сохранять плотную посадку пробки при износе трущихся поверхностей. Окно в пробке по высоте h больше размера проходного отверстия корпуса, что исключает возможность уменьшения проходного сечения крана при износе. На чертежах краны изображаются в открытом положении.

Для управления краном пробка обычно заканчивается квадратом под ключ или рукоятку. На кранах больших размеров, где для

поворота пробки требуются значительные усилия, краны снабжаются червячными редукторами для передачи усилий от маховика к пробке (см. рис. 21, б).

Краны имеют риски на пробках или указатели положения пробки «открыто—закрыто».

На уплотняющих поверхностях крана сделаны канавки, в которые подается постоянно или периодически смазка определенной консистенции в зависимости от температуры и давления среды. При повороте пробки на уплотняющих поверхностях образуется пленка смазки, что повышает степень плотности соединения, уменьшает силу трения и износ поверхностей. Применяют различные способы подачи смазки, в том числе и выдавливанием вращающимся болтом.

На промыслах обычно применяют конусные и шаровые краны с $D_y = 300$ и 700 мм, на рабочие давления $6,4$ и $7,5$ МПа и температуры $-40 \div +70$ °С. Их масса составляет $0,5—5,0$ т.

Преимущества кранов: простота конструкции и обслуживания, прямоочность движения потока и малое гидравлическое сопротивление, компактность и небольшие размеры по высоте, замкнутость уплотнительных поверхностей уменьшает их коррозию и эрозию, устраняет попадание и защемление посторонних частиц, возможность смазки.

Однако краны имеют и недостатки: сравнительно быстрый износ и потеря плотности в связи с большим трением соприкасающихся поверхностей, сложность изготовления и притирки пробки к корпусу крана.

При обслуживании кранов основное внимание следует уделять контролю за подачей смазки, износом пробки и герметичностью при закрытом положении.

1.А.2. Вентили. Проход открывается и закрывается с помощью золотника 1, укрепленного на шпинделе 3 (рис. 22, а). Нижняя плоскость золотника при закрытии прижимается к седлу 2 и полностью перекрывает проходное отверстие. Шпиндель 3 имеет резьбовой участок, с помощью которого он ввертывается в неподвижную резьбовую втулку (ходовую гайку) 4.

По конструкции корпуса вентили подразделяют на проходные, прямоочные, угловые и смесительные. По назначению — на запорные, запорно-регулирующие и специальные.

При нормальной установке вентиля среда должна двигаться из-под затвора (золотника). Если газ будет «пущен на затвор» увеличится гидравлическое сопротивление, открыть вентиль будет очень трудно, при этом тарелка золотника может оторваться от шпинделя и подача газа будет прекращена.

Кроме этого, при нормальной установке вентиля сальник 5 не испытывает давления и меньше подвергается износу. Сальник в этом случае можно набивать без остановки всего трубопровода, лишь закрыв ремонтируемый вентиль, конечно, если давление за вентилем не выше атмосферного.

Собранные вентили испытывают на прочность и герметичность, проверяют легкость и плавность хода шпинделя, а также перемещение золотника без заеданий.

Достоинства вентиляей: просты в изготовлении, обслуживании и ремонте, небольшое трение уплотнительных поверхностей и простота их притирки, высокая надежность и герметичность. Применение резьбы, обладающей свойствами самоторможения, позволяет

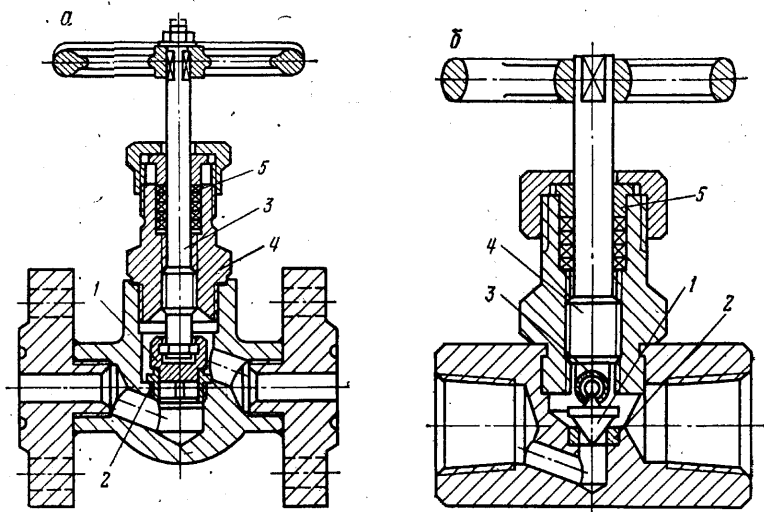


Рис. 22. Вентили.

а — фланцевый 15с2линж; б — типа ВР; 1 — золотник; 2 — седло; 3 — шпиндель; 4 — ходовая гайка; 5 — сальник

оставлять тарелку золотника в любом положении с уверенностью, что это положение сохранится и не будет самопроизвольно изменяться при изменении давления среды. Использование резьбы позволяет применять малые усилия на маховике для управления вентилем.

Однако вентили на газопроводах почти не применяют из-за большого гидравлического сопротивления, движения среды только в одном направлении, ограниченности диаметра трубопровода до 300 мм.

Вентили в основном применяют для присоединения контрольно-измерительных приборов, на продувочных линиях, узлах запорных устройств, теплотрассах, водопроводах и т. д.

На промыслах широко используются вентили запорные игольчатые кованные муфтовые типа ВИ (рис. 22,б) (табл. 7).

І.А.З. 3 а д в и ж к и. Проход перекрывается клином (или диском), совершающим возвратно-поступательное движение относительно оси прохода в направлении, перпендикулярном потоку рабочей среды (рис. 23).

Рабочая полость задвижки (см. рис. 23, а) образуется корпусом 3 и верхней крышкой 7. Корпус имеет высоту, равную, как правило, двум диаметрам перекрываемого прохода. Внутри корпу-

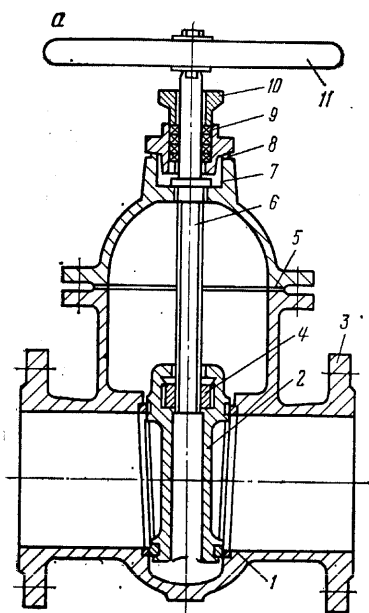
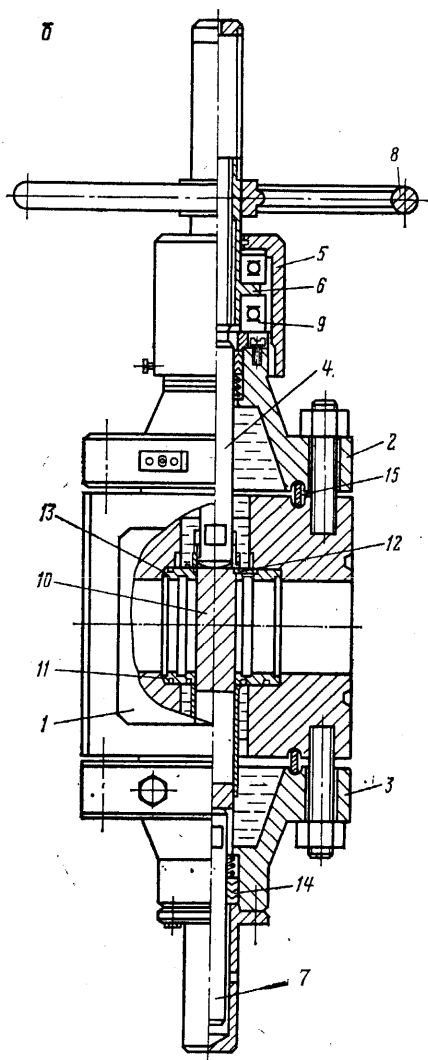


Рис. 23. Задвижки.

а — клиновидная полнопроходная с невыдвижным шпинделем; 1 — седло; 2 — затвор; 3 — корпус; 4 — ходовая гайка; 5 — уплотнительная прокладка; 6 — шпindelь; 7 — верхняя крышка; 8 — кольцевая прокладка; 9 — сальник; 10 — нажимная втулка; 11 — маховик; 6 — параллельная полнопроходная прямооточная с выдвижным шпинделем и принудительной подачей смазки; 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — днище; 4 — шпindelь; 5 — крышка подшипников; 6 — гайка ходовая; 7 — шток уравновешивающий; 8 — маховик; 9 — шарикоподшипник; 10 — затвор; 11, 12 — входное и выходное седло соответственно; 13 — тарельчатая пружина; 14 — сальниковый узел; 15 — прокладка



са имеются два кольцевых седла 1 и затвор 2. В закрытом положении затвор прижимается к седлам и герметично перекрывает поток. В затворе 2 закреплена ходовая гайка 4, в которую винчен шпindelь 6, соединенный жестко с маховиком 11. Система «винт — гайка» преобразует вращение маховика в поступательное перемещение затвора (при открытии и закрытии задвижки). После пере-

Основные размеры и масса вентилях типа ВИ

Шифр вентиля	Д _у , мм	Резьба трубная коническая d, мм	L, мм	H, мм	в, мм	Д, мм	Масса, кг
ВИ-6	6	6,35	64	95	30	65	0,65
ВИ-15	15	12,70	64	95	30	65	0,65
ВИ-20	20	19,05	85	125	45	80	1,75
ВИ-25	25	25,4	100	125	45	80	2,00

Таблица 8

Техническая характеристика рекомендуемых сальниковых набивок

Наименование (тип и марка)	Характеристика	Размеры (диаметр; сторона квадрата), мм	Масса 1 см ³ набивки, г	Условия применения	
				давление (не более), МПа	Температура (не более), °С
Пеньковая пропитанная (ПП)	Шнур, сплетенный из льняной (ГОСТ 16078—70), пеньковой или джутовой пряжи, пропитанный антифрикционным раствором	4; 50	Не менее 0,9	16	100
Асбестовая проволочная	Шнур, сплетенный из асбестовой нити с латуной или медной проволокой, пропитанный антифрикционным составом	5; 10	1,8	20	300
Асбестовая сухая (АС)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74)	4; 50	Не более 1,1	4,5	400
Асбестовая пропитанная (АП)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74), пропитанный антифрикционным составом	4; 50	Не менее 0,9	4,5	300
Асбестовая маслобензостойкая (АМБ)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1779—72), пропитанный антифрикционным маслобензостойким составом	4; 50	Не менее 0,8	3	300
Из маслостойкой резины	Изготавливается литьем под давлением с помощью специальных форм	4; 50	Не менее 0,9	До 70	130
Из фторопласта	Шнур, сплетенный из фторопластовых нитей под давлением. Свободно расслаивается до нужного диаметра	10—15	Не менее 0,8	До 30	150

крытия потока на затвор и седло действуют значительные усилия от одностороннего давления среды.

Обычно затвор помещен в рабочей среде, даже когда проход полностью закрыт. Поэтому в месте выхода шпинделя из крышки ставятся уплотнения различной конструкции (рис. 24).

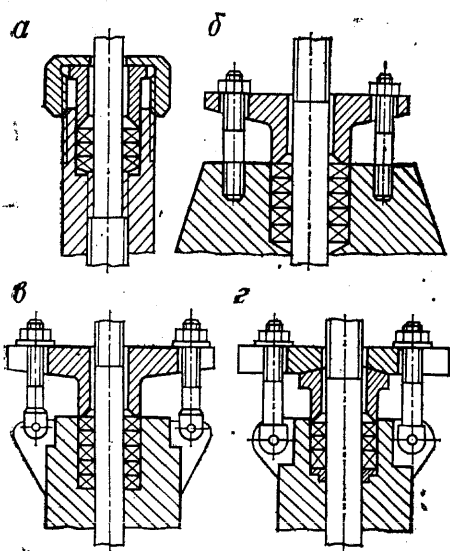


Рис. 24. Сальниковые уплотнения.

а — с накидной гайкой; б — с сальниковой крышкой; в, г — с креплением анкерными болтами

Набивки сальниковых устройств должны создавать герметичность, быть устойчивыми к износу, давлениям и температурам, не уменьшаться в объеме, иметь малый коэффициент трения (табл. 8).

По конструкции затвора задвижки бывают клиновые и параллельные.

По диаметру прохода задвижки делят на полнопроходные (диаметр прохода равен диаметру трубопровода) и с суженным проходом (для уменьшения усилий при закрытии-открытии).

В зависимости от расположения системы «винт — гайка» (внутри или вне рабочей среды) задвижки могут быть с выдвигным или невыдвигным шпинделем.

Задвижки широко распространены на промыслах. Они просты по конструкции, имеют небольшое гидравлическое сопротивление, в них отсутствуют повороты потока, допускают движение в обоих направлениях, просты в обслуживании (рис. 25).

Недостаток задвижек — их относительно большая высота и сложность смазки уплотняющих поверхностей седел и затворов, а иногда и невозможность смазки, невысокая скорость срабатывания затвора. В задвижках трудно обеспечить герметичность в течение длительного времени, так как трение затвора о седло происходит под действием больших односторонних давлений. Однако при качественном изготовлении и тщательном уходе можно длительное время обеспечивать герметичную работу задвижек.

Регулирующая арматура (класс II, группы А, Б, типы 5—8)

II.Б.6. Клапаны регулирующие. Регулирующие клапаны применяются для регулирования давления и расхода газа, а также температуры (если установлены на линиях теплоносителей) в

газопроводах и технологических установках промысла. Регулирующие клапаны состоят из двух основных частей: регулирующего и исполнительного устройства. Регулирующее устройство приводится в действие либо рабочей средой (газ, конденсат), либо воздухом (пневмопривод).

В двухседельном регулирующем клапане (рис. 26,а) вид действия и пропускную способность можно менять, изменяя взаимное расположение деталей или полностью дроссельных пар (седло—затвор). Благодаря этому и другим преимуществам двухседельные регулирующие клапаны широко применяются на промыслах. Однако в связи с таким их недостатком, как негерметичное закрытие прохода, все больше применяются односедельные регулирующие клапаны (рис. 26, б, в).

При подаче сжатого воздуха (пневмопривод) или рабочей среды в пространство над мембраной регулирующего устройства система «мембрана — шток исполнительного механизма» движется вниз, действует на систему «шток затвора — затвор» и частично или полностью закрывает сечение потока.

При уменьшении давления над мембраной под действием пружины подвижные системы поднимаются вверх и проход для потока открывается до заданных размеров.

При пневмоприводе затвор делает полный рабочий ход при изменении давления сжатого воздуха в пределах от 0,02 до 0,1 МПа.

На промыслах могут применяться регулирующие клапаны других типов: диафрагменные, шаровые, клеточные и т. д.

Для газовой и нефтяной промышленности выпускаются двухседельные клапаны типов К, КЯ, МКС, МКРС, КС, КН, КМ и односедельные типов ПРС, УКС, ПОУ на рабочие давления от 4 до 16 МПа и температуры до +450 °С.

II.Б.7. и IV.Б—12. Регуляторы и указатели уровня. Регуляторы и указатели уровня предназначены для автоматического поддержания и регистрации уровня жидкости в сосудах, работающих под давлением (рис. 27). Регуляторы применяются в комплекте с регулирующими клапанами (рис. 28). Пневматический



Рис. 25. Задвижки с электроприводом

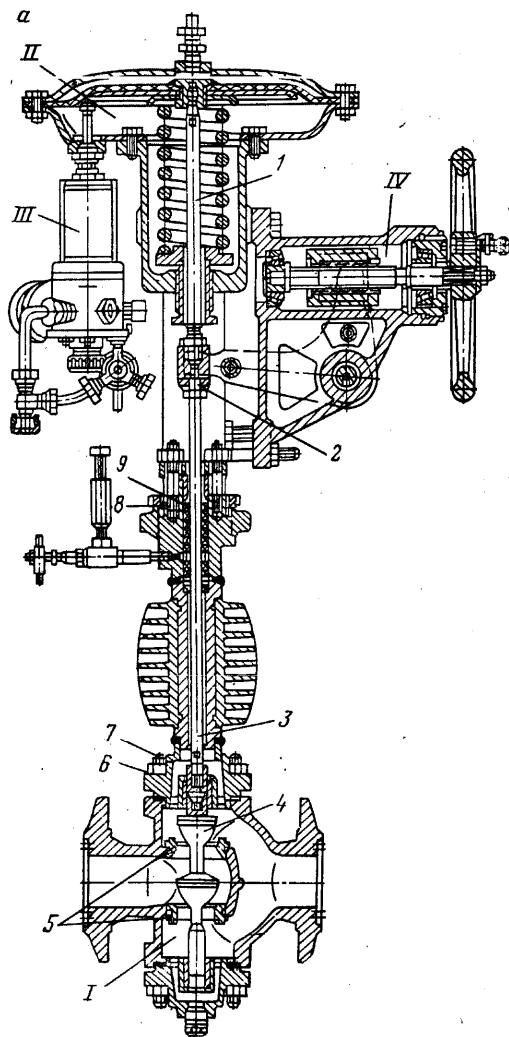


Рис. 26. Клапаны регулирующие.

a — двухседельный регулирующий клапан:
 1 — шток исполнительного устройства; 2 —
 соединительная гайка; 3 — шток затвора; 4 —
 затвор; 5 — седло

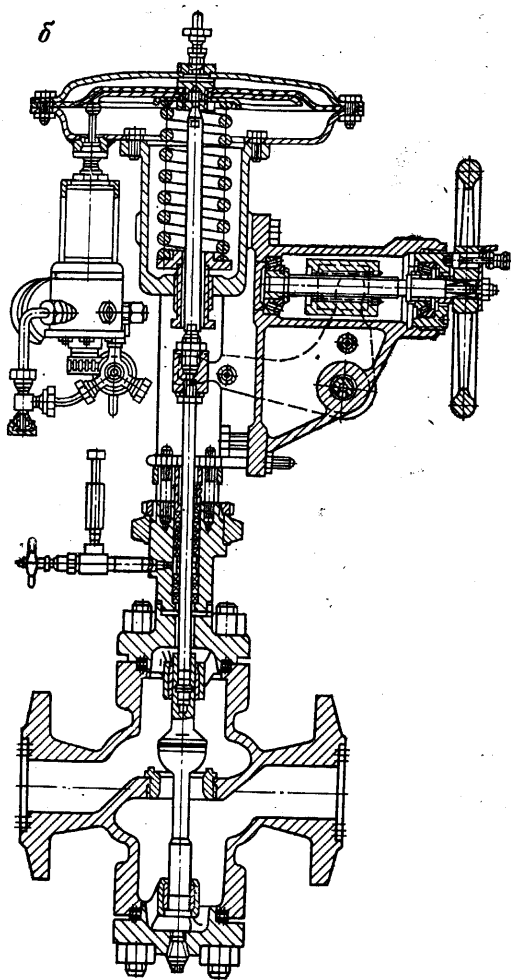


Рис. 26 (продолжение)

б — односедельный запорно-регулирующий
клапан проходной;

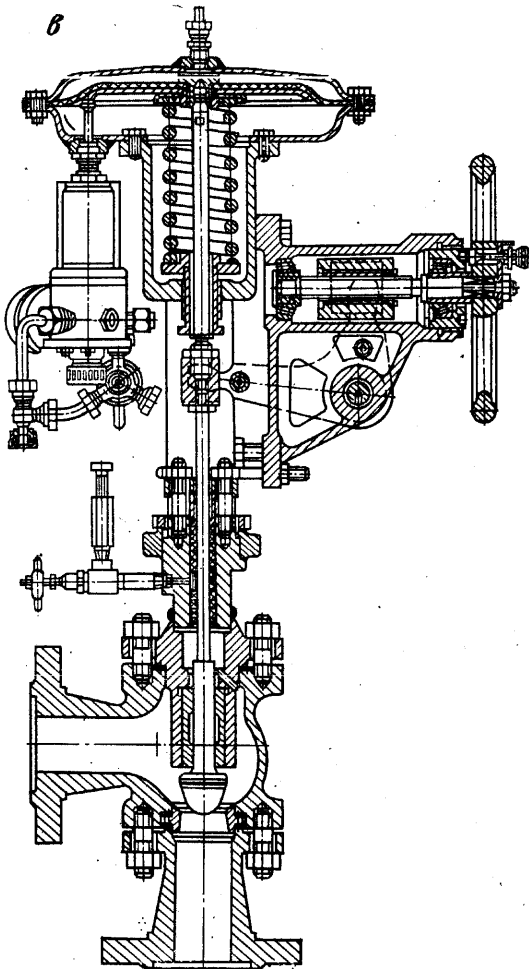


Рис. 26 (продолжение)
в — то же, угловой.

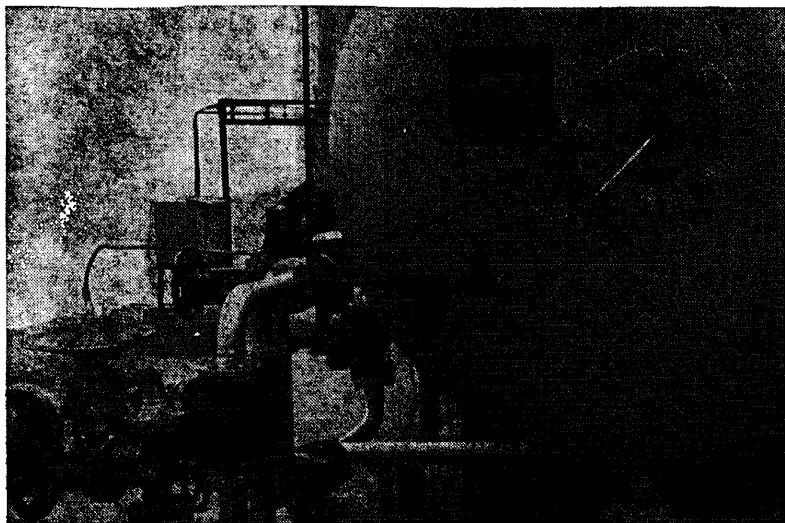


Рис. 27. Регулятор уровня жидкости.

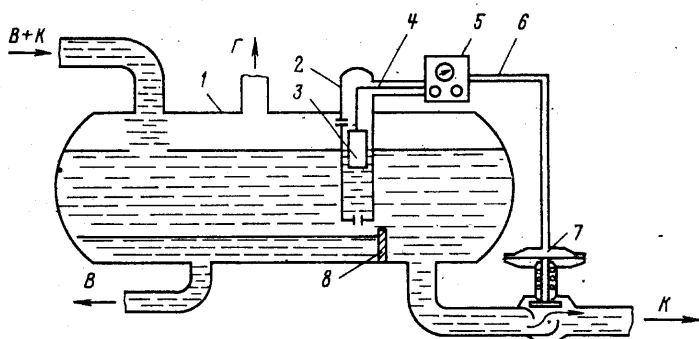


Рис. 28. Регулятор и указатель уровня.

В — вода; *К* — конденсат; *Г* — газ; 1 — емкость-разделитель; 2 — измерительная часть регулятора; 3 — поплавок; 4 — рычаг; 5 — показатель уровня и пневматическая часть регулятора; 6 — импульсная линия; 7 — регулирующий клапан; 8 — перегородка

импульс от регулятора 5 подается к клапану 7, который открывается при превышении заданного уровня и закрывается при снижении уровня ниже заданного.

Применяются регуляторы типа РУКЦ-ШК, РУКЦ-П, ДРУГ и другие. Регулятор состоит из двух основных частей — измерительной 2 и пневматической 5. Основным элементом измерительной части — поплавок 3 цилиндрический или шаровой. Поплавок 2 помещают в жидкость внутри емкости 1 или в сообщающемся сосуде снаружи емкости. При изменении уровня жидкости поплавок

перемещается и через систему рычагов 4 воздействует на пневматические реле, одно из которых посылает командный импульс 6.

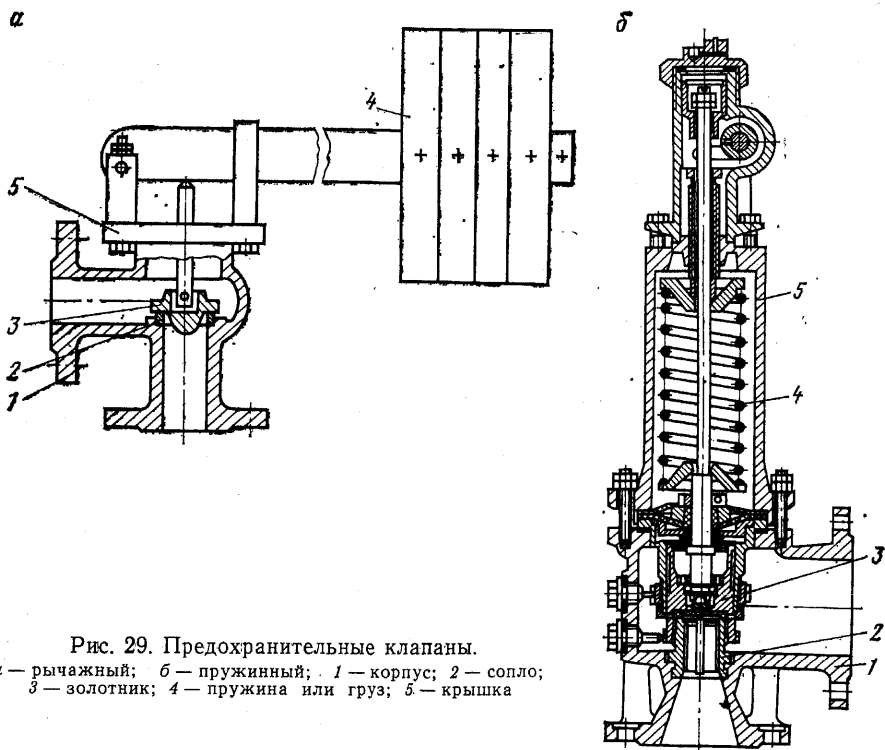


Рис. 29. Предохранительные клапаны.

a — рычажный; *б* — пружинный; 1 — корпус; 2 — сопло;
3 — золотник; 4 — пружина или груз; 5 — крышка

на регулирующий клапан, второе передает сигнал на вторичный измерительный прибор 5.

Предохранительная и защитная арматура (класс III, группа Б, типы 9—10)

III.Б.9. Предохранительные клапаны. Предохранительные клапаны обеспечивают безопасную эксплуатацию оборудования, работающего под высоким давлением (рис. 29). При повышении давления выше допустимого рабочего предохранительный клапан автоматически открывается и сбрасывает необходимый избыток рабочей среды, предотвращая возможность аварии. Рабочая среда сбрасывается либо в специальный трубопровод, либо в атмосферу. Одна из основных характеристик предохранительного клапана — его пропускная способность при полном открытии. Поскольку и после открытия клапана в оборудование может поступать поток газа извне, необходимо чтобы сброс газа превосходил его поступление.

Пропускную способность клапана G (в кг/ч) определяют по формуле Госгортехнадзора:

$$G = 1,59\alpha FB \sqrt{10,1(p_1 - p_2)\rho_1}, \quad (19)$$

где

α — коэффициент расхода газа (жидкости) через клапан;
 F — площадь сечения клапана, равная наименьшей площади в проточной части, мм²;

p_1, p_2 — давления соответственно до и после клапана (на входе и выходе), МПа;

ρ_1 — плотность рабочей среды при p_1 и t_1 , кг/м³;

t_1 — температура среды перед клапаном, °С;

B — коэффициент, зависящий от показателя K и p_2/p_1 .

После снижения давления до рабочего клапан должен быстро и герметично закрываться.

Предохранительные клапаны классифицируют по нескольким признакам.

По виду нагрузки на золотник клапана:

- 1) грузового типа с непосредственной нагрузкой на золотник;
- 2) грузового типа с непрямым нагружением золотника — рычажные клапаны (см. рис. 29,а);
- 3) пружинные клапаны (см. рис. 29,б).

По высоте подъема золотника (подъемность клапана h/d_c , где h — высота подъема золотника, d_c — диаметр сопла):

- 1) низкоподъемные

$$\frac{h}{d_c} = \frac{1}{20} \text{ ; } \frac{1}{40} \text{ ;}$$

- 2) среднеподъемные

$$\frac{h}{d_c} = \frac{1}{6} \text{ ; } \frac{1}{10} \text{ ;}$$

- 3) полноподъемные $\frac{h}{d_c} = \frac{1}{4}$ (высокой производительности).

По способу выпуска среды из клапана:

- 1) открытые (сброс в атмосферу);
- 2) закрытые (сброс в трубопровод, клапан герметизирован и работает с противодавлением).

По характеру открытия клапана:

- 1) прямого действия (сила, создаваемая давлением среды, непосредственно действует на золотник и поднимает его);
- 2) с вспомогательным устройством.

По числу сопел:

- 1) одинарные (имеют одно сопло и золотник, помещенные в корпусе);
- 2) двойные;
- 3) тройные.

На золотник клапана 3 сверху действует сила сжатой пружины или груза и прижимает его к седлу сопла 2 (см. рис. 29). Снизу действует сила давления рабочей среды, зависящая от площади сопла и давления среды.

При рабочем давлении обе силы уравновешены и золотник закрыт. При повышении давления рабочей среды (в аппарате или трубопроводе) выше установленного подъемная сила преодолевает усилие пружины и золотник, поднимаясь, начинает пропускать среду. После падения давления ниже установленного сила пружины

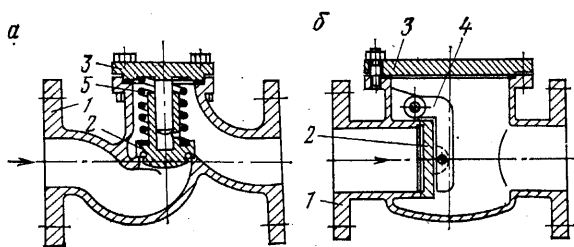


Рис. 30. Обратный клапан.

a — поворотный; *б* — подъемный; 1 — корпус; 2 — затвор; 3 — крышка; 4 — серьга; 5 — пружина

ны преодолевает противодействие среды и золотник будет прижат к седлу; клапан закроется.

На промыслах применяют пружинные предохранительные клапаны ППК, специальные клапаны СППК, с обогревом ППКО ($p_y = 6,4$ и 16 МПа), рычажные — на объекты пароводоснабжения ($p_y \approx 0,6$ МПа).

Разрывные предохранительные мембраны применяют в паре с предохранительными клапанами или самостоятельно. Плоский тонкий диск мембраны из нержавеющей стали, алюминия, меди и других материалов зажимают между фланцами факельной (выхлопной) трубы. При повышении давления выше установленного мембрана разрывается и газ сбрасывается в атмосферу. Применяют мембраны на линиях с $D_y = 6 \div 1000$ мм при давлениях до 32 МПа при вероятности резкого повышения давления, когда недопустим малейший пропуск газа, в условиях коррозии, возможности гидратообразования в сопле клапана. Недостатки мембраны: однократное использование, изменение прочности вследствие деформации под действием рабочего давления, необходимость закрытия продувочной линии после срабатывания и снижения давления дополнительными запорными устройствами.

III.Б.10. Обратные клапаны. Обратные клапаны предназначены для предотвращения обратного потока среды в трубопроводе, предупреждая аварии при разрыве трубопровода, внезапной остановке насоса и т. д. Они — автоматические самодействующие предохранительные устройства.

Основной узел обратного клапана — затвор (рис. 30). Затвор пропускает среду в одном направлении и перекрывает ее поток в обратном. По принципу действия обратные клапаны делят на поворотные (см. рис. 30,а) и подъемные (см. рис. 30,б). Поворотные клапаны имеют небольшие гидравлические сопротивления, подъемные просты и надежны.

Общие указания по эксплуатации трубопроводной арматуры

При хранении, монтаже и обслуживании трубопроводной арматуры необходимо выполнять следующее.

Хранить арматуру на складе в упаковке завода-изготовителя или в неупакованном виде (обязательно с заглушками) на стеллажах в сухом помещении. При длительном хранении каждые полгода необходимо менять смазку на обработанных поверхностях изделий и удалять обнаруженную грязь или ржавчину.

Арматуру с указателем направления потока среды устанавливать строго в соответствии с направлением потока по направлению стрелки.

Перед установкой арматуры газопровод очищать от грязи, песка, окалины и т. д. При гидравлическом испытании газопровода на прочность затворы арматуры открывать полностью.

При монтаже фланцевой арматуры необходимо фланцы на соединительных линиях устанавливать без перекосов и при полном совпадении болтовых отверстий с отверстиями на фланцах арматуры. Затягивать болты гаечными ключами способами, гарантирующими от перекосов и перетяжки.

Место установки арматуры должно быть достаточно освещено, а проходы между арматурой и строительными конструкциями должны обеспечивать свободный доступ к арматуре при ее осмотрах и обслуживании.

Использовать арматуру строго по назначению в соответствии с указаниями в техническом паспорте, технических условиях, стандартах или в особых условиях заказа.

Открывать запорную арматуру полностью до упора, закрывать нормальным усилием, плотно, без применения в том и в другом случаях добавочных рычагов.

Запрещается проводить работы по устранению дефектов и перенабивать сальник при наличии давления в газопроводе.

Сальниковые болты и шпильки подтягивать равномерно во избежание перекосов.

Наружную резьбу шпинделей арматуры смазывают не реже 1 раза в месяц.

При обнаружении неустраняемых неплотностей в прокладках (между корпусом и крышкой) и в затворе арматуру снять с газопровода, разобрать и тщательно осмотреть. Дефекты на уплотнительных поверхностях устранить приточкой или притиркой (возможность подобного ремонта предусмотрена конструкцией).

Арматура испытывается на прочность водой, а на плотность — воздухом.

Испытание на прочность проводится в течение 2 мин давлением, равным полуторакратному максимальному рабочему давлению. Испытание на плотность проводится при давлении, равном рабочему в течение 30 мин.

§ 3. ГАЗОСЕПАРАТОРЫ

Газосепараторы — это аппараты, предназначенные для отделения от газа твердых частиц и жидкости. Процесс отделения от газа твердых и жидких частиц называется сепарацией, а иногда очисткой газа (рис. 31).

Сепарация проходит под действием различных сил: гравитации (тяжести), центробежных, инерционных; при ударах и прилипании частиц к твердым поверхностям; при прохождении потока через отбойники, сетки, фильтры.

В зависимости от основной действующей силы сепараторы подразделяются на гравитационные, центробежные, инерционные, с насадками и фильтроэлементами.

Как правило, в одном сепараторе стремятся использовать действие нескольких сил, т. е. конструируют многофункциональные аппараты (рис. 32).

Сепараторы оснащены трубопроводной арматурой (задвижки, вентили, регулирующие и предохранительные клапаны и т. д.), контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации.

Основные элементы конструкции газосепараторов: входной патрубков 1, осадительная камера 2, отбойная секция 3, сборник жидкости и твердых частиц 6, выходные патрубки 4, 8.

Входной патрубок 1 предназначен для ввода потока продукции скважины в аппарат. Конструируют его таким образом, чтобы уже при входе потока в аппарат начинался процесс сепарации. Для этого используют тангенциальный ввод и завихрители потока.

Тангенциальный ввод направляет поток по образующей поверхности цилиндрического корпуса сепаратора. При таком вводе создается вращательное движение газа и на частицы начинают действовать центробежные и инерционные силы. Твердые частицы и жидкость отбрасываются к стенкам аппарата, прижимаются и прилипают к ним и стекают вниз в сборник жидкости.

Завихрители потока (вихревые насадки) при помощи неподвижных или вращающихся направляющих лопаток и поверхностей придают газу вращательное, вихревое движение, в зоне которого возникают значительные центробежные и инерционные силы, сепарирующие газ.

Осадительная камера 2 предназначена для гравитационного отделения твердых и жидких частиц от потока газа.

На частичку, движущуюся в осадительной камере, действуют две противоположно направленные силы: тяжести G и уноса потоком газа F . При равенстве этих сил частица находится во взвешенном состоянии (как бы в невесомости), такое состояние назы-

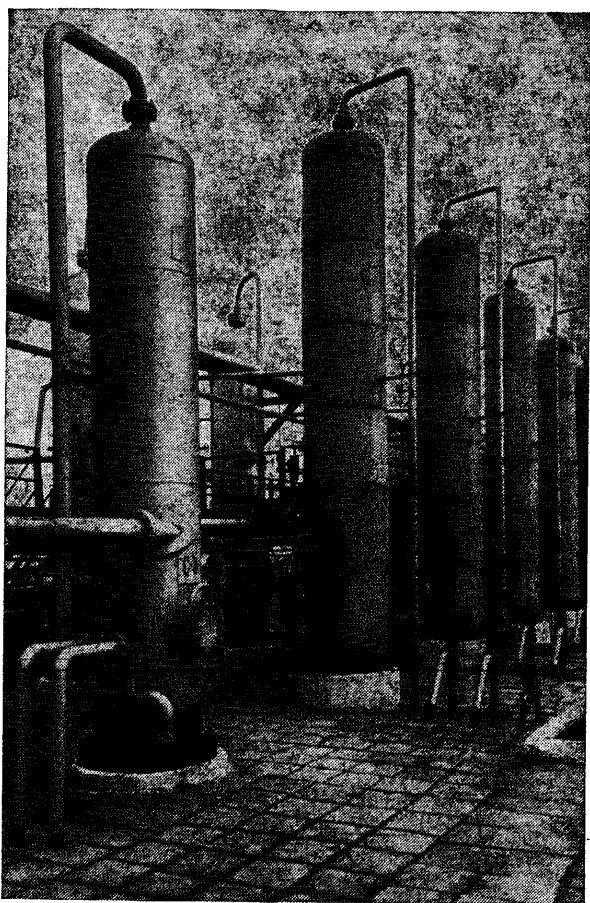


Рис. 31. Сепараторы гравитационные вертикальные.

вают «витаием» частиц. Для осаждения частицы на днище сепаратора в сборник жидкости необходимо, чтобы $G > F$.

Теоретически можно определить скорость газа в осадительной камере, при которой сепарируются частицы заданного диаметра. В промышленной практике принята скорость газа 0,1 м/с, при которой осаждаются частички размером от 0,3 мм и более. Для осаждения более мелких частиц необходимо значительно уменьшить скорость газа, и, следовательно, пропускную способность га-

зосепаратора. При этом увеличится потребное число сепараторов, установленных на промысле, что экономически, да и технологически нецелесообразно

Отбойная секция 3 предназначена для отделения от газа чрезвычайно мелких частиц диаметром до 20—80 мкм и тумано-

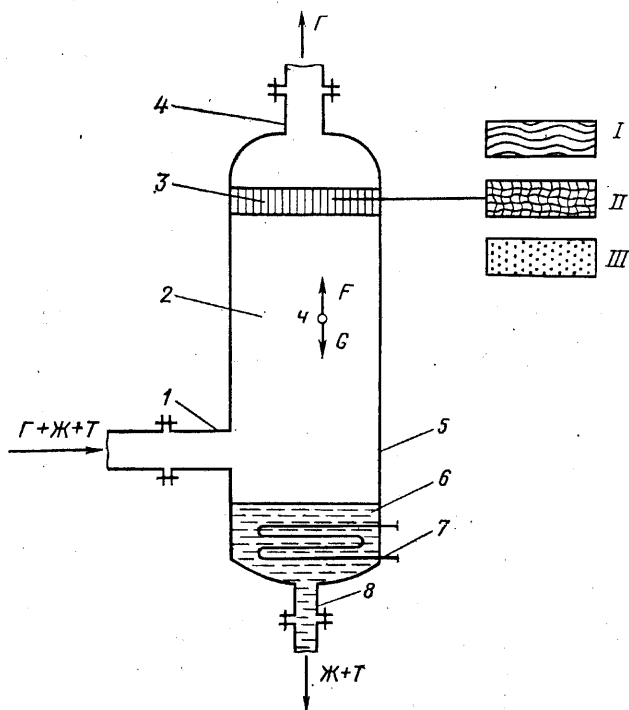


Рис. 32. Схема газосепаратора.

I — жалюзи; *II* — сетчатый отбойник; *III* — фильтроэлемент; 1 — входной патрубок; 2 — осадительная камера; 3 — отбойная секция; 4, 8 — выходные патрубки; 5 — корпус; 6 — сборник жидкости; 7 — обогрев; Г — газ; Ж — жидкость (конденсат, вода, ингибиторы); Т — твердые частицы (механические примеси); 4 — частица; G — сила тяжести; F — сила уноса частицы потоком газа

образной взвеси. Основные элементы отбойной секции — жалюзи, сетчатые насадки и фильтроэлементы.

Жалюзи — это набор пластин различной конфигурации *I*. Жалюзи изготовляют из нержавеющей стали, обычно в гофрированном виде. В криволинейных каналах жалюзийной секции многократно изменяется направление движения газа.

Капли жидкости и твердые частицы под действием сил инерции и молекулярного трения осаждаются на поверхности жалюзи и образуют тонкую, стекающую вниз пленку. Скорость газа должна быть такой, чтобы потоком газа не срывалась пленка, стека-

щая с поверхности жалюзи. Эту скорость рассчитывают или устанавливают экспериментально. От нее зависит пропускная способность жалюзийных насадок и всего сепаратора.

Сетчатые отбойники II изготавливают из сетчатого рукава обычно диаметром 90 мм (ТУ-138-58), изготовленного из проволоки

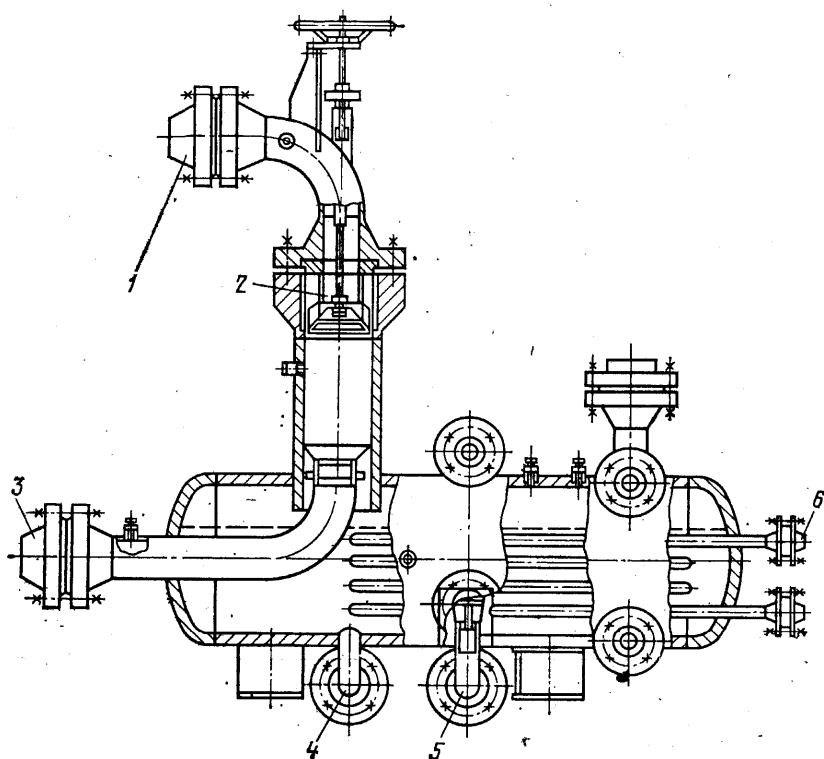


Рис. 33. Газосепаратор центробежный регулируемый.

1 — входной патрубок; 2 — центробежный регулятор; 3 — выход газа; 4 — дренаж воды; 5 — дренаж конденсата; 6 — змеевиковый подогреватель

(легированная сталь) диаметром 0,2—0,3 мм с ячейками 4—5 мм, поверхность 1 м³ сетки достигает 380 м². Твердые и жидкие частицы задерживаются в ячейках сетки, на поверхности проволоки.

Фильтроэлементы III изготавливают из фильтрующих материалов (фторопластов, пластмассы, металлокерамики и керамики). Газ свободно проходит через поры фильтра, а жидкость и твердые частицы размером больше пор задерживаются, а меньшего размера удерживаются на поверхности пор молекулярными силами.

Фильтроэлементы в виде фторопластовых фильтропакетов способны отделить от газа частицы размером от 40 до 5 мкм и даже

до 1 мкм. Фторопластовые фильтры имеют небольшое гидравлическое сопротивление, эластичны, с гладкой цилиндрической поверхностью, при необходимости многократно и эффективно регенерируются. Поэтому используются преимущественно эти фильтры.

Механические отбойники относятся к насадкам отбойной секции простейшего типа. Конструктивно выполнены в виде металлических конусов, козырьков, пластин. Несмотря на простоту конструкции повышают эффективность сепарации. Используются в основном инерционные силы, газ изменяет направление движения, а частицы, продолжая двигаться по инерции, ударяются о поверхность отбойников и остаются в сепараторе, не уносятся потоком газа.

Сборник жидкости и твердых частиц *б* расположен в нижней части газосепаратора. С поверхности жидкость не должна срываться и уноситься вверх потоком газа. Для этого уровень поддерживается значительно ниже входного патрубка, иногда отделяется перегородками. Сборники выполняются также в виде отдельной емкости, соединенной с корпусом патрубком, через которую жидкость поступает в сборник.

Выходные патрубки для газа сверху *4*, а для конденсата снизу *8* обеспечивают выход продукции скважины после сепарации. Они должны быть достаточными по размерам для непрерывного опорожнения газосепаратора и иметь небольшие гидравлические сопротивления. Для газа выходной патрубок имеет диаметр не меньше входного, а часто больше, для конденсата может иметь диаметр и меньше входного.

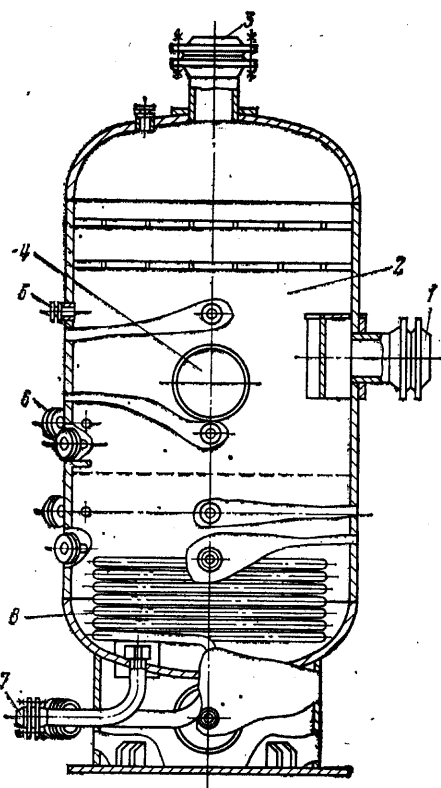


Рис. 34. Газосепаратор низкотемпературный с сетчатым отбойником.

1 — входной патрубок; 2 — отбойная секция; 3 — выход газа; 4 — смотровой люк; 5 — штуцер манометра; 6 — отводы к регулятору уровня; 7 — выход жидкости; 8 — змеевиковый подогреватель

В зависимости от формы и расположения корпуса различают газосепараторы: цилиндрические и шаровые, вертикальные и горизонтальные. Основные размеры газосепараторов: высота от 2 до 12 м, диаметры от 100 до 2500 см, масса от 3—4 до 40—60 т.

Пропускная способность газосепараторов, установленных на

действующих промыслах, изменяется от 50 тыс. м³/сут до 5 млн. м³/сут, а самый мощный газосепаратор на Крестищенском промысле имеет пропускную способность 20 млн. м³/сут.

Новые промыслы оснащаются блочно-комплектным оборудованием со стандартизованными газосепараторами. По технологическому назначению выделены газосепараторы первичные и низкотемпературные.

Газосепараторы первичные воспринимают основную нагрузку по первичной сепарации продукции скважины в любом технологическом процессе подготовки газа. Сепаратор центробежный, регулируемый (рис. 33). Разработаны сепараторы двух модификаций: со сборником жидкости и совмещенного с разделительной емкостью пропускной способностью 1,3 и 5 млн. м³/сут. Эффективность сепарации достигает 98%.

Газосепаратор низкотемпературный представляет собой вертикальный сосуд, в котором в качестве основного сепарационного элемента предусмотрен сетчатый отбойник, выполненный из вязаной рукавной сетки (рис. 34). Эффективность сепарации достигает 99,5%.

§ 4. РАЗДЕЛИТЕЛИ ЖИДКИХ СМЕСЕЙ

Разделители жидких смесей предназначены для разделения конденсата, водного раствора ингибиторов (ДЭГа и др.) и воды. Разделение происходит под действием силы тяжести по разности плотностей. Конструктивно в емкости отделение жидкостей и отдельный вывод осуществляются с помощью перегородок. Для интенсификации процесса разделения применяют коагулятор из супертонкого стекловолокна. Это своеобразный фильтр, но его основное назначение состоит не в фильтрации рабочей среды, а в укрупнении мелких капель дисперсной фазы (в данном случае диэтиленгликоль), взвешенных в дисперсионной среде — углеводородном конденсате. Разделитель с коагулятором пропускной способностью 20 м³/ч при давлении 8 МПа почти в четыре раза меньше разделителя-отстойника ГБ-35.

§ 5. ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Теплообменное оборудование на промыслах предназначено в основном для охлаждения газа, а также для обогрева газа и жидкости (конденсат+вода+ингибиторы). Газ охлаждается холодным газом, конденсатом или хладагентами (пропан-бутан, аммиак). Обогревают газ потоком горячего газа, газовыми горелками. Жидкость обогревают нагретым ингибитором, а иногда паром.

Аппараты, предназначенные для управляемого теплообмена, называют теплообменниками. Теплообменники в комплексе с трубопроводной арматурой, контрольно-измерительными прибо-

рами, средствами автоматизации составляют теплообменное промышленное оборудование.

На промыслах применяют поверхностные теплообменники. В них теплоносители разделены стенкой, через которую передается теплота от одного теплоносителя к другому.

К ним относятся трубчатые теплообменники: кожухотрубчатые, типа «труба в трубе» и погружные (рис. 35).

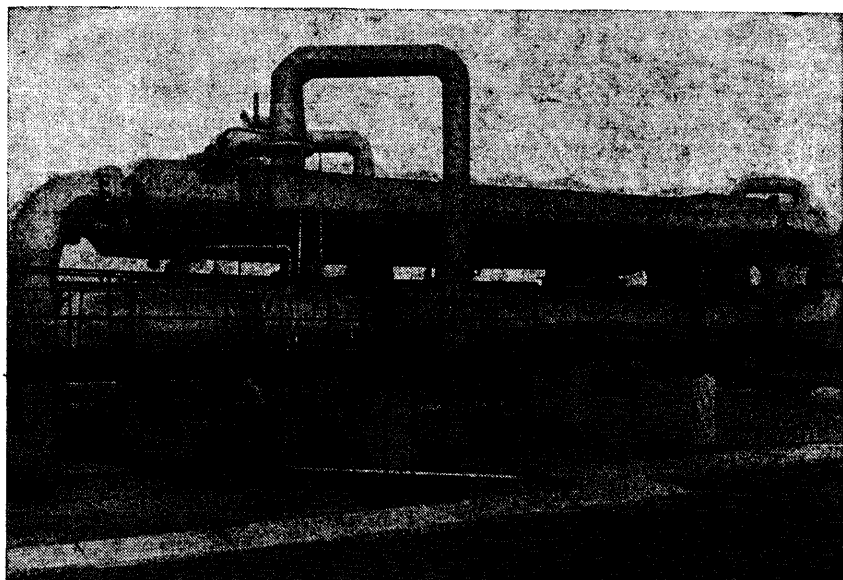


Рис. 35. Теплообменник кожухотрубчатый.

Кожухотрубчатые теплообменники (рис. 36, а) состоят из пучка труб 4, концы которых закреплены в трубных решетках 2. Пучок труб помещен внутри общего кожуха с входными и выходными патрубками. Охлаждаемый горячий газ проходит внутри трубок, а холодный охлаждающий газ — через кожух, меняя направления на перегородках. Площади теплообмена 836 и 50 м², рабочие давления до 16 МПа, температуры газа +100 и —30 °С. Для исключения гидратообразования на вход в теплообменник в поток газа впрыскивается ДЭГ.

Теплообменники типа «труба в трубе» (рис. 36, б) состоят из расположенных друг над другом элементов. Каждый элемент состоит из двух труб: наружной 8 большого диаметра и концентрически расположенной внутренней трубы 9. Элементы соединены последовательно. Это дает возможность составлять блоки с площадью теплообмена от 20 до 80 м². Горячий газ подают во внутренние трубы 9, холодный пропускают через наружные 8. На

промыслах используют теплообменники типа «труба в трубе» двух видов («газ—газ» и «конденсат—конденсат»).

Погружные теплообменники (змеевиковый подогреватель) представляют собой спирали труб, погруженные в жидкость. Внутри труб проходит горячий теплоноситель (горячий диэтиленгликоль или газ), а снаружи трубы омываются холодной

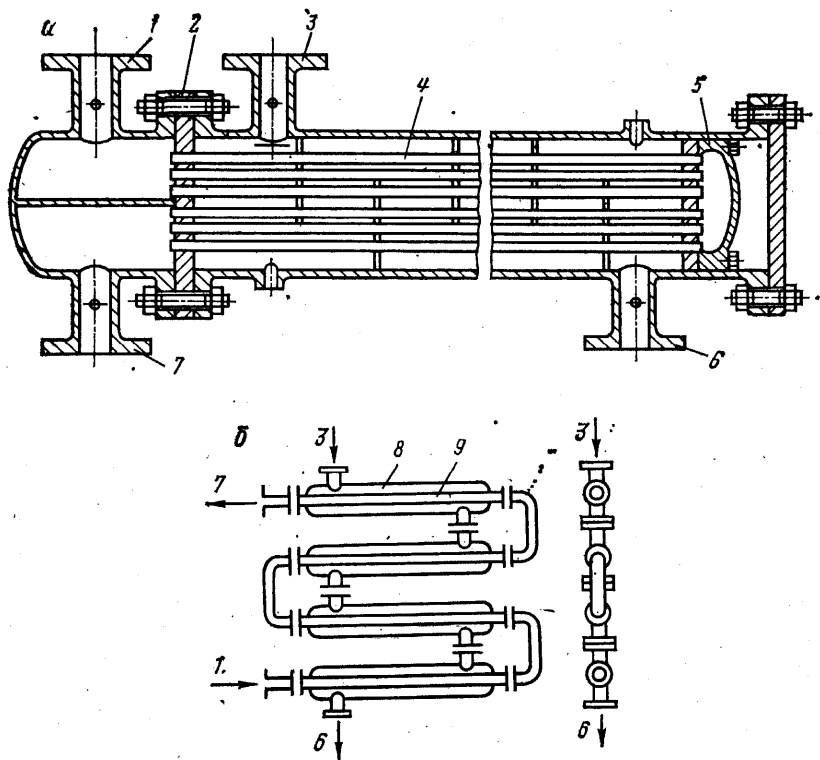


Рис. 36. Теплообменники.

a — кожухотрубчатый; 1 — вход горячего газа; 2 — трубная решетка; 3 — вход холодного охлаждающего газа; 4 — трубки; 5 — плавающий коллектор; 6 — выход охлаждающего газа; б — типа «труба в трубе»; 8 — наружная труба; 9 — внутренняя труба.

жидкостью. Погружные теплообменники применяют для обогрева отсепарированной жидкости.

Такие преимущества кожухотрубных теплообменников (см. рис. 35) перед теплообменниками «труба в трубе», как компактность, меньшая металлоемкость (примерно в два раза), транспортабельность, в блочном виде сделали их теплообменниками основного типа на промыслах.

Аппараты воздушного охлаждения газа типа АВГ позволяют охлаждать газ, используя теплообмен с окружа-

ющим воздухом (рис. 37). Газ проходит по системе труб 2, которые обдуваются воздухом вентиляторами с электроприводом 5.

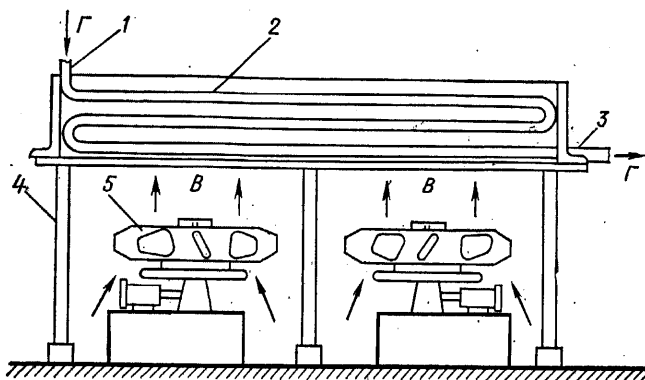


Рис. 37. Схема аппарата воздушного охлаждения.
1 — вход горячего газа; 2 — трубы; 3 — выход охлажденного газа; 4 — опора; 5 — вентилятор с электроприводом; Г — газ; В — воздух

Возможно и обдувание труб ветром (без вентиляторов), особенно в зимнее время. Рабочее давление до 16 МПа, пропускная способность по газу 5 млн. м³/сут. На Шатлыкском месторождении газ охлаждается с 75 до 50 °С при температуре воздуха до 35 °С.

§ 6. АБСОРБЕРЫ

Абсорберы — аппараты, предназначенные для извлечения из газа воды, конденсата и вредных примесей (H₂S, CO₂ и др.) путем их поглощения жидкими поглотителями — абсорбентами (диэтиленгликолем, керосиновыми фракциями конденсата, этаноламинами и др.).

Применяются многофункциональные секционные абсорберы с поглотительными элементами двух типов: колпачковыми и инжекционно-центробежными (рис. 38).

В корпусе абсорбера последовательно друг над другом размещены три секции: сепарационная I, поглотительная (абсорбционная) II, отбойная (до улавливания) III.

Сепарационная секция оборудована либо мультициклонами и сетчатым отбойником, либо центробежными сепарационными элементами каскадного типа 16. В этой секции от газа отделяются жидкая фаза и твердые частицы.

В поглотительной секции размещено либо 15 тарелок колпачкового типа (см. рис. 38,а), либо пять контактных тарелок, каждая из которых оснащена инжекционными центробежными контактными элементами 17 (см. рис. 38,б).

Отбойная секция состоит из сетчатых отбойников или из коагулирующих патронов 18 и сепарационной тарелки с сепарационными центробежными элементами 16.

Абсорберы диаметром 1,2 м, высотой 15 м и массой 25 т имеют пропускную способность 3—5 млн. м³/сут.

Газ поступает на вход в абсорбер под давлением до 8 МПа, проходит через секцию сепарации, где от него отделяются капельная жидкость и твердые частицы, которые удаляются через выкидную линию.

В поглотительной секции газ движется вверх, а поглотительная жидкость — вниз (противоток). На каждой тарелке, в каждом поглотительном элементе контактируют газ и жидкость. При этом осуществляется массообмен, т. е. вода, конденсат или H₂S и CO₂ переходят в раствор поглотителя. Поглотитель стекает вниз с тарелки на тарелку, насыщаясь до заданной степени и накапливается на глухой тарелке 1. Отсюда он через регулятор уровня 19 удаляется из колонны аппарата.

В отбойной секции от газа отделяют капельки абсорбента, предотвращая их унос в газопроводы.

При осушке газа диэтилленгликолем характеристики абсорберов первого и второго типов следующие: пропускная способность по газу 3—3,5 и 6—6,5 млн. м³/сут, при скоростях газа (в расчете на полное сечение) 0,1—0,2 и 0,6—0,8 м/с соответственно при давлении 8 МПа, унос 10—12 и не более 8 г/тыс. м³ при начальном содержании жидкости 1 г/м³. Степень приближения к равновесию на ступенях контакта 0,6—0,7. Концентрация насыщенного диэти-

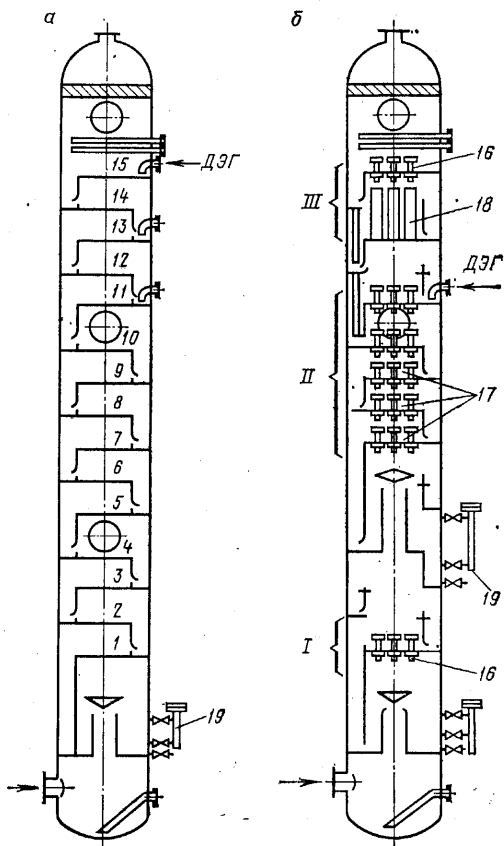


Рис. 38. Абсорберы.

а — с колпачковыми; б — с инъекционно-центробежными поглотительными элементами; секции: I — сепарационная (С-1); II — поглотительная (абсорбционная); III — отбойная (доулавливания) (С-2); 1—15 — тарелки с поглотительными колпачковыми элементами; 16 — центробежные сепарационные элементы; 17 — инъекционно-центробежные сепарационные элементы; 18 — коагулирующие патроны; 19 — регулятор уровня

ленгликоля (НДЭГа) составляет 96—97%, а регенерированного диэтиленгликоля (РДЭГа)—98,8—99%.

Точка росы осушенного газа снижается до 20°C , что соответствует требованиям ОСТ 51.40—74.

§ 7. ОБОРУДОВАНИЕ ОГНЕВОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ДЭГа

Оборудование огневой регенерации ДЭГа предназначено для выпаривания растворенной в абсорбенте воды и восстановления концентрации ДЭГа до 99,5% (рис. 39). К этому оборудованию относятся: огневой испаритель горизонтального типа, выпарная колонна и колонна для доотпарки влаги десорбци-

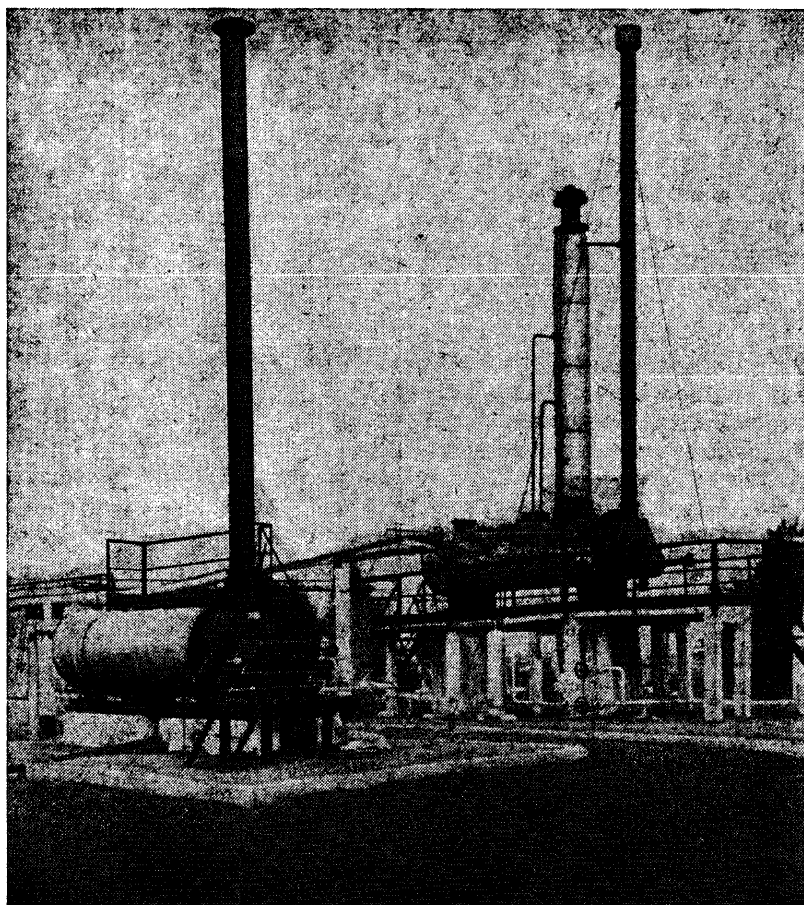


Рис. 39. Установка огневой регенерации диэтиленгликоля

онным газом, буферная емкость со встроенным теплообменником «ДЭГ—ДЭГ» и выветривателем.

Все это вместе с трубопроводами и арматурой находится в одном блоке.

Насыщенный ДЭГ поступает в блок, проходит теплообменник, затем поступает в огневой испаритель, где нагревается до $+160^{\circ}\text{C}$, при более высокой температуре он разлагается.

Пропускная способность блока регенерации $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ гликоля. Для утилизации десорбционного газа и обеспечения его многократной циркуляции применяют компрессоры, что исключает также загрязнение окружающей среды.

§ 8. АДСОРБЕРЫ

Адсорберы — аппараты, предназначенные для проведения адсорбционной осушки и очистки газа. Размеры адсорбера в 2—3 раза меньше размера абсорберов. Внутри аппарата размещают 4—8 полок, на которые насыпают слой адсорбента толщиной до 1—2 м.

При адсорбции газ движется сверху вниз, проходит через поры твердого адсорбента, на поверхности которых накапливается слой поглощаемого вещества. Для восстановления поглотительной способности адсорбента снизу вверх через адсорбер пропускают перегретый пар с температурой до $+180^{\circ}\text{C}$ или горячий сухой газ. После десорбции адсорбент охлаждают потоком сухого газа, движущегося сверху вниз. Средняя скорость движения газа через адсорберы $0,15\text{—}0,5 \text{ м/с}$, а в порах адсорбента $\text{—}0,3\text{—}1,0 \text{ м/с}$. Продолжительность цикла «адсорбция — десорбция» $8\text{—}24 \text{ ч}$, короткоциклового адсорбции — $2\text{—}4 \text{ ч}$.

§ 9. ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЕ АГРЕГАТЫ

Турбодетандерные агрегаты предназначены для охлаждения газа за счет снижения давления газа с совершением работы, т. е. при политропическом процессе (рис. 40).

Турбодетандер входит в состав блочно-комплектной турбохолодильной установки ТХУ (рис. 41), которая содержит также блок теплообменников и блок сепарации.

Агрегат ТКО-25/64 состоит из детандера (расширительной камеры) и компрессора.

Блок теплообменников состоит из двух кожухотрубчатых теплообменников с теплопередающей поверхностью 500 м^2 .

Блок сепарации состоит из двух горизонтальных сепараторов для двухступенчатой сепарации газа.

Общая масса ТХУ ТКО-25/64 равна 15 т, основные размеры $56 \times 10 \times 3 \text{ м}$. Давление на входе $6,4 \text{ МПа}$ и ниже, расход газа через установку $2\text{—}4 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$, температура сепарации до $\text{—}30\text{—}40^{\circ}\text{C}$.

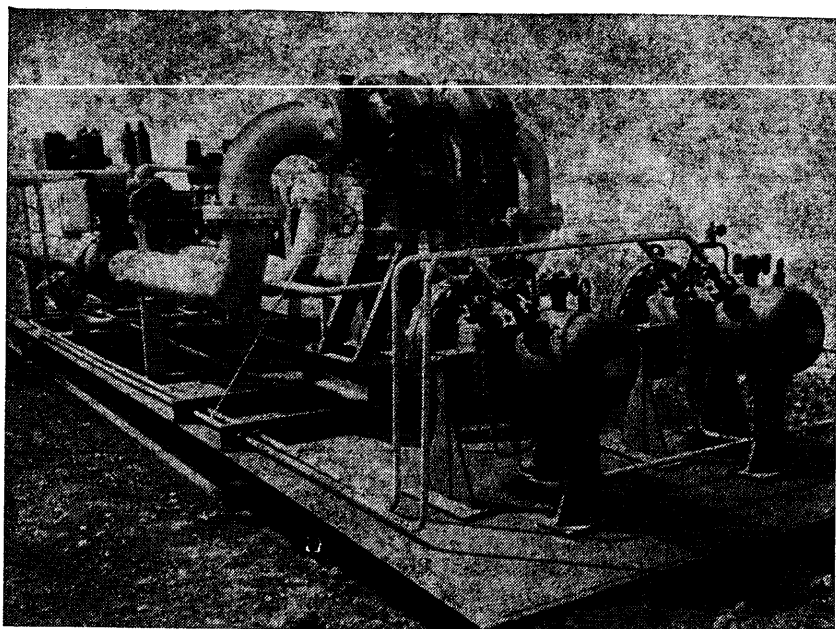


Рис. 40. Турбодетандер

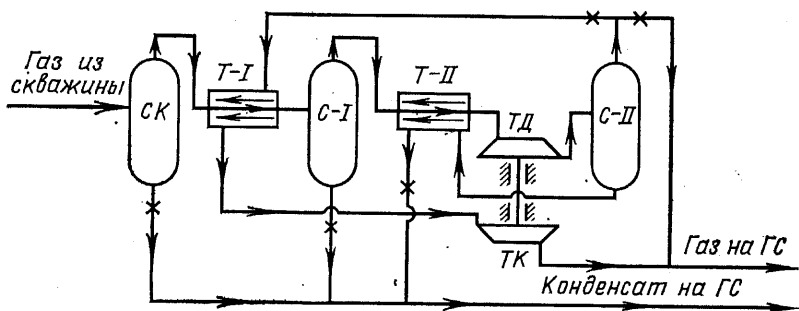


Рис. 41. Схема установки низкотемпературной сепарации газа с использованием турбодетандера-турбокомпрессора.

СК — сепаратор-каплеотбойник; Т-I — теплообменник «газ—газ»; Т-II — теплообменник «газ—конденсат»; С-I — сепаратор первой ступени; С-II — сепаратор второй ступени; ТД — турбодетандер; ТК — турбокомпрессор

§ 10. УСТАНОВКА ИСКУССТВЕННОГО ХОЛОДА

Установка искусственного холода (УИХ) предназначена для охлаждения продукции газоконденсатных скважин до заданной температуры с целью извлечения конденсирующихся углеводородов и воды из потока. Блочные УИХ автоматизированы, имеют хладопроизводительность до 2,5 млн. ккал/ч в одном

блоке. В качестве хладагента используют аммиак, фреон, пропан-бутановую смесь.

В УИХ месторождения Газли используется пять рабочих компрессоров 10 ГКН-2-1-1,65/15 и один резервный. Газ охлаждается до -15°C жидким аммиаком в испарителях-холодильниках. Пропускная способность установки низкотемпературной сепарации достигает 21 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

§ 11. ОБОРУДОВАНИЕ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

На вводимых в эксплуатацию промыслах, начиная с девятой пятилетки, применяют технологическое оборудование в виде блоков, оснащенных необходимыми аппаратами, трубопроводной арматурой, средствами контроля и автоматизации (рис. 42).

На заводах изготовляют блочно-комплектное оборудование в нормальном исполнении для двух схем обработки газа: низкотемпературной сепарации (с инъекцией гликоля и использованием турбодетандера) и абсорбционной осушки газа. Для конденсата предусмотрена стабилизация по схеме дебутанизации (извлечение бутана).

Оборудование обеспечивает обработку газа при следующих параметрах.

Производительность, млн. $\text{м}^3/\text{сут}$	1; 3; 5
Температура входа газа, $^{\circ}\text{C}$	от 0 до 100
Давление на входе, МПа	от 16 до 8 и от 10 до 6,4 МПа
Давление на выходе, МПа	7,5 и 5,5
Содержание конденсата, $\text{г}/\text{см}^3$	от 0 до 100

Конструктивно блоки выполнены как одно- и многофункциональные и агрегатные.

Одно- и многофункциональные блоки построены по следующему принципу: блок — законченный элемент технологической линии. Блок предназначен для выполнения одной или нескольких технологических функций. Он включает в себя аппарат, трубопроводы, обвязку, запорную, регулирующую и предохранительную арматуру, средства контроля и автоматизации, непосредственно относящиеся к аппарату и смонтированные на общем основании — раме.

Агрегатные блоки включают несколько технологических аппаратов, например блок регенерации ДЭГа или блок низкотемпературной сепарации газа, в которых совершается законченный технологический цикл.

Основное направление дальнейшего развития технологического оборудования — применение на промыслах установок, совмещающих в себе все технологические функции обработки газа.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Приборы, применяемые на промыслах; можно разделить на две основные и вспомогательную группу: I — для измерения параметров (давления и температуры) и расходов газа и конденсата; II — для контроля за качеством подготовки газа к транспорту; III — для определения скорости коррозии, уноса жидкости из сепараторов и абсорберов, концентрации водного раствора ДЭГа и др.

Выпускаемые в настоящее время приборы входят в общегосударственную систему приборов (ГСП). Общегосударственная система приборов — это система унифицированных блоков, приборов и устройств.

На промыслах применяют: электрические, пневматические и гидравлические приборы, которые различаются по виду энергии, используемой для формирования сигнала. Имеются также приборы и устройства, не требующие вспомогательных источников энергии. В них для образования сигналов используют энергию контролируемой среды. Все электрические и пневматические сигналы стандартизованы.

Измерительные устройства приборов ГСП состоят из первичных преобразователей (датчиков) и вторичных измерительных приборов. В датчиках измеряемая величина преобразуется в электрический, пневматический или гидравлический сигнал.

Во вторичном приборе поступивший от датчика сигнал преобразуется обычно в механическое перемещение указателя и пишущего пера.

В приборах без вспомогательной энергии действие контролируемой среды сразу преобразовывается в перемещение стрелки или в механическое перемещение пишущего пера.

На промыслах используют как механические показывающие и самопишущие приборы (простые по конструкции и удобные при обслуживании), так и электрические.

Преимущества электрических приборов: возможность передачи показаний на большие расстояния, централизация и одновременность измерения многочисленных и различных по своей природе величин. Поэтому по способу отсчета измеряемой величины приборы можно разделить на показывающие и регистрирующие (записывающие) на месте установки прибора или дистанционно в диспетчерском пункте.

В автоматизированных системах управления (АСУ) приборы при помощи специальных устройств сигнализируют (световой или звуковой сигнал), регулируют измеряемый параметр или отключают соответствующий участок технологической линии.

§ 1. ПРИБОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ ГАЗА

На скважинах и в технологических установках измеряют и контролируют давление, разрежение, перепады давлений, температуры, расходы газа и жидкостей (конденсата и воды).

Приборы для измерения давления и разрежения

Приборы для измерения избыточного давления называются манометрами; для измерения полного (абсолютного) давления — манометрами абсолютного давления; для измерения давления ниже атмосферного (вакуума) — вакуумметрами, для измерения избыточного давления и вакуума — мановакуумметрами; для измерения разности давлений (перепада) — дифференциальными манометрами (дифманометрами).

Единицы измерения давления: основная — ньютон на метр квадратный (Н/м^2); дополнительные: килограмм-сила на сантиметр квадратный (кгс/см^2), миллиметры ртутного и водного столба (мм рт. ст.) и (мм вод. ст.).

По принципу действия приборы для измерения давления и разрежения разделяются на следующие.

Жидкостные — давление (разрежение) уравнивается весом столба жидкости.

Поршневые — давление уравнивается силой (грузом, противодавлением), действующей на поршень определенного сечения.

Пружинные — давление уравнивается силой упругой деформации чувствительного элемента (мембраны, трубчатой пружины, сильфона и т. п.).

Комбинированные — принцип действия смешанный.

Электрические — основаны на изменении электрических свойств или преобразовании воздействия давления в электрический параметр при помощи соответствующих датчиков.

По назначению приборы разделяются на рабочие (технические), контрольные и образцовые.

Манометры, вакуумметры и мановакуумметры

Для измерения давлений от 0,05 до 200 МПа на промыслах в основном используют пружинные и электрические приборы.

К пружинным приборам относятся приборы с трубчатой одновитковой пружиной (рис. 42,а). Действие их основано на использовании зависимости между упругой деформацией чувствительного элемента (одновитковой трубчатой пружины) и внутренним давлением. В показывающих манометрах чувствительным элементом служит трубка овального или эллиптического сечения 5, согнутая в кольцо. Один конец трубки 5 соединен с nippleм 1, предназначенным для подключения к источнику давления, а второй закрыт заглушкой и запаян (заварен).

При действии давления на внутреннюю полость пружины сеченные трубки деформируются, трубка раскручивается и ее свободный конец перемещается на величину, пропорциональную измеряемому давлению. При измерении вакуума трубка наоборот скручивается. Перемещение трубки преобразуется во вращательное движение стрелки 2 при помощи передаточного механизма, состоящего из шарнира 9, тяги 10, зубчатого сектора 8 и шестерни. На оси шестерни закреплена стрелка. Устранение зазоров в шарнирных и зубчатых зацеплениях обеспечивается спиральной пружиной (волос-

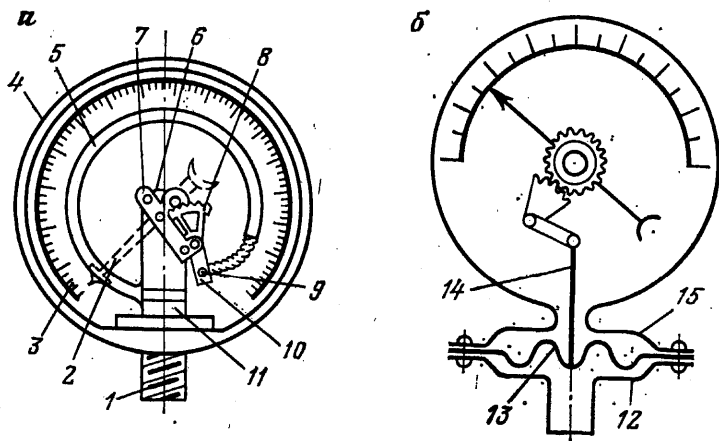


Рис. 42. Манометры пружинный (а) и мембранный (б).

1 — ниппель; 2 — стрелка; 3 — шкала (циферблат); 4 — корпус; 5 — трубка; 6 — спираль (волосок); 7 — кронштейн; 8 — сектор зубчатый; 9 — шарнир; 10 — тяга; 11 — основание; 12 — фланец нижний; 13 — мембрана; 14 — стойка; 15 — фланец верхний

ком) 6, укрепленной одним концом на оси, а другим на кронштейне 7. Поворот показывающей стрелки отсчитывается по круговой шкале 3.

Для обеспечения определенного угла поворота стрелки передаточный механизм регулируют изменением положения точки крепления поворота (тяги) в прорези нижнего плеча зубчатого сектора.

Газ под давлением подводится через ниппель 1, который имеет наружную резьбу для соединения прибора с объектом измерения. Ниппель составляет одно целое с основанием прибора 11. На этом основании смонтирован весь измерительный механизм и в него впаивается пружина. Корпус прибора 4 круглой формы также крепится к основанию 11. В него вложена шкала 3 в форме циферблата и вставлена застекленная крышка.

Под действием давления газа трубчатая пружина 5 раскручивается, тянет поводок тяги 10, вращает зубчатый сектор 8, сектор вращает шестерню с насаженной на ее ось стрелкой 2. Стрелка указывает на шкале циферблата давление. На шкалах технических и контрольных манометров нанесены значения давления в

$\text{H}/\text{м}^2$ (Па) или в $\text{кгс}/\text{см}^2$. Шкалы образцовых манометров разделены на 100 или 300 делений. Чтобы по отсчету делений определить измеренное давление, надо осуществить следующий пересчет. Например, шкала разделена на 250 делений, предельное давление, измеряемое манометром, $100 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Цена деления: $100 : 250 = 0,4 \text{ кгс}/\text{см}^2$; тогда при отсчете 67 делений давление равно: $0,4 \text{ кгс}/\text{см}^2 \times 67 = 26,8 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Манометры с одновитковой пружиной технические, контрольные и образцовые имеют следующие различия.

Манометры технические МТ имеют погрешность от 1 до 6% максимального показания шкалы. Работают в условиях тряски, вибрации при температурах окружающей среды от -50 до $+60^\circ\text{C}$.

Манометры контрольные МК предназначены для проверки исправности действия технических манометров. Допустимая погрешность $\pm 1\%$ предела измерения.

Манометры образцовые МО служат для проверки других манометров, имеют высокий класс точности (0,16; 0,25; 0,4; 0,6%) и используются для особо точных измерений.

Приборы с многовитковой пружиной относятся к техническим приборам и используются в качестве самопишущих. Принцип действия их основан на изменении деформации многовитковой пружины под действием давления. Применяют манометры геликсные МГ, манометры самопишущие трубчатые многовитковые МСТМ, манометры трубчатые самопишущие МТС.

При применении пружинных манометров для защиты от агрессивной среды рекомендуется использовать разделители мембранные РД или простейшие разделительные сосуды, ловушки или петли, заполненные химически стойкой жидкостью, например маслом. При пульсациях давления рекомендуется монтировать буферные камеры.

Измерять давление нужно через штуцеры, расположенные перпендикулярно к оси потока газа, торец штуцера должен находиться на уровне ее внутренней стенки.

При снятии показаний не допускаются любые утечки в подводящих линиях, трехходовых кранах или игольчатых вентилях.

Во избежание погрешностей манометр необходимо устанавливать в вертикальном положении. Запрещается срывать пломбы, трясти или стучать по корпусу манометра.

При чтении показаний стрелки манометра должны быть расположены прямо перед читающим на уровне глаз. Рекомендуется так подбирать и устанавливать манометры, чтобы измеряемое давление составляло от $1/3$ до $2/3$ максимального значения его шкалы, т. е. стрелка размещалась в средней трети шкалы.

Простейшая периодическая проверка показывающих манометров состоит в проверке нулевого положения стрелки и в сравнении показаний с контрольным или образцовым манометром.

Для этого выполняют следующее.

Поворотом пробки трехходового крана манометр сообщается с

атмосферой, стрелка должна остановиться на нуле. Незначительное отклонение стрелки исправляют поворотом корректора нуля на обороте корпуса.

При помощи тройника параллельно подключают контрольный манометр. Показания обоих манометров должны быть одинаковыми. При неисправности манометры заменяют. Периодически службой КИП проводится тарировка манометров при помощи грузопоршневых манометров типа МОП-60 и МОП-250.

Сильфонные манометры и мановакуумметры МС и МВС с чувствительным элементом в виде сильфона (гармониковой мембраны) применяют для измерения сравнительно небольших давлений и разрежений (от 0,03 до 0,5—1 МПа).

Манометры мембранные ММ применяют при измерении давлений газа, содержащего агрессивные примеси. В качестве чувствительного элемента в них используется упругая пластина — мембрана, которая одновременно выполняет функцию разделителя (см. рис. 42, б).

В нижний фланец 12 ввинчен штуцер, которым манометр подключается к источнику давления. Между фланцами 12 и 15 закреплена мембрана 13. Передаточный механизм прибора со стрелкой собран в корпусе. Давление, действующее снизу, вызывает прогиб мембраны вверх, перемещение стойки 14 и всех элементов передаточного механизма, аналогичного по устройству однотрубчатых манометрам.

Разделители мембранные РМ используют для предохранения внутренних полостей чувствительных элементов приборов от воздействия агрессивных и загрязненных сред. Принцип действия разделительных устройств, аналогичных по конструкции мембранной камере манометра ММ (см. рис. 42, б), основан на изменении объема надмембранного пространства под действием измеряемого давления (разрежения).

Газ, давление (разрежение) которого измеряется, поступает к разделительной мембране и через разделительную жидкость его давление передается чувствительному элементу прибора.

К электрическим приборам относятся манометры электроконтактные ЭКМ, которые используются для сигнализации или позиционного регулирования давления. На шкале показаний давления в плоскости перемещения показывающей стрелки имеются два передвижных контакта.

К контактам и стрелке подведен электрический ток. В электрическую схему (за пределами манометра) включено устройство светового (лампочка) или звукового (сирена) сигналов. В схему может быть включено и реле для управления задвижкой или краном с электроприводом.

Когда показывающая давление стрелка не касается контактов, цепь разорвана. Если давление достигает заданного предельного, стрелка манометра сомкнется с контактом, цепь замкнется и включится либо сигнал, либо привод задвижки. В первом случае опе-

ратор должен соответствующим образом отрегулировать давление, во втором это произойдет автоматически.

Приборы унифицированной системы ГСП. По блочно-модульному принципу построена система взаимозаменяемых датчиков. В систему включены приборы с пневматическим, электрическим токовым и электрическим частотным выходными сигналами дистанционной передачи.

Приборы состоят из двух основных элементов: измерительного блока, преобразующего измеряемый параметр в усилие, и преобразователя этого усилия в выходной стандартный сигнал: пневматический (0,02—0,1 МПа), токовый (0—20 мА, 0—5 мА или 0—10 В) или частотный.

Применяют унифицированные преобразователи: пневмосиловой, электросиловой, частотно-силового.

Манометры с преобразователями имеют специальные шифры. Например, манометр пружинный с соответствующим преобразователем будет иметь следующие шифры: МП-П2, МП-Э2 и МП-Ч2.

Дифференциальные манометры

Для измерения перепадов давления применяют поплавковые, мембранные и сильфонные дифманометры.

Дифференциальные поплавковые манометры ДПМ состоят из трех основных частей: измерительной, передаточного механизма от поплавка к стрелке прибора, пневматического или другого датчика для дистанционной передачи показания или управления процессом.

Дифманометр поплавковый (рис. 43,а) имеет два металлических сосуда 1 и 2, соединенных трубкой 11. В плюсовом сосуде 1 большего диаметра давление выше, чем в минусовом сосуде 2. Под действием перепада давлений ртуть из плюсового сосуда вытесняется в минусовый. Поплавок 9 при этом опускается.

Перемещение поплавка механическим (пневматическим или электрическим) способом передается отсчетному устройству прибора. На рис. 43,а показан механический преобразователь перемещения поплавка с помощью рычага 7, который поворачивает ось 6, выведенную из сосуда с давлением через уплотнительную муфту 8. Эта ось через передаточно-множительный механизм вращает стрелку прибора. При электрическом способе преобразования на поплавке монтируется шток из немагнитного материала и сердечника. Перемещение сердечника внутри немагнитной трубки вызывает изменение э. д. с., которое регистрируется с помощью вторичного прибора.

Для получения разных пределов измерения при одном и том же ходе поплавка делают минусовые сосуды различного диаметра и высоты.

Верхняя часть дифманометра имеет вентилянную головку, состоящую из двух запорных 3 и одного уравнительного 4 вентиля.

Запорные вентили служат для отключения сосудов прибора от источника давления, передающегося через импульсные трубки. При открытии уравнительного вентиля плюсовой и минусовой соуды сообщаются.

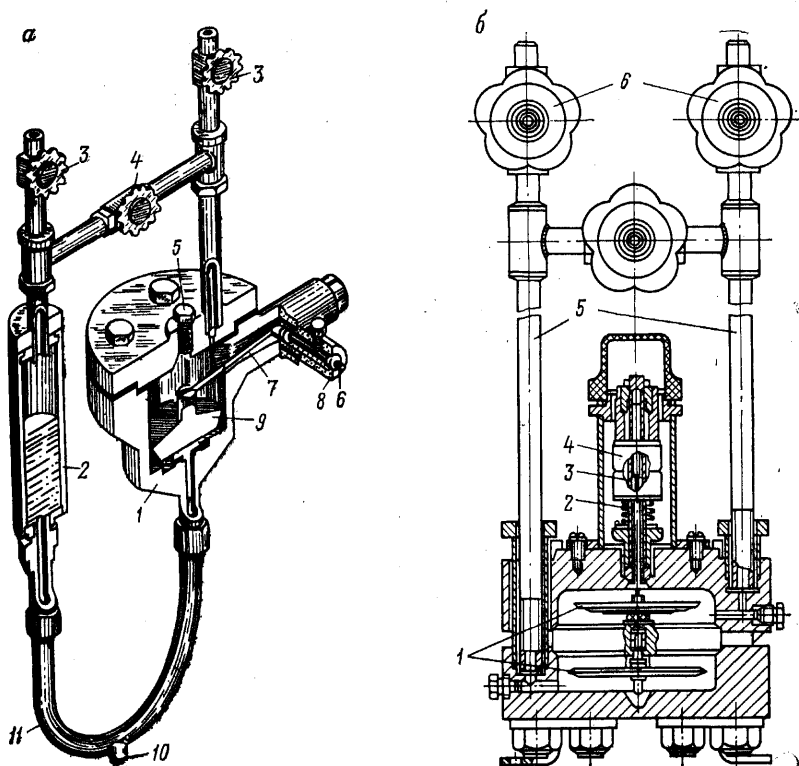


Рис. 43. Дифманометры.

а — поплавковый: 1 — сосуд большего диаметра (плюсовой); 2 — сосуд меньшего диаметра (минусовой); вентили: 3 — запорные; 4 — уравнительные; 5, 10 — пробки; 6 — ось; 7 — рычаг; 8 — муфта уплотнительная; 9 — поплавок; 11 — трубка соединительная; б — мембранный: 1 — мембранные коробки; 2 — стержень; 3 — плунжер; 4 — индукционные катушки; 5 — трубки импульсные; 6 — вентили запорные

Под поплавком имеется предохранительный клапан, разобщающий сосуды при превышении пределов измерения. Для заполнения прибора ртутью и ее слива в крышке плюсового сосуда и в соединительной трубке имеются отверстия, закрываемые пробками 5 и 10.

На промыслах применяются поплавковые дифманометры нескольких типов. Дифманометр ДП-280 — показывающий прибор. Приборы моделей ДП-410 и ДП-610 снабжены устройствами для записи расхода на дисковой диаграмме. Привод диаграммы в модели ДП-410 осуществляется часовым механизмом, в модели

ДП-610 — синхронным двигателем, работающим от сети переменного тока. Полный оборот диаграммы совершается за 24 ч.

Поплавковые дифманометры ДП-430 и ДП-630 обеспечивают одновременную запись расхода и статического давления.

Для определения суммарного расхода поплавокые дифманометры снабжаются интегрирующим устройством (модели ДП-781 и ДП-712).

Пределы измерения статического давления у дифманометров ДП-430 и ДП-630 равны 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0 и 11,0 МПа. Пределы измерения перепадов давлений от 40 мм рт. ст. до 0,1 МПа, погрешность приборов 1,0—1,5%.

После установки дифманометра и опрессовки импульсных трубок сбрасывают давление и через отверстие 5 заливают ртуть. Чтобы определить, всплыл ли предохранительный клапан, расположенный под поплавком, и проходит ли ртуть из камеры высокого давления в сменный сосуд, открывают отверстие для слива ртути. Если ртуть будет вытекать из отверстия, значит предохранительный клапан всплыл.

Ртуть, вытекающую при проверке, необходимо вновь залить в камеру высокого давления. Наблюдаются случаи, когда предохранительный клапан не всплывает, тогда его следует стронуть с места. Для этого нужно деревянной палочкой два или три раза толкнуть поплавок с таким расчетом, чтобы он доходил до предохранительного клапана. Если и при этом предохранительный клапан не всплывет, то закрывают уравнительный вентиль, отсоединяют вентиль от импульсной трубки сменного сосуда и по трубке нагнетают в него сжатый воздух под давлением 200—300 мм рт. ст. Поднятие предохранительного клапана можно определить по бульканию ртути при прохождении воздуха из сменного сосуда в камеру высокого давления.

Дифманометр включают в следующей последовательности. Сначала открывается уравнительный вентиль 4, затем запорные вентили 3. После этого уравнительный вентиль закрывают.

Отключается дифманометр следующим образом. Открывается уравнительный вентиль, после чего закрывают вентили на входе в прибор, а затем у источника давления.

При работе прибора необходимо периодически заполнять перья чернилами и один раз в 5—6 дней проверять нулевое положение стрелок.

При проверке нулевого положения необходимо открыть уравнительный вентиль, а потом плотно закрыть плюсовой и минусовой вентили.

Поплавковые дифманометры надежны в работе, однако их эксплуатация осложняется в связи с использованием ртути, пары которой токсичны. Поэтому в последнее время все шире применяют дифманометры безртутные, особенно мембранные.

Дифманометры мембранные ДМ (см. рис. 43,б) — бесшкальные приборы, преобразующие разность давлений в электрическую

величину, измеряемую вторичным прибором. Чувствительный элемент — мембранный блок, состоящий из двух коробок 1, каждая из которых сварена из двух мембран одинакового профиля.

Внутренние полости коробок заполнены дистиллированной водой с глицерином и сообщаются между собой. Центр верхней мембраны через стержень 2 связан с плунжером 3, который может перемещаться внутри индукционных катушек 4. Газ под давлением поступает в камеры прибора по импульсным трубкам 5, имеющим запорные вентили 6. Под действием разности давлений в плюсовой (нижней) и минусовой (верхней) камерах нижняя коробка сжимается, жидкость из нее перетекает в верхнюю коробку, вызывая перемещения сердечника. Измеряемая разность давлений уравновешивается силами упругой деформации мембранных коробок.

При односторонних перегрузках коробки не повреждаются, так как обе мембраны складываются по профилю, вытесняя при этом всю жидкость во вторую коробку.

Дифманометры типа ДМПК (мембранные, пневматические, компенсационные) — первичные бесшкальные приборы, предназначенные для непрерывного измерения контролируемого перепада давления и преобразования его в пропорциональное давление сжатого воздуха. На промыслах применяют дифманометры ДМПК-100 и ДМПК-100А на статическое давление до 10 МПа.

Приборы состоят из измерительного узла и пневмопреобразователя. Измерительные узлы подобны приборам ДМ и состоят из двух мембранных коробок, заполненных жидкостью (4%-ный раствор глицерина в дистиллированной воде). В дифманометре ДМПК-100А предусмотрена защита от агрессивной среды в помещении, где установлен прибор, путем продувки сжатого воздуха через защитный кожух.

Дифманометры унифицированной системы ГСП. Приборы выполняют следующие функции: пневматические ДМ-П преобразуют перепад давления и расход газа в пневматический сигнал дистанционной передачи; электрические ДМ-Э преобразуют давление газа, а ДМ-ЭР преобразуют расход газа в пропорциональный сигнал постоянного тока; частотные ДМ-Ч преобразуют перепад давления и расход газа в частоту переменного тока дистанционной передачи.

Дифманометры входят в общий комплекс унифицированной системы пневматических и электрических взаимозаменяемых датчиков ГСП и используются в комплекте с вторичными приборами, регуляторами и системами контроля и управления.

Чувствительным элементом приборов служит резино-тканевая мембрана. Дифманометры построены по блочному принципу с использованием унифицированных преобразователей ДС-П(Э). Конструкция приборов позволяет настраивать их на различные пределы изменения.

Дифманометры всех типов работают в комплекте с вторичными приборами (см. главу IV, § 2).

Приборы и преобразователи для измерения температуры

Измерение температуры осуществляется, как правило, на основе контроля за физическими свойствами тел, функционально связанных с температурой последних.

Приборы для контроля за температурой по принципу действия делятся на следующие.

Термометры расширения для контроля за тепловым расширением жидкости или твердых тел.

Манометрические термометры для контроля за температурой путем измерения давления жидкости, пара или газа, заключенных в замкнутую систему постоянного объема.

Приборы с термометрами сопротивления или термисторами для контроля за электрическим сопротивлением металлических проводников (термометры сопротивления) или полупроводниковых элементов (термисторов).

Термоэлектрические приборы для контроля за термоэлектродвижущей силой (т.э.д.с.), развиваемой термопарой из двух различных проводников (т.э.д.с. зависит от разности температур спаев и свободных концов термопары, присоединяемых к измерительной схеме).

Термометры расширения

Жидкостные термометры применяются для измерения температур в пределах от -100 до $+650$ °С. Спиртовые термометры применяются главным образом для измерения низких температур (до -100 °С). Ртутные термометры можно применять для измерения температур в широком диапазоне от -38 °С (температура затвердевания ртути) до $+500$ °С (рис. 44).

На точность измерения температуры жидкостными стеклянными термометрами влияет глубина их погружения в измеряемую среду. Для правильного измерения необходимо, чтобы глубина погружения термометра была равна высоте столбика ртути. Тогда ртуть, находящаяся в резервуаре и капилляре, имеет одинаковую температуру, что соответствует условиям градуировки прибора.

Ртутные термометры могут быть показывающими, максимальными и контактными. В максимальных столбик ртути поднимается до максимального значения и остается неизменным, в показывающих — соответствует текущей температуре, в контактных введены контакты электросхемы. Один контакт впаян в нижней точке капилляра и всегда соприкасается со ртутью, а второй впаян в капилляр на определенной отметке шкалы или перемещается по шкале. При заданной температуре ртуть, поднимаясь в капилляре, достигает второго контакта и замыкает цепь «контакты — исполнительное реле». Реле соединено с сигнализацией или отключает электрообогрев, как это делается в термостатах.

Жидкостные термометры устанавливают в специальные термокарманы, которые введены в трубопроводы. Термокарманы выполнены из трубки высокого давления, внутренний конец расположен на расстоянии $\frac{1}{3}$ диаметра трубопровода, внешний выступает на 3—5 см. Заполняют термокарманы маслом.

К термометрам сопротивления относятся стержневые (дилатометрические) и биметаллические термометры. Действие этих тер-

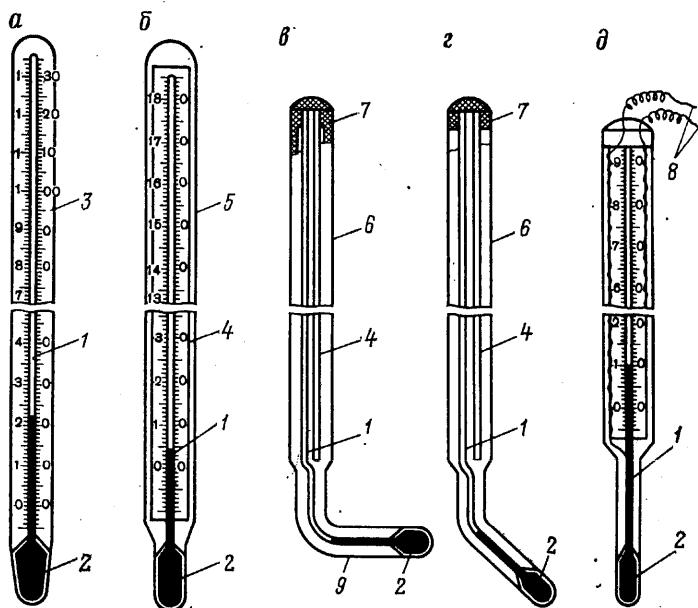


Рис. 44. Стекланные термометры.

а — палочный; б — с вложенной шкалой; в и г — угловые; д — контактный; 1 — капилляр; 2 — резервуар; 3 — шкала, нанесенная на внешней поверхности капилляра; 4 — шкала на пластине матового стекла; 5 — защитная оболочка; 6 — оболочка; 7 — корковая пробка; 8 — выводы контактов

мометров основано на использовании явления линейного расширения двух твердых тел с различными температурными коэффициентами.

Манометрические термометры

Они состоят из чувствительного элемента (термобаллона), заполненного рабочим веществом (газом или жидкостью), соединительного капилляра, манометрической трубчатой пружины, передаточного механизма, записывающего устройства (рис. 45,а).

Термометры, термобаллоны которых заполнены газом (азотом), называют газовыми, а жидкостью (хлористым метилом, бензолом, этиловым спиртом) — паровыми.

Чувствительный элемент (термобаллон) погружают в контролируемую среду. При нагреве вещество внутри термобаллона расширяется, повышается его давление, под действием которого раскручивается манометрическая пружина. Перемещение пружины, пропорциональное температуре, через передаточный механизм фиксируется записывающим устройством.

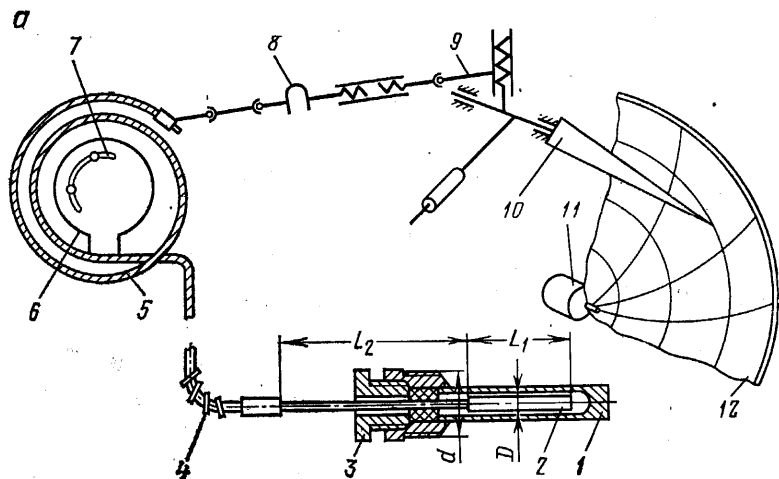
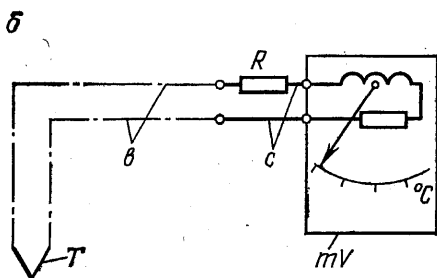


Рис. 45. Принципиальные схемы самопишущего манометрического термометра (а) и соединения термопары и милливольметра (б).

а: 1 — защитная гильза; 2 — термобаллон; 3 — зажим; 4 — капилляр в оплетке; 5 — манометрическая трубчатая пружина; 6 — кронштейн; 7 — лаз для настройки; 8 — термокомпенсатор; 9 — передаточный механизм; 10 — стрелка (или перо); 11 — двигатель; 12 — диаграмма; б: Т — термопара; мV — милливольметр; R — индукционная катушка; провод: в — компенсационный; с — медный



Термобаллон снабжен трубчатым хвостовиком, который погружают в контролируемую среду на необходимую глубину.

Термометры со спиральной трубчатой пружиной газовые, показывающие ТПГ и самопишущие ТСГ имеют длины хвостовиков 200, 300 и 500 мм, длины капилляров от 4 до 40 м, пределы измерений от 0 до 300 °С, погрешность ± 1 и 1,6% соответственно.

Термопары с металлическими электродами

Они состоят из рабочего или «горячего» конца, образуемого спайкой двух термоэлектродов (ХА — хромель-алюмель, ХК — хромель-копель и др.) (см. рис. 45,б). Свободные или «холодные» кон-

цы термопары присоединяются к милливольтметру или ко вторичному прибору. Рабочий конец опускают в контролируемую среду на глубину до 320 мм. Длина проводов до 8 м.

Термометры сопротивления

По материалу чувствительного элемента они делятся на платиновые ТСП и медные ТСМ. Чувствительный элемент — отрезок проволоки или ленты, навитый на изоляционный материал и помещенный в защитный кожух — хвостовик, помещаемый в контролируемую среду. Под действием температуры изменяется электросопротивление навитой проволоки. Чем выше температура, тем выше сопротивление. Для измерения электросопротивления применяют вторичные приборы — мосты и логометры.

Термометры ТСП применяют для измерения температур в диапазоне от -200 до $+600$ °С, а ТСМ от -50 до $+180$ °С, при давлениях среды до 25 МПа.

Измерение расхода газа

Количество жидкости, газа или пара, проходящее через сечение трубы в единицу времени, называется расходом (дебитом). Приборы для измерения расходов называют расходомерами.

По принципу действия расходомеры подразделяются на следующие.

Расходомеры переменного перепада давления, возникающего на установленном внутри трубопровода сужающем устройстве. Перепад давления служит мерой расхода.

Расходомеры обтекания, в которых чувствительным элементом служит какое-либо тело (поплавок, шарик, поршень). Под действием напора потока поплавка перемещается на величину, зависящую от расхода.

Тахометрические расходомеры, в которых поток вращает крыльчатки или вертушки. Скорость вращения служит мерой расхода.

Расходомеры других групп (переменного уровня, электромагнитные, ультразвуковые) пока редко применяются в добыче газа.

Расходомеры состоят из чувствительного элемента (преобразователя расхода в измеряемую величину); соединительных (импульсных) трубок с вспомогательными устройствами; измерительного устройства и вторичных приборов.

Расходомеры переменного перепада давления

Чувствительным элементом служит сужающее устройство (рис. 46), измерительным устройством — дифманометры (см. рис. 43).

При прохождении вещества через сужающее устройство часть

потенциальной энергии давления переходит в кинетическую энергию, в результате чего скорость потока в суженном сечении увеличивается, а статическое давление снижается. Разность давлений до и после сужения потока (перепад) зависит от расхода вещества и служит мерой расхода.

Уравнение для расчета объемного расхода сжимаемого вещества, протекающего через сужающее устройство, имеет вид:

$$Q = \frac{\pi}{4} \alpha \epsilon m D^2 \sqrt{\frac{2}{\rho} \Delta p} \quad (20)$$

где α — коэффициент расхода; ϵ — поправочный множитель на расширение измеряемого вещества; $m = d^2/D^2$ — модуль; d — диа-

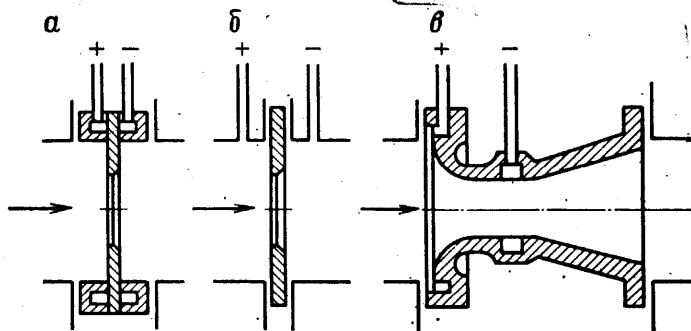


Рис. 46. Сужающие устройства.

а — камерная диафрагма; б — безкамерная диафрагма; в — сопло Вентури

метр отверстия сужающего устройства; D — внутренний диаметр трубопровода перед сужающим устройством; ρ — плотность измеряемой среды в рабочих условиях; Δp — перепад давления в сужающем устройстве.

Уравнение справедливо при скоростях потока, меньших критической, т. е. скорости звука в измеряемой среде.

Коэффициент расхода α зависит от типа и модуля сужающего устройства и от Re . Поправочный множитель ϵ тем больше отличается от единицы, чем больше отношение Δp к абсолютному давлению p среды перед сужающим устройством.

Плотность вещества, протекающего по трубопроводу, измеряется непосредственно или определяется расчетным путем в зависимости от давления и температуры перед сужающим устройством.

Абсолютное давление измеряемой среды определяется как сумма барометрического и избыточного. Температуру вещества измеряют термометром, установленным в термокармане, либо перед сужающим устройством, либо за ним на расстоянии $(5-10) D$ от переднего торца устройства.

При расчетах расходов и эксплуатации расходомеров следует пользоваться «Правилами 28—64 измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами», а также паспортом на прибор.

В качестве сужающих устройств применяют диафрагмы, сопла и сопла Вентури (см. рис. 46), которые должны удовлетворять требованиям «Правил 28—64».

Стандартная диафрагма представляет собой тонкий металлический диск с круглым отверстием, имеющим со стороны входа потока острую кромку, а на выходе фаску под углом 30—45°.

Диафрагма камерная нормальная (ДКН) помещается между двумя кольцевыми камерами (см. рис. 46,а). Каждая из камер соединена с потоком кольцевой щелью или группой равномерно распределенных по окружности отверстий. Кольцевые камеры обеспечивают выравнивание давлений до и после диафрагмы.

Диафрагма бескамерная дисковая нормальная (ДДН) устанавливается между фланцами трубопровода (см. рис. 46,б). Перепад давления измеряется через отдельные цилиндрические отверстия. ДДН применяют при давлениях в трубопроводе не более 2,5 МПа.

Диафрагмы используют в трубопроводах диаметром не менее 50 мм при соблюдении условия $0,05 \leq m \leq 0,7$. Толщина диафрагмы 0,1 *Д*. На диафрагмах заводского изготовления выбиты знаки плюс со стороны высокого давления, минус со стороны низкого, а на торце стоит стрелка направления потока.

В случае, когда необходимо уменьшить потери напора в расходомере, применяют сопла и сопла Вентури (см. рис. 46,в). По сравнению с диафрагмами эти устройства более износостойкие, однако сложны в изготовлении и трудоемки при монтаже.

Неправильная установка сужающих устройств может привести к погрешностям (до десятков процентов). Поэтому «Правилами 28—64» предусмотрена детальная регламентация всех условий монтажа. Диафрагмы можно устанавливать только на прямых участках трубопроводов. Расстояния от диафрагмы до местных гидравлических сопротивлений (задвижек, фитингов и др.) определяются по графикам и таблицам. Это необходимо для того, чтобы перед диафрагмой поток полностью заполнял сечение трубопровода, не было вихревых и винтообразных движений. Строгие требования предъявляются к соосности отверстия и трубопровода—отклонение не более 0,01 *Д*.

Особенно осторожно надо обращаться с диском диафрагмы, чтобы не повредить острую кромку отверстия (со стороны знака плюс). Дело в том, что после расточки входную кромку нельзя дополнительно обрабатывать ни напильником, ни даже шкуркой.

Прокладки во фланцах должны точно соответствовать размерам камер или торцевых поверхностей. Если прокладки будут выступать в живое сечение трубопровода, показания приборов будут значительно искажаться.

Соединительные линии диаметром 12—14 мм прокладывают по кратчайшим расстояниям вертикально и горизонтально с уклоном 1:10. Длина этих линий не более 20 м для дифманометров типа ДМПК и не более 50 м для ДП. Соединительные линии должны быть герметичными и теплоизолированными для предохранения от источников теплоты и замерзания. Соединительные линии подключают к трубопроводу при измерениях расходов газа и пара сверху, при измерении расхода жидкости — снизу.

Между сужающими и измерительными устройствами устанавливают вспомогательное оборудование: разделительные сосуды и фильтры.

При измерениях расходов пара или горячих жидкостей измерительные устройства должны размещаться не ближе 6 м от трубопровода.

При исследованиях скважин с выпуском газа в атмосферу применяют диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ). В этом приборе скорость газа в отверстии диафрагмы равна скорости звука в газовой среде, т. е. критической. Газ из диафрагмы выбрасывается в атмосферу.

Расходомеры обтекания

Наиболее распространены ротаметры. В них при движении жидкости или газа снизу вверх через конусную трубку поплавков поднимается или опускается до тех пор, пока сила тяжести не уравновесится разностью давлений до и после поплавка и выталкивающей силой.

Благодаря этому каждому расходу соответствует строго определенное положение поплавка. Применяют ротаметры для местного измерения расхода и с дистанционной электрической или пневматической передачей сигнала.

Тахометрические расходомеры

На промыслах применяют счетчики скоростные с вращающимся устройством (вертушкой) и ротационные.

В скоростных счетчиках (в основном это глубинные дебитомеры) в поток газа помещено вращающееся устройство (турбинка, вертушка), скорость вращения которого пропорциональна скорости потока газа, а следовательно, и расходу. Значение суммарного расхода получают, связывая подвижную часть прибора через редуктор со счетным механизмом.

В ротационных счетчиках газа типа РС в корпусе находятся два ротора, которые под действием потока газа вращаются и соприкасаются с боковыми поверхностями друг друга и одновременно с внутренней поверхностью корпуса. Расход проходящего газа измеряется за счет периодического отсекаания определенных объемов, заключенных в серповидных полостях между роторами и корпусом. Выведенный из корпуса вал ротора связан с редуктором, а через него — со счетным механизмом.

Вторичные приборы для измерения давлений, температур и расходов

Вторичные приборы всегда используются в комплекте с датчиками. В зависимости от датчиков вторичные приборы применяют как для измерения давлений, температур и расходов, так и уровня, разрежения, плотности, составов газа и т. д.

По принципу действия вторичные приборы можно разделить на механические, электрические, пневматические.

По способу регистрации измеряемой величины вторичные приборы бывают показывающими и регистрирующими. Регистрирующие приборы могут быть печатающими и самопишущими. В печатающих приборах значения измеряемой величины выдаются дискретно в цифровой форме, в самопишущих — показания непрерывно записываются на диаграммной ленте или диске, имеющих координатные сетки.

Механические вторичные приборы

Бывают показывающие и самопишущие. Они просты по конструкции, в последних измеряемые величины преобразуются в механические перемещения пишущего пера.

Схема самопишущего прибора с многовитковой пружиной представлена на рис. 47. Прибор применяется для измерения давления или температуры.

Газ через капилляр 1, впаянный в неподвижный конец геликса 2, передается во внутреннюю полость. Под действием давления пружина раскручивается и вращает ось рычага 3, на которой жестко укреплен рычаг 4, связанный шарнирно тягой 5 с поводком 6. Поводок, закрепленный на оси 7, вращает мостик пера 8. Размах пера регулируется винтом 9, перемещающим каретку 10 с тягой. Перо устанавливается в нулевое положение поворотом эксцентрика. Более точная установка в нулевое положение осуществляется изменением положения стрелки с пером 11 относительно мостика.

Рис. 47. Схема самопишущего манометра с многовитковой пружиной.

1 — капилляр; 2 — геликс; 3 — ось рычага; 4 — рычаг; 5 — тяга; 6 — поводок; 7 — ось поводка; 8 — мостик пера; 9 — винт; 10 — каретка; 11 — стрелка с пером

Запись осуществляется чернилами на дисковой диаграмме. Последняя вращается часовым механизмом с суточным заводом, либо синхронным двигателем СД-60 с редуктором.

Манометры самопишущие с трубчатой многовитковой пружиной МСТМ имеют привод от часового механизма (МСТМ-410 и МСТМ-430), а манометры геликсные — от синхронного двигателя (МСГМ-610 и МСГМ-630).

Электрические вторичные приборы

Они наиболее распространены. В датчиках измеряемая неэлектрическая величина преобразуется в электрический сигнал, удобный для дальнейшего преобразования, дистанционной передачи или ввода в ЭВМ для математической обработки. Во вторичном

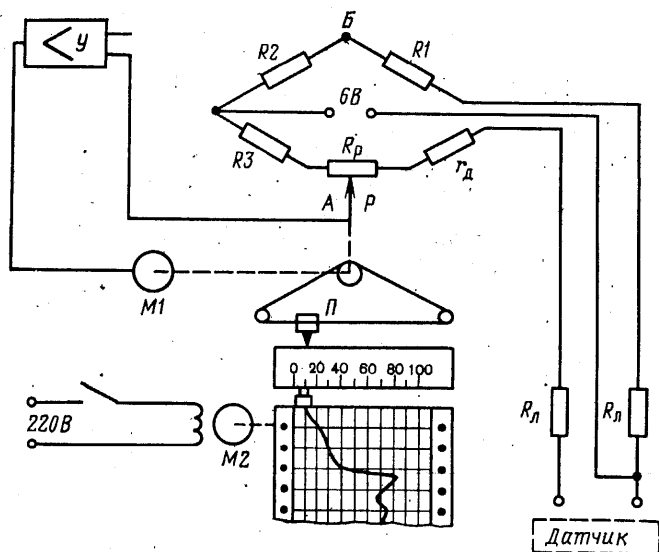


Рис. 48. Схема уравновешенного моста КСМ-4 переменного тока.

АБ — измерительная диагональ; У — усилитель; М1 — реверсивный электродвигатель; Р — движок реохорда; П — указатель (перо); М2 — двигатель, вращающий ленту; R1, R2, R3 — сопротивления моста (плечей); R_р — сопротивление регулируемое; r_д — сопротивление дополнительное; R_л — сопротивление линейное.

приборе поступивший электрический сигнал преобразуется в механическое перемещение указателя и пишущего пера.

В качестве вторичных электрических приборов применяют следующие автоматические самопишущие и показывающие приборы: компенсационные самопишущие потенциометры типа КСП, уравновешенные мосты переменного тока типа КСМ, вольтметры и миллиамперметры КСУ, а также приборы с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой — самопишущие КСД и показывающие КПД.

Потенциометры КСП предназначены для измерения, записи и регулирования. До начала измерений электронная схема прибора уравновешена. Как только изменится сигнал, поступающий от датчика, происходит разбаланс, включается реверсивный двигатель и перемещается движок реохорда одного из сопротивлений до тех пор, пока не произойдет компенсация разбаланса. Чем больше разбаланс, тем больше переместится реохорд, с которым связано перо или указатель.

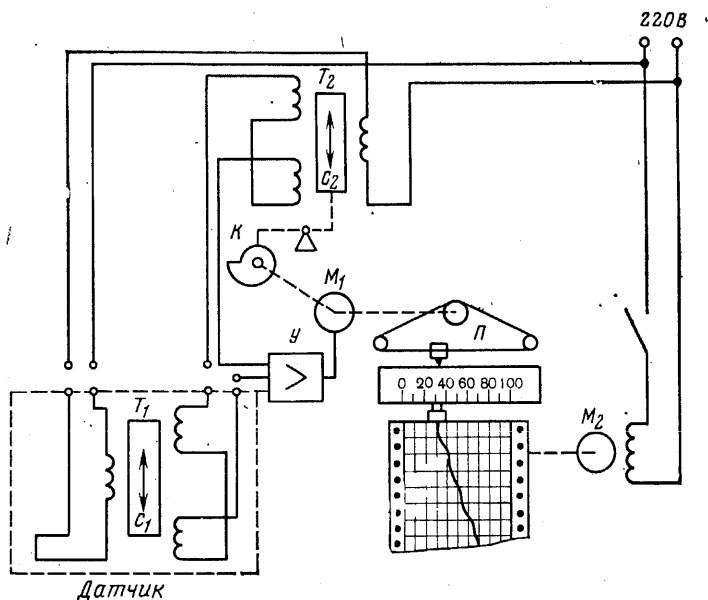


Рис. 49. Принципиальная схема прибора типа КСД.

C_1, C_2 — сердечники; T_1, T_2 — трансформаторы; $У$ — усилитель; M_1 — реверсивный двигатель; $К$ — профилированный диск (кулачок); $П$ — указатель (пера); M_2 — синхронный двигатель лентопротяжного механизма

Напряжение разбаланса пропорционально измеряемой величине. Поэтому каждому значению последней соответствует строго определенное положение пера и указателя.

Применяют одно- и многоточечные потенциометры. Многоточечные приборы могут работать с одним или несколькими однотипными датчиками. Запись осуществляется в виде точек и стоящих рядом с ними цифр, указывающих номера датчиков. В трехточечных приборах используется трехцветная запись, в двенадцатиточечных — шестичетная.

Уравновешенные компенсационные самопишущие мосты типа КСМ представляют собой схему уравновешенного моста, в одно из плеч которого включен термометр сопротивления или другой датчик (рис. 48). При изменении сопротивления термометра, про-

порционного изменению температуры, нарушается равновесное состояние мостовой схемы. В измерительной диагонали моста AB появляется напряжение разбаланса, которое подается на вход полупроводникового усилителя $У$, выполняющего функцию нуля-индикатора. На выходе усилителя включен реверсивный электродвигатель $М_1$, который перемещает движок реохорда R до наступления равновесия, т. е. исчезновения напряжения разбаланса. Перемещения движка реохорда, пропорциональные измеренной температуре, отмечаются указателем (пером $П$) на шкале или на ленте прибора. Лента вращается двигателем $М_2$.

Приборы с дифференциально-трансформаторной схемой КСД работают в комплекте с датчиком; изменение измеряемой величины преобразуется в перемещение сердечника C трансформатора T (рис. 49).

Во вторичном приборе также имеется трансформатор T_2 с сердечником C_2 . Первичные обмотки трансформаторов T_1 и T_2 датчика и прибора подключены к одному и тому же источнику напряжения. При этом во вторичных обмотках трансформаторов T_1 и T_2 индуцируются напряжения, величина и фаза которых зависят от положения сердечников C_1 и C_2 в катушках.

При измерениях сердечник датчика C_1 перемещается, нарушается равновесие напряжения во вторичной катушке трансформатора T_1 . Появляется сигнал рассогласования, который усиливается полупроводниковым усилителем $У$ и приводит в действие реверсивный двигатель $М_1$.

На валу двигателя имеется профилированный диск (кулачок) K , перемещающий сердечник C_2 в катушке трансформатора T_2 до тех пор, пока не исчезнет сигнал рассогласования, подаваемый через усилитель $У$ на двигатель $М_1$. Одновременно с этим перемещаются указатель и перо $П$, связанные кинематически с валом реверсивного двигателя. Лента перемещается лентопротяжным механизмом с ведомым и ведущим валиками. Приводом этого механизма служит синхронный двигатель $М_2$ со сменными редукторами, обеспечивающими различные скорости перемещения диаграммной ленты.

Пневматические вторичные показывающие и самопишущие приборы МП и ПВ

Они работают в комплекте с пневмодатчиками. В приборе ПВЧ.2Э (рис. 50) при изменении командного давления датчика сильфон 1 перемещает рычаг 3 , изменяя зазор между соплом 2 и заслонкой 4 . Это приводит к изменению давления воздуха в линии сопла и в силовом элементе 7 , чашечная мембрана которого перемещает рычаг 6 . Последний с помощью лавсановой нити 8 и пружины 5 связан с рычагом 3 , благодаря чему усилие на приемном элементе уравнивается усилием от давления в линии обрат-

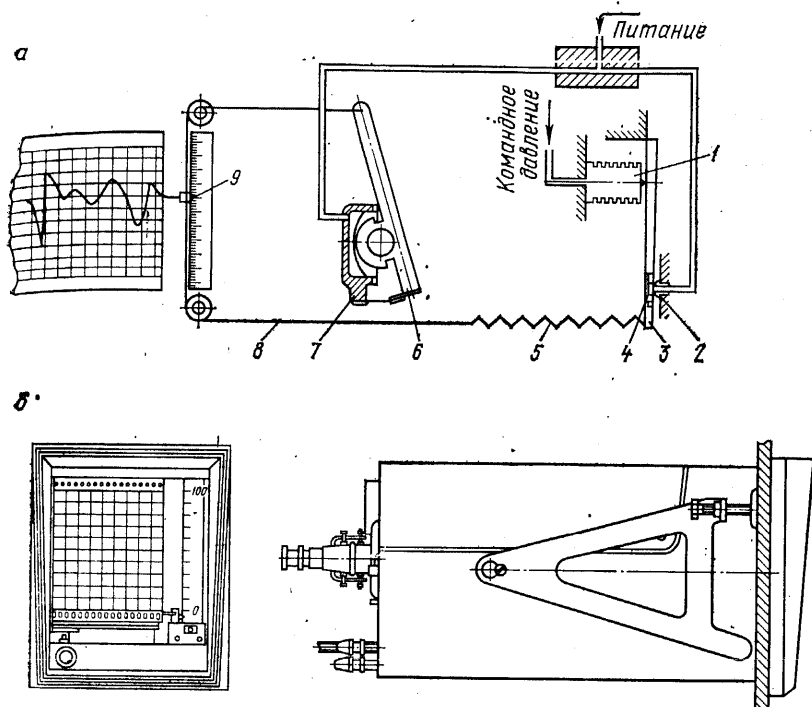


Рис. 50. Вторичный регистрирующий прибор ПВЧ.29.

a — принципиальная схема; *б* — общий вид; 1 — сиффон; 2 — сопло; 3, 6 — рычаги; 4 — заслонка; 5 — пружина; 7 — силовой элемент; 8 — лавсановая нить; 9 — указатель

ной связи. С нитью 8 связан указатель 9. Привод лентопротяжного механизма осуществляется синхронным электродвигателем типа ДСМ-2. У приборов с индексом «П», например ПВ6.1П, привод ленты пневматический.

§ 2. ПРИБОРЫ ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

При газогидродинамических исследованиях скважин давления, температуры и дебиты измеряют как на устье, так и в стволе скважины и на забое. На поверхности можно использовать описанные приборы. Для измерений внутри скважины предназначены глубинные приборы (манометры, термометры, расходомеры и др.).

По способу регистрации измеренных величин глубинные приборы разделены на:

- автономные, с регистрацией показаний непосредственно внутри прибора, спускаемого в скважину;
- дистанционные, показания которых передаются по кабелю на поверхность во вторичные приборы.

Комплексные глубинные приборы предназначены для измерения одновременно двух и более величин (давления и температуры, давления, температуры и расхода и т. д.).

Глубинные манометры и дифманометры

По принципу действия делятся на пружинные, пружинно-поршневые и пневматические.

В пружинных манометрах типа МГГ и МГН в качестве упругого чувствительного элемента используется многовитковая грубчатая (геликсная) пружина. Поэтому приборы называют геликсными глубинными манометрами. В манометре МГН-2 перемещение геликса передается барабану с диаграммным бланком, на котором пером вычерчивается кривая записи давления. Барабан приводится во вращение часовым механизмом. После записи на глубине манометр поднимается на поверхность и запись расшифровывается.

В пружинно-поршневых манометрах типа МГП и МПМ измеряемое давление воспринимается поршнем, соединенным с винтовой цилиндрической пружиной растяжения. Перемещение поршня, пропорциональное измеряемому давлению, и пружины фиксируются записывающим пером на бланке диаграммы. Различают манометры с невращающимся и вращающимся поршнем.

В пневматических манометрах типа ДГМ давление в скважине уравнивается давлением сжатого газа, заполняющего специальную камеру. Поршень манометра перемещается под действием разности измеряемого давления и давления «зарядки». Поэтому такие манометры называют дифференциальными.

Глубинные термометры

Их относят к манометрическим. Термобаллоны выполнены либо в виде цилиндра со стенкой большой толщины (сильфон), либо в виде трубки, навитой по винтовой линии (геликс). Внутренняя полость термобаллона может быть заполнена жидкостью (жидкостный термометр глубинный геликсный ТГГ), либо заполнена примерно на $\frac{2}{3}$ объема легкокипящей жидкостью (конденсационный термометр типа «Сириус»).

При изменении температуры происходит тепловое расширение жидкости внутри термобаллона. Под действием этого давления перемещается (деформируется) геликс. Перемещение геликса механически передается пишущему перу. Барабан с диаграммной бумагой вращается часовым механизмом.

Глубинные дистанционные приборы

Глубинные дистанционные приборы спускают в скважину на электрическом кабеле с помощью специальных станций.

Для измерения давлений и температур в скважинах применяют дистанционные регистрирующие манометры — термометры ДРМТ, дебитомеры типа «Метан», термометры типа ТЧГ.

Манометры — термометры ДРМТ состоят из глубинных датчиков типа МТДС и наземного вторичного прибора типа ЦИ-1 в комплекте с электроуправляемой цифрорпечатающей машинкой ЭУМ-23. Результаты передаются на цифровое табло и печатаются на рулоне бумаги. Датчики давления и температуры конструктивно просты, в них отсутствуют какие-либо радиотехнические элементы. Поэтому они надежны, стабильны в работе, длительно сохраняют работоспособность.

Дебитомер «Метан» предназначен для регистрации профиля притока по стволу скважины. В глубинной части прибора, спускаемого на кабеле, имеется тахометрический преобразователь расхода. Преобразователь состоит из крыльчатки, на оси которой установлены два постоянных магнита. К корпусу прикреплен магнитоуправляемый контакт. Поток газа вращает крыльчатку с частотой, пропорциональной расходу. Магниты крыльчатки создают знакопеременное поле, под действием которого магнитоуправляемый контакт замыкает и размыкает электроцепь. Электроимпульсы по кабелю подаются на поверхность во вторичный прибор.

Глубинный дистанционный термометр типа ТЧГ предназначен для измерения температуры по стволу скважины. Термочувствительным элементом прибора служит конденсатор, включенный в колебательный контур генератора высокой частоты. При изменении температуры изменяется емкость конденсатора, что приводит к изменению частоты генератора. На поверхности с помощью вторичного прибора (частотомера) измеряется частота выходного сигнала, пропорциональная измеренной температуре в скважине.

Передвижные лаборатории для комплексных исследований скважин

Для использования комплекса приборов при исследовании скважин создана передвижная лаборатория АПЭЛ («Аист») и передвижная станция «Глубина-1».

Автоматическая промысловая электронная лаборатория АПЭЛ предназначена для газогидродинамических исследований скважин с помощью глубинных дистанционных приборов. Лаборатория смонтирована в закрытом кузове на шасси автомобиля ЗИЛ-157Е, который разделен на два отсека. В первом размещены вторичные и глубинные приборы и малогабаритная лебедка. Во втором установлены лебедка с автоматическим укладчиком кабеля (3500 м) и бензоэлектроагрегат. В комплект лаборатории входят глубинные дистанционные приборы.

Передвижная станция «Глубина-1» предназначена для одновременного измерения температуры, давления и скорости потока газа по стволу скважины, а также температуры и давле-

ния на устье скважины. Станция позволяет измерять три скважинных (при глубинах до 5000 м) и два устьевых параметра за

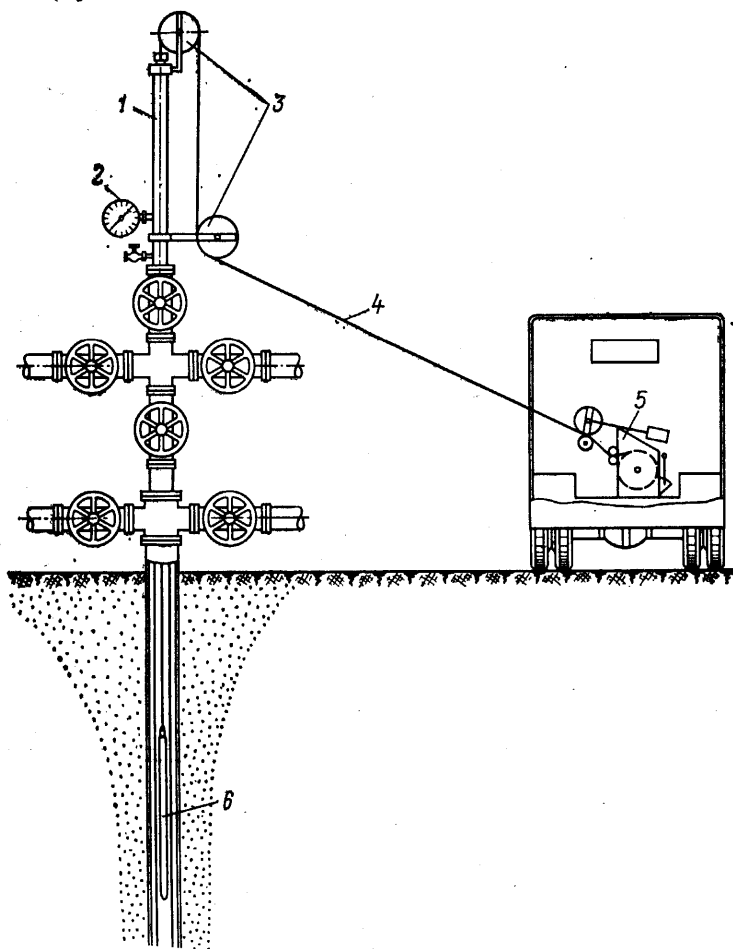


Рис. 51. Схема оборудования скважины для проведения глубинных измерений.

1 — лубрикатор; 2 — манометр; 3 — ролики оттяжные; 4 — проволока или кабель; 5 — лебедка на автомобиле; 6 — прибор глубинный.

одну спуско-подъемную операцию с одновременной их регистрацией в координатах «глубина» и «время». В состав станции входят глубинные и вторичные приборы, лебедки, кабель, лубрикаторы и другое оборудование.

Для спуско-подъемных операций глубинных приборов на буфере скважины устанавливают лубрикатор с манометром (рис. 51). Лубрикатор представляет собой цилиндр, внизу соединенный с

фонтанной арматурой, а сверху заканчивающийся сальниковым устройством для пропуска в скважину металлического троса или электрокабеля. В корпусе лубрикатора помещается глубинный прибор перед спуском его в скважину и после подъема на поверхность. К нижней части лубрикатора присоединяются манометр и вентиль для сброса давления. К корпусу лубрикатора крепятся направляющий и оттяжной ролики. Для уменьшения опрокидывающего усилия, действующего на фонтанную арматуру при спуске приборов на большие глубины, оттяжной ролик устанавливают у основания арматуры.

Устье скважины оборудуется специальными мостками, предназначенными для выполнения операций, связанных со спуском и подъемом приборов. Мостки обычно сварной конструкции. Верхнюю площадку их устанавливают на 40—60 см ниже сальника лубрикатора, а нижнюю — немного ниже буферной задвижки.

§ 3. ПРИБОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ И КАЧЕСТВОМ ПРОДУКЦИИ ПРОМЫСЛА

Контроль за физико-химическими свойствами и качеством продукции может проводиться непрерывно (на потоке) или периодически. На промыслах контроль в основном проводится периодически. Определения осуществляются непосредственно на промыслах или в лабораторных условиях. В обоих случаях для исследования из потока отбирают только его часть — пробу. Представительной пробой называют пробу, которая по своему составу и свойствам полностью соответствует всему потоку в момент отбора пробы. Совокупность представительных проб за определенный интервал времени называют средней пробой.

Пробы отбирают через штуцер манометра или через пробоотборные устройства (рис. 52). Отбор через штуцер манометра допускается только при однофазном потоке. Поскольку в промысловых коммуникациях, как правило, движутся двухфазные потоки (газ — конденсат, вода, ингибиторы), рекомендуется применять пробоотборные устройства. Представительность пробы обеспечивает не только конструкция пробоотборного устройства, но и режим отбора. Необходимо, чтобы скорость в пробоотборном наконечнике была равна средней скорости потока в трубопроводе. Это условие соблюдается, если соотношение расходов потока и пробы $Q/Q_{пр}$ равно соотношению площадей живого сечения трубопровода и наконечника F/f , откуда

$$Q_{пр} = Q \frac{f}{F}. \quad (21)$$

При исследованиях, проводимых на промыслах, представительная проба направляется по соединительным линиям в прибор.

Для исследований в лабораторных условиях пробы отбирают в контейнеры-пробоотборники и транспортируют в лаборатории. По конструкции контейнеры-пробоотборники различны, но их главный элемент — цилиндрическая емкость с входным и выходным вентилями. Контейнеры-пробоотборники могут быть высокого, среднего и низкого давления на избыточные давления соответственно до 30; 1,6 и 0,1 МПа. Изготавливают контейнеры из нержавеющей стали (КЖ-3 и КЖО), пластмассы, стекла. Объемы контейнеров от 10 см³ до 1 л и более.

Лаборатории оснащены в основном стандартизованными приборами и оборудованием: газоанализаторами, вискозиметрами, ареометрами, рефрактометрами, аппаратами для разгонки конденсата и определения его молекулярной массы, рН-метрами и т. д.

В качестве газоанализаторов широко применяют хроматографы ХМ-8, «Цвет», ХТМ и др.

Хроматографы — приборы для качественного анализа различных газовых и жидких смесей. Действие хроматографов основано на предварительном разделении анализируемой смеси на компоненты с последующей фиксацией каждого компонента при помощи детектора. Выходной электрический импульс детектора (датчика) передается на вторичный прибор, записывающий хроматограмму. Хроматограмма состоит из пиков, каждый из которых соответствует строго определенному компоненту анализируемой смеси. Площадь каждого пика пропорциональна процентному содержанию компонентов смеси.

Контроль за физико-химическими показателями добываемой продукции проводится в основном в лабораторных условиях.

Контроль за качеством природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, проводится сопоставлением фактических показателей с требованиями ОСТ 51.40—74.

Точку росы по влаге и тяжелым углеводородам определяют при помощи индикатора кондиционности газов «Харьков». Для этой же цели можно использовать комплекс «Конденсат-2».

Прибор «Харьков» малогабаритный, периодического действия может эксплуатироваться в стационарных и полевых условиях на УКПГ, головных сооружениях и на трассе магистральных газопроводов. Допустимое рабочее давление 0,5—10 МПа (5—100 кгс/см²),

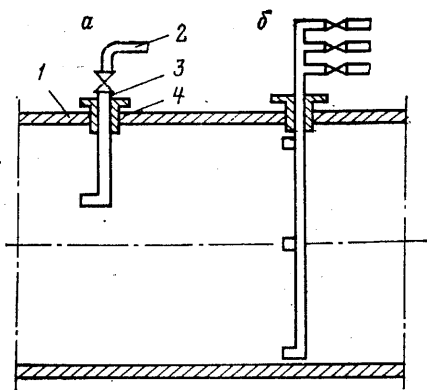


Рис. 52. Схема монтажа одно- и многоканального изокINETИЧЕСКИХ зондов. Зонд: а — одноканальный; б — многоканальный; 1 — газопровод; 2 — проботборная трубка; 3 — вентили; 4 — уплотнение

измеряемые температуры от -40 до $+50^{\circ}\text{C}$, расход исследуемого газа не более $0,06 \text{ м}^3/\text{ч}$, масса прибора 11 кг , основные размеры $370 \times 180 \times 110 \text{ мм}$.

Прибор состоит из двух корпусов: основного и вспомогательного (рис. 53). В основном корпусе имеется рабочая камера, сверху закрытая смотровым стеклом, а снизу зеркальной поверхностью металлического основания. В основании имеется шесть термокарманов. Ниже камеры расположена вихревая трубка. Во вспомогательном корпусе расположены вентили управления потоками газа, манометры, предохранительный клапан.

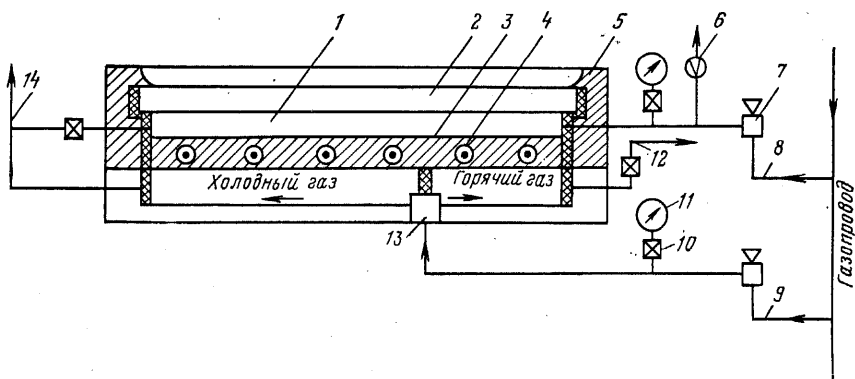


Рис. 53. Схема прибора «Харьков».

1 — рабочая камера; 2 — смотровое стекло; 3 — зеркальная поверхность; 4 — термокарманы; 5 — крышка; 6 — предохранительный клапан; 7, 10 — вентили; 8 — вход газа; 9 — газ на вихревую трубку; 11 — манометры; 12 — горячий газ на обогрев линии; 13 — вихревая трубка; 14 — отвод газа

Газ из подводящей линии поступает в рабочую камеру, проходит над зеркальной поверхностью и далее сбрасывается в атмосферу. Одновременно подается газ в вихревую камеру. Здесь газ охлаждается и охлаждает зеркальную поверхность, причем степень охлаждения по длине зеркала различная (более теплый вход, более холодный выход). Исследуемый газ, проходя над зеркалом, охлаждается. Вначале из него выпадают углеводороды, затем влага, а ближе к выходу могут образовываться гидраты.

При исследованиях вначале создают по длине зеркала определенный перепад температур ($5-8^{\circ}\text{C}$). Затем визуально наблюдают за границами выпадения углеводородов (радужный оттенок), влаги (запотевшее зеркало) и образования гидратов (светло-бурая масса). Измеряют температуру в каждой зоне высокочувствительными термометрами, вставленными в термокарманы.

Таким образом определяют температуру точки росы отсепарированного на промысле газа, подаваемого далее в магистральный газопровод.

При эксплуатации прибора для получения достоверных результатов необходимо следующее.

Подводящие трубы должны иметь чистую внутреннюю поверхность, быть свободными от влаги, углеводородов, грязи.

Конденсационная зеркальная поверхность и смотровое стекло с внутренней и наружной стороны должны быть чистыми, не иметь следов конденсата и влаги.

Температура подводящей линии и зеркала в самой теплой его части у входа газа должна быть выше предполагаемой точки росы и не ниже температуры газа в газопроводе.

Прибор «Харьков» обслуживается одним человеком.

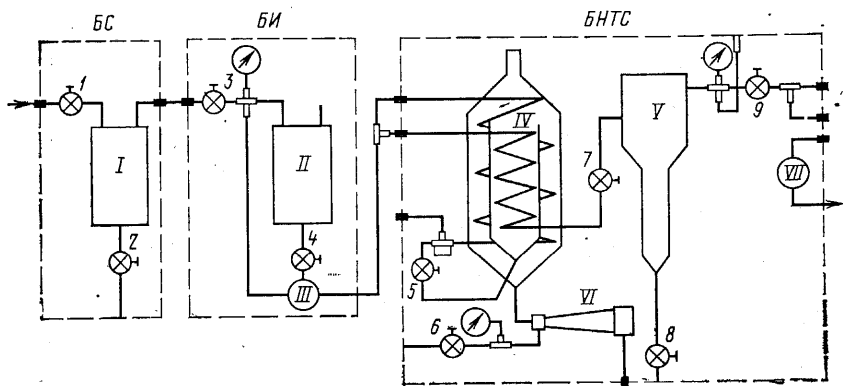


Рис. 54. Схема прибора «Конденсат-2».

I — сепаратор первой ступени (емкость высокого давления); *II* — бачок для ингибитора; *III* — смеситель; *IV* — холодильник; *V* — сепаратор второй ступени низкотемпературный; *VI* — вихревая трубка; *VII* — счетчик газовый; *1-9* — регуляторы давления и расхода (вентили); *BC* — блок первичной сепарации; *БИ* — блок ингибирования; *БНТС* — блок низкотемпературной сепарации

Комплекс «Конденсат-2» предназначен для низкотемпературной сепарации природного и нефтяного газов с целью оперативного определения интенсивности изобарической конденсации. С его помощью можно определять унос конденсата из сепараторов, изобары и изотермы конденсации, точку росы по жидкости. Можно отбирать пробы для лабораторных исследований. При использовании прибора в комплексе с пробоотборным устройством можно проводить газоконденсатные исследования.

«Конденсат-2» (рис. 54) состоит из трех блоков (сепарации, ингибирования и низкотемпературной сепарации), счетчика, штатива и вспомогательного оборудования. Газ охлаждается в результате дросселирования и при помощи вихревой камеры.

Исследуемый газ подается в сепаратор первой ступени. Здесь от газа отделяются жидкость и твердые частицы. Если в сепараторе поддерживать давление и температуру такими же, как и в точке отбора газа, можно определить, какое количество жидкости содержится в потоке газа. Пробы для подачи в прибор отбирают из трубопроводов только через пробоотборные устройства. При отборе газа на выходе из промышленного сепаратора можно опре-

делить унос жидкости из сепаратора, т. е. эффективность сепарации. После первой ступени в поток газа впрыскивают ингибитор гидратообразования (спирт или ДЭГ). На входе во вторую ступень стоит дроссель (регулируемый вентиль), с помощью которого регулируют давление низкотемпературной сепарации. Газ охлаждается в змеевиковом теплообменнике потоком «холодного» газа от вихревой камеры. Задают 4—5 различных значений температур при одном и том же давлении. Через смотровое стекло отмечают скорость заполнения измерительной камеры жидкостью и рассчитывают дебит жидкости. Расход отсепарированного газа измеряют газовым счетчиком. Делением расхода конденсата на расход газа определяют выделение конденсата из газа при различных температурах. По этим данным строят график. Обычно это прямая линия. Тангенс угла наклона к оси температур и есть коэффициент изобарической конденсации. Физический смысл этого коэффициента заключается в том, что он показывает, какое количество конденсата может выделиться из одного метра кубического газа при снижении температуры на один градус. Если продолжить линию (экстраполировать) до пересечения с осью температур (абсцисс), то можно приближенно определить точку росы исследуемого газа.

«Конденсат-2» применяют на УКПГ головных сооружений магистральных газопроводов при давлениях до 10 МПа (100 кгс/см²), при температурах сепарации до -40 °С, при расходе исследуемого газа до 10 м³/ч. Прибор обслуживают два человека.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Открытие и ввод в эксплуатацию множества газовых и газоконденсатных месторождений привели к исключительному многообразию индивидуальных технологических схем и оборудования. Это усложняет и удорожает не только проектирование и строительство, но и эксплуатацию промыслов.

В десятой пятилетке осуществляется переход на проектирование и строительство газопромысловых объектов на базе типовых и унифицированных схем. Действующие схемы и оборудование можно рассматривать как составные части таких комплектов. Поэтому материалы данной главы относятся также и к ранее обустроенным «старым» промыслам.

§ 1. СОСТАВ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Блочно-комплектный автоматизированный газовый промысел предназначен для обеспечения добычи, сбора и промысловой обработки газа и конденсата с целью подачи газа, соответствующего ОСТ 51.04—74, в магистральный газопровод и стабильного конденсата в конденсатопровод или на налив в железнодорожные цистерны, речные баржи и т. д.

Промысел включает все сооружения от скважины до магистрального газопровода.

Промысел состоит из трех комплексов: основного производственного, вспомогательного и непроизводственного назначения. Операторы работают в сфере первого комплекса.

Комплекс основного производственного назначения включает пять сооружений (рис. 55): скважины; промысловые коммуникации; промплощадку с установкой предварительной подготовки газа (УППГ), промплощадку с установкой комплексной подготовки газа (УКПГ), головные сооружения промысла (ГС).

Сооружения, в свою очередь, состоят из объектов и блоков.

Комплексы состоят из технологических линий (модулей). Модуль — это автоматизированная линия сбора или обработки газа с законченным технологическим процессом. Модули набираются из типового оборудования: блоков, аппаратов, блок-боксов и межблочных коммуникаций.

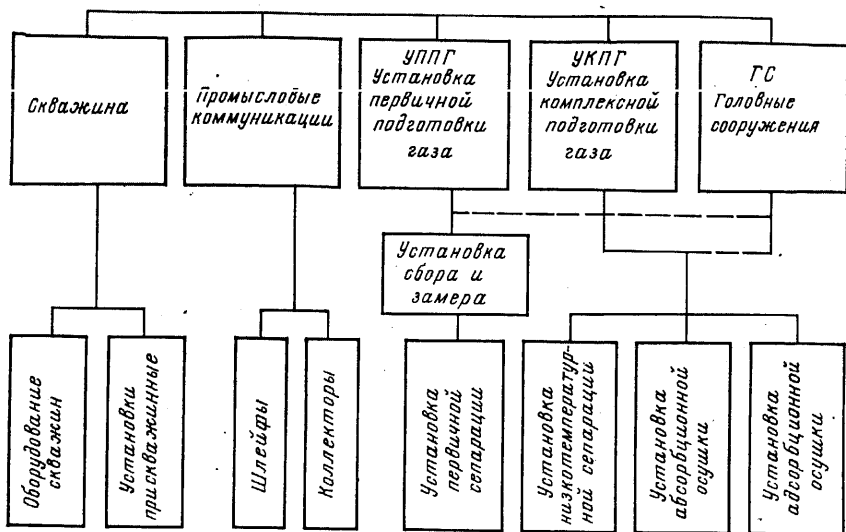


Рис. 55. Основной производственный комплекс.

К комплексу вспомогательного назначения относятся механические мастерские, автотранспортное хозяйство, электростанция и др.

Комплекс непроизводственного назначения включает жилищное хозяйство, детские учреждения и др.

§ 2. ГАЗО- И КОНДЕНСАТОСБОРНЫЕ СЕТИ

Трубопроводы, предназначенные для подачи продукции скважины от устья до технологических установок (УППГ) и далее от технологических установок до головных сооружений (ГС), называют газо- и конденсатосборной сетью промысла.

Трубопроводы от устья скважин до технологических установок называют шлейфами (манифольдами), от технологических установок до ГС — промысловым коллектором.

От устья до технологических установок по шлейфам подается вся продукция скважины под устьевым давлением и такую схему называют высоконапорной. Технологические установки могут предназначаться для обработки продукции каждой скважины индивидуально. Такая схема называется индивидуальной схемой сбора газа. Эта схема применяется на небольших промыслах, преимущественно газовых.

Наиболее распространена, в связи с многими преимуществами, групповая (коллекторная) схема сбора. При этой схеме

продукция от многих скважин (от 2—12 и даже 50) подается по индивидуальным шлейфам на одну площадку — групповую установку УППГ, где обрабатывается их продукция, отдельно каждой или совместно нескольких скважин.

Различают также централизованную и децентрализованную схему сбора. Централизованной называют схему в том случае, если на УКПГ осуществляется полная обработка продукции скважин до получения товарной продукции. Далее газ можно подавать на головные сооружения (ГС) или в газопровод, а конденсат на переработку.

При децентрализованной схеме на скважине или на УКПГ осуществляется первичная, неполная обработка газа, а окончательная — на головных сооружениях (ГС). Децентрализованная схема применяется на газовых месторождениях и газоконденсатных с небольшим содержанием конденсата в газе.

В зависимости от конфигурации газосборной сети различают: линейную, лучевую и кольцевую схемы газа.

Выбор схемы сбора газа зависит от конфигурации и размеров площади газоносности, от запасов газа и конденсата, числа и производительности скважин, рельефа местности, растительности, характера использования земель и т. д. Лучшую схему выбирают по минимуму затрат на сооружение и эксплуатацию газосборной сети.

Обслуживание газосборной сети состоит в постоянном контроле за давлением и температурой в трубопроводах, за состоянием трубопроводной арматуры и утечками газа, за гидратообразованием.

Давление и температура контролируются автоматически или периодически измеряются. Данные замера передаются диспетчеру.

Утечки и состояние трубопроводной арматуры проверяют при обходе трассы газосборной сети.

При изменениях давлений и температур в сети возможной причиной может оказаться гидратообразование в трубах или в арматуре. Участок, где образовалась гидратная пробка, можно обнаружить по характеру изменения давления и температуры по длине трубопровода. Давление до этого участка будет повышаться, за участком (по ходу газа) — понижаться. Температура за местом гидратообразования снижается.

Для ликвидации гидратов необходимо увеличить подачу ингибитора. При полной закупорке прохода труб отключают аварийный участок и сбрасывают давление до атмосферного. Если имеется доступ к месту образования гидратов, можно применять обогрев горячей водой или паром.

Запрещается проводить обогрев открытым огнем. Если на трассе установлены продувочные свечи и дриппы, предназначенные для удаления жидкости, накапливаемой в пониженных участках профиля трубопровода, они продуваются в атмосферу по заданной временной программе.

§ 3. УСТАНОВКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА УППГ

УППГ предназначена для сбора, замера и первичной сепарации продукции скважины. Процессы, проходящие на УППГ, в основном одни и те же при различных схемах промысловой обработки газа. Поэтому их можно выделить и рассмотреть самостоятельно (рис. 56).

Продукция скважин по шлейфам поступает в модуль сбора газа *МСБ*, представляющий собой систему трубопроводов, кранов и задвижек, позволяющих отключать и подключать скважины к сепараторам первой ступени *С-1*, переключать на замерные линии.

Модуль замера *МЗ* газа состоит из одной или нескольких линий, оборудованных замерными сепараторами *С-3* с разделителями и контрольно-измерительными приборами. Здесь осуществляется индивидуальный периодический замер продукции скважин.

Первичная сепарация продукции скважин проводится с целью отделения от газа капельной жидкости и механических примесей. Это повышает эффективность процесса промысловой обработки газа.

Первичная сепарация может проводиться при двух режимах: безгидратном и в условиях образования гидратов. Если имеется возможность поддерживать давление и температуру вне области гидратообразования, то стремятся поддерживать безгидратный режим, поскольку это выгодно экономически и удобно при эксплуатации.

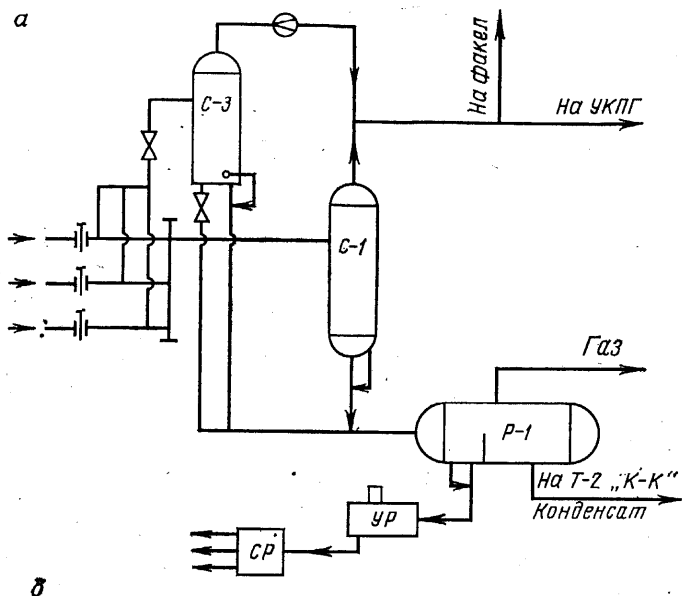
При гидратообразовании применяют устьевые подогреватели газа или вводят в поток ДЭГ или метанол при помощи системы распределения ингибитора *СР*. После сепаратора *С-1* газ направляется на УКПГ. Из разделителя *Р-1* газ дегазации и конденсат направляют на УКПГ.

Первичную сепарацию проводят при давлениях и температурах поступления продукции скважины на УППГ, либо снижают дросселированием температуру, но до величины на 2—3°C выше температуры гидратообразования.

Эксплуатация УППГ заключается в поддержании заданных режимов сепарации и регенерации ингибиторов, в периодических замерах, предупреждении и устранении возможных неполадок в работе оборудования. Пуск, поддержание заданного режима и остановка технологических линий (модулей) проводятся в определенной последовательности проводимых операций и с соблюдением следующих основных положений.

Пуск технологической линии УППГ начинается с ее подготовки к работе. Для этого проверяется состояние всех запорных, регулирующих и предохранительных устройств. Запорные устройства (краны, задвижки) на входе в сепаратор *С-1* и разделитель *Р-1* должны быть полностью закрыты.

Замерный сепаратор *С-3* отключен от *МСБ*. Сначала открывают линию, идущую на УКПГ, и заполняют газом сепаратор *С-1*,



б

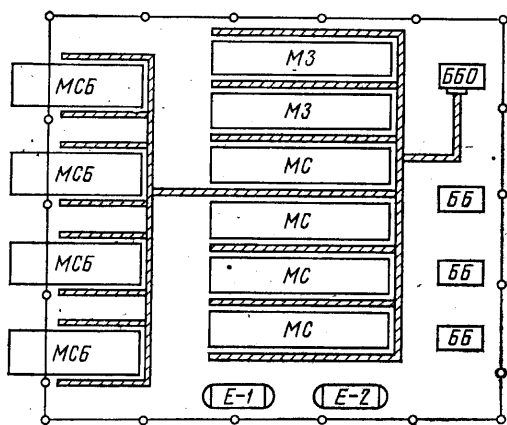


Рис. 56. Схема установки предварительной подготовки газа УПНГ.

а — технологическая линия; **б** — размещение оборудования (план); **МСБ** — модуль сбора продукции скважин; **МЗ** — модуль замера; **МС** — модуль первичной сепарации; **ББ** — блок-боксы; **ББО** — операторная блок-букс; **Е** — емкости; **С-1** — сепаратор первой ступени; **С-3** — сепаратор замерный; **Р-1** — разделитель; **УР** — установка регенерации ингибитора; **СР** — система распределения ингибитора; **Т-2 «К-К»** — теплообменник типа «конденсат — конденсат».

а затем разделитель *P-1*. Проверяют герметичность всех соединений и показания приборов. В случае неполадок линию отключают, сбрасывают газ на факел, устраняют неполадки, а затем линию вновь заполняют газом. Заполнение газом от УКПГ проводится потому, что его давление ниже, чем давление газа, идущего от скважины. Это предотвращает резкое увеличение давления в линии, упрощает сброс газа, ускоряет устранение неполадок. После проверки состояния оборудования открывают вход газа от скважины и уже при более высоком давлении проводят контрольный наружный осмотр оборудования. Убедившись в его полной исправности, начинают регулировать режим сепарации дросселем, расположенным на входе в УППГ. При заданном режиме включают огневой подогреватель установки регенерации *УР* и открывают вход в него ингибитора. Включают в действие систему распределения ингибитора.

Отключение линии проводится в следующем порядке. Закрывают вход в *C-1*, отключают *УР* и линию, идущую к ней от *P-1*, затем закрывают вход в УКПГ. Через факельную линию газ сбрасывают в атмосферу.

Осмотр и контроль за состоянием оборудования проводится один-два раза в смену. Постоянный контроль за параметрами процесса осуществляется по приборам, установленным в операторной.

При обходе и осмотре оборудования проверяют состояние арматуры, герметичность, показания КИП и средств автоматики. При необходимости меняют прокладки, набивают сальники, подтягивают гайки фланцевых соединений и т. д. Все работы проводятся, естественно, при строгом соблюдении правил техники безопасности и охраны труда.

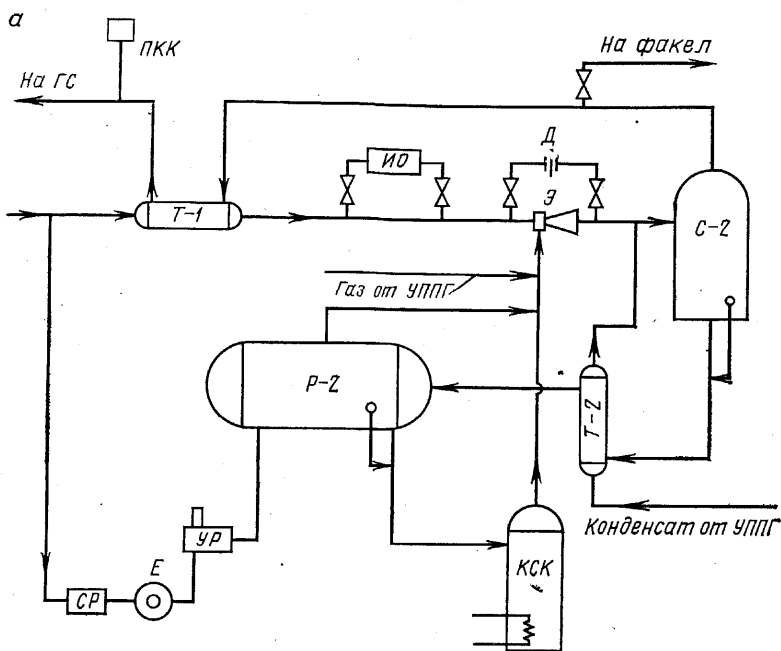
§ 4. УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА УКПГ

На УКПГ осуществляется технологический процесс промышленной обработки газа. Применяются следующие типовые технологические схемы: низкотемпературная сепарация НТС, абсорбционная или адсорбционная осушка газа, абсорбционная осушка газа и конденсата, низкотемпературная абсорбция с использованием конденсата в качестве абсорбента.

Низкотемпературная сепарация природного газа НТС

Применяется на месторождениях, расположенных в любой климатической зоне, при содержании конденсата в газе до 100 г/м^3 . Допускается содержание в газе сероводорода. НТС с впрыском в поток газа гликоля концентрацией 70—85% обеспечивает получение точки росы газа по воде до -25°C .

Газ от УППГ поступает в теплообменник *T-1* (рис. 57). В нем газ охлаждается встречным потоком холодного газа из сепаратора *C-2*. При охлаждении из газа выделяется жидкая фаза (вода



б

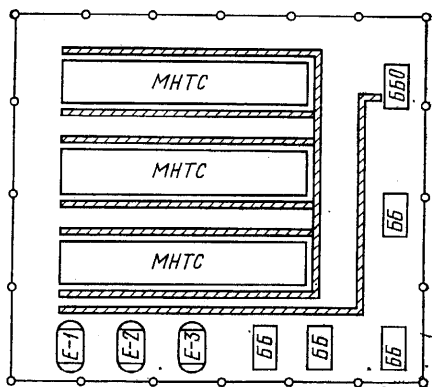


Рис. 57. Схема низкотемпературной сепарации газа на УКПГ.

а — технологическая схема; б — размещение оборудования (план);
 Т-1, Т-2 — теплообменники; ИО — источники охлаждения; Д — дроссель; С-2 — сепаратор второй ступени низкотемпературный; Р-2 — разделитель жидкости; УР — установка регенерации ДЭГа; Е — емкости; СР — система распределения ДЭГа; КСК — колонна стабилизации конденсата; ПКК — приборы контроля за качеством; МНТС — модуль низкотемпературной сепарации; Э — эжектор; ББ — блок-боксы технологического и вспомогательного назначения

и конденсат). Для предотвращения гидратообразования на входе в *T-1* в поток при помощи *СР* впрыскивается насыщенный раствор ДЭГа.

Газожидкостная смесь дросселируется до 6—8 МПа. Температура потока должна снижаться от —20 до —30 °С. Если дросселирование не обеспечивает такой температуры, в схему вводят дополнительные источники охлаждения (турбодетандеры, холодильные машины).

Газожидкостная смесь после дросселя *D* поступает в низкотемпературный сепаратор *С-2*. Здесь от газа отделяется жидкость. Газ осушенный (холодный) проходит через теплообменник *T-1*, нагревается до положительной температуры и направляется на головные сооружения *ГС*.

Жидкость из *С-2* проходит теплообменник *T-2*, нагревается теплым потоком конденсата, поступающим из разделителя *P-1* УППГ, и поступает в разделитель *P-2*. Из *P-2* водный раствор ДЭГа идет на регенерацию в *УР*. Регенерированный ДЭГ накапливается в емкости *E* и далее через *СР* направляется на вход в *T-1*. Нестабильный (сырой) конденсат направляется в колонку стабилизации *КС*. В *КС* получают стабильный конденсат. Газы, получаемые при стабилизации, направляют через эжектор *Э* на вход в сепаратор *С-2*. На входе в *С-2* в поток вводят газ дегазации конденсата, полученный на первой ступени сепарации на УППГ, и конденсат. Таким образом, все промежуточные продукты в схеме НТС утилизируются и не сбрасываются в атмосферу.

Каждая технологическая линия УКПГ с применением НТС представляет собой замкнутую систему, позволяет осуществлять полный технологический цикл и поэтому составляет модуль НТС—МНТС. На УКПГ размещают несколько модулей (от двух до 50) и устанавливают блоки разделителей, емкостей, насосные и т. д. (см. рис. 57).

Обслуживание УКПГ заключается в поддержании заданного режима сепарации, разделении жидкостей, регенерации ДЭГа и стабилизации конденсата. Необходимо своевременно предупреждать и устранять неполадки в работе оборудования. Обслуживаемая операторами рабочая зона представляет собой совокупность рабочих мест, каждое из которых имеет свое производственно-технологическое назначение и оборудовано для выполнения соответствующих операций.

К основным рабочим местам оператора относятся следующие.

Площадка технологических линий (модулей НТС).

Площадки блоков разделителей, емкостей, установок регенерации ДЭГа и стабилизации конденсата.

Блоки емкостей хранения ингибиторов (дренажный и арматурный).

Блок-боксы операторной, насосов, электрощитовой и др.

На каждом из рабочих мест размещены соответствующие технологии оборудование, приборы и средства автоматизации (см. гла-

вы III, IV, VI). Рабочие места оснащены инструментом, приспособлениями и материалами: наборами слесарных и плотницких инструментов, гаечными и газовыми ключами, сальниковой набивкой, прокладками, обтирочным материалом и т. д.

На рабочих местах оператор выполняет различные работы, основные из которых пуск, остановка, переключение технологических линий и регулирование заданных технологических режимов. Пуск технологических линий начинают с проведения подготовительных работ. Проверяют начальное положение запорных устройств (задвижек, кранов) и состояние предохранительных устройств (клапанов, мембран).

Отключают чувствительные приборы периодического действия (ПКК, расходомеры). Запорные устройства на линии входа газа и «газ и конденсат от УППГ» должны быть закрыты, а также отключена колонна стабилизации конденсата КС и установка регенерации ДЭГа. Должна быть закрыта задвижка и на линии к ГС. Открывают запорные устройства на технологической линии по ходу газа. Открытой оставляют факельную задвижку. Пуск начинают с заполнения линии газом из промыслового коллектора, т. е. открытием задвижки на линии к ГС. Затем одновременно закрывают факельную задвижку и контролируют рост давления в технологической линии и сепараторе С-2.

После стабилизации давления обходят линию и проверяют герметичность соединений и узлов и показания приборов. Обнаруженные неполадки устраняют.

После этого открывают задвижку на входе в УНТС и одновременно начинают впрыск ДЭГа в поток на входе в Т-1. Регулируют давление и температуру в сепараторе С-2 дросселем Д, подключают линии к разделителю Р-2, колонне стабилизации КС и установке регенерации ДЭГа УР. Вводят в действие подогреватели УР и КС.

При пуске линии необходимо соблюдать некоторые основные правила: заполнять линию газом по участкам, вначале при давлении коллектора, а затем скважины; устанавливать режим сепарации, а затем вспомогательного оборудования; не допускать резкого роста давления, образования гидратов, выхода из строя приборов.

Остановка линии осуществляется перекрытием входа в УКПГ, затем выхода. После этого газ сбрасывается через факельную линию и отключаются установки регенерации и стабилизации.

Режим сепарации регулируется дросселем Д, а также дросселями на входе в УППГ и на устье скважины. При необходимости температуру сепарации регулируют дополнительными источниками охлаждения газа ИО.

Абсорбционная осушка природного газа

Применяется на газовых промыслах, в том числе при содержании в газе сероводорода и углекислого газа. В качестве абсорбента используется ДЭГ высокой концентрации (до 99,9%).

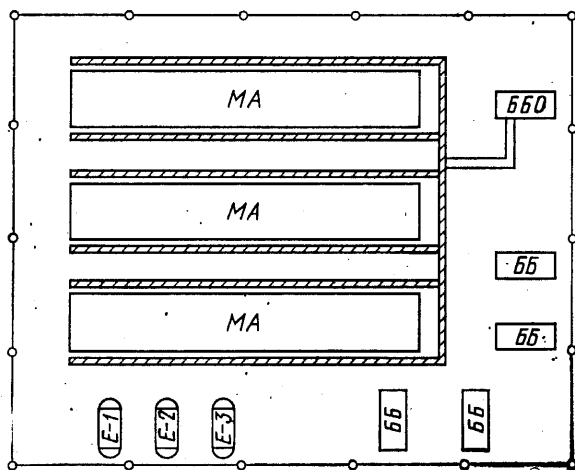
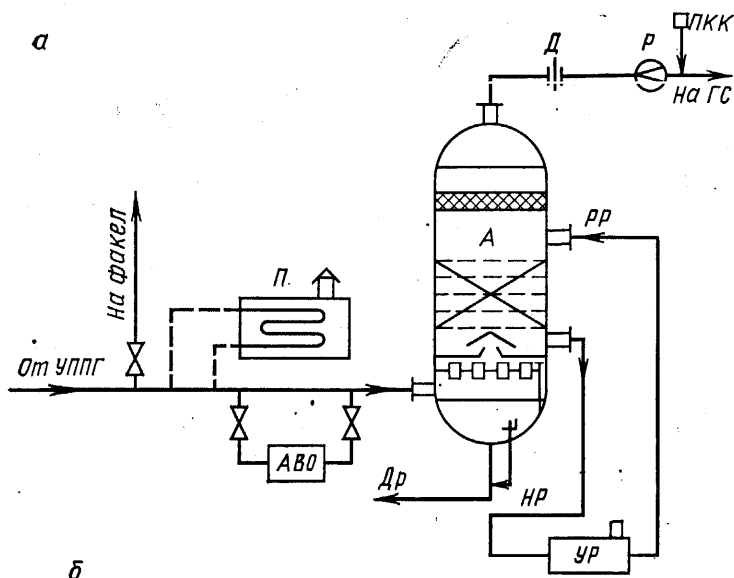


Рис. 58. Схема УКПГ абсорбционной осушки природного газа.

а — технологическая линия; *б* — план размещения оборудования; *А* — абсорбер; *П* — печь; *АВО* — аппарат воздушного охлаждения; *НР* — насыщенный раствор ДЭГа; *РР* — регенерированный раствор ДЭГа; *Др* — дренаж; *Д* — дроссель; *Р* — расходомер; *ПКК* — приборы для контроля за качеством подготовки газа; *УР* — установка регенерации ДЭГа; *МА* — модуль абсорбционной установки осушки природного газа; *Е* — емкости; *ББ* — блок-боксы; *ББ0* — операторная

Температура в абсорбере должна поддерживаться в пределах от 15 до 20 °С. Нижний предел ограничен вязкостью раствора: при температуре ниже 10 °С вязкость сильно увеличивается и ДЭГ становится малоподвижным. Верхний предел ограничен большими потерями ДЭГа от испарения при температурах более 35 °С.

Газ из УППГ при 8—9 МПа и 15—20°C подается снизу в абсорбер А (рис. 58). После контакторов и фильтров, расположенных внутри аппарата (иногда фильтры устанавливаются отдельно), газ подается на ГС. На выходе из абсорберов подключают приборы контроля за качеством ПКК (см. главу IV).

Для подачи газа в абсорбер с заданной температурой его могут либо подогревать в печи П, либо охлаждать, например, при помощи аппаратов воздушного охлаждения АВО.

Насыщенный влагой ДЭГ направляется на установку регенерации УР. Высокая концентрация ДЭГа достигается за счет систем атмосферной или вакуумной регенерации.

На УКПГ размещены модули абсорбционной осушки газа МА, блоки (П — подогрева теплоносителя, Е — емкости дренажа и хранения ДЭГа), блок-боксы (операторная, насосов, теплоносителей).

Пуск модуля начинается с установки задвижек в соответствующее положение. В положении «закрыто» должны находиться задвижки: на линии от УППГ, на линии насыщенного раствора НР и дренажа Др, на факельной линии Ф. Отключаются приборы контроля за качеством газа ПКК. Перед пуском в положении «открыто» должны находиться задвижки на линиях: входа в абсорбер А и входа и выхода в печь П или в теплообменник АВО.

Сначала открывают задвижки на факельной линии и линии выхода из абсорбера. Газ из коллектора от ГС поступает в абсорбер и вытесняет газоздушную смесь или остаточный газ. Затем закрывают факельную задвижку и давление в абсорбере поднимается до 6—8 МПа. При этом давлении проверяют на отсутствие пропусков (герметичность) через фланцевые соединения, люк-лазы, сальниковые уплотнения и другие элементы арматуры. Убедившись в герметичности всей технологической линии, открывают задвижку на входе в модуль и поднимают давление до рабочего, которое может достигать 15 МПа.

При помощи дросселя Д устанавливают заданный расход газа через абсорбер.

После этого подключают к абсорберу установку регенерации ДЭГа УР и регулируют режим подачи 99%-ного раствора ДЭГа в верхнюю часть абсорбера. Периодически (автоматически или вручную) осуществляется сброс воды и примесей из абсорбера через дренажную линию Др.

Технологическая линия останавливается следующим образом. Закрывают задвижки сначала на входе, затем на выходе из линии. Сбрасывают газ через факельную линию. Отключают установку регенерации и приборы ПКК. Убедившись по манометрам в том, что давление в линии равно атмосферному, можно приступить к каким-либо ремонтным работам на линии.

Адсорбционная сушка природного газа

Применяется на месторождениях Крайнего Севера, когда точка росы должна быть не выше -25°C . В качестве осушителей

(адсорбентов) используют цеолиты, окись алюминия и силикагель.

В типовой схеме установка состоит из четырех адсорберов, двух печей подогрева газа регенерации (основной и резервной) теплообменников, холодильников, сепараторов газа регенерации (рис. 59).

Процесс осушки осуществляется циклически в каждом аппарате. Газ от УППГ поступает на УКПГ, где направляется в два

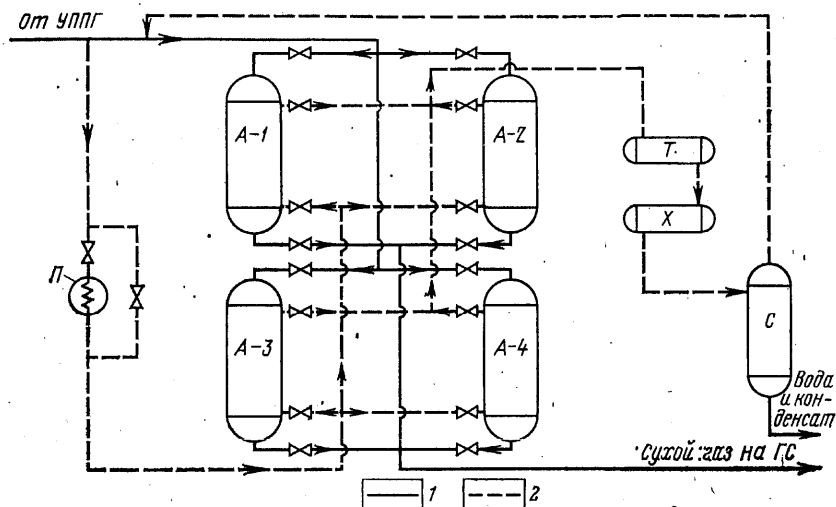


Рис. 59. Схема адсорбционной осушки природного газа на УКПГ.

A — адсорберы; П — печь; Т — теплообменники; Х — холодильник; 1 — движение газа при адсорбции и десорбции.

из четырех адсорберов. В адсорбере, проходя сверху вниз (цикл адсорбции), газ осушается и направляется на ГС.

В это же время в двух других адсорберах происходит регенерация (восстановление) адсорбента. Для этого часть осушенного газа пропускают через печи П, подогревают до $+240^{\circ}\text{C}$ и уже снизу вверх пропускают через адсорберы. Газ поглощает влагу, осушает адсорбент и насыщенный парами воды проходит теплообменник Т, а затем холодильник Х, где охлаждается до $40\text{—}90^{\circ}\text{C}$. Жидкость, выделившаяся из газа регенерации, отделяется от газа в сепараторе С.

Газ регенерации после сепаратора С подается на УППГ в поток на входе в сепараторы первой ступени С-1 и таким образом вновь включается в цикл. После регенерации адсорбент охлаждают осушенным газом, движущимся сверху вниз (на схеме не показано). Цикл адсорбции длится 12 ч, регенерации — 6 ч, охлаждения — 6 ч. Возможны циклы другой продолжительности.

Пуск установки начинают с подготовительных работ. Проверяют полное отключение линий регенерации и охлаждения газа. Закрывают задвижки на входе в адсорберы. Включают печи обогрева. Заполняют адсорберы газом из коллектора (линия от ГС). Затем прогревают адсорберы горячим газом до тех пор, пока температура на выходе достигнет 14—20 °С. После этого отключают систему обогрева. Открывается задвижка на линии от УППГ. Запуск в работу каждого адсорбера проводится постепенным открытием кранов для впуска газа, чтобы предотвратить разрушение и унос адсорбента.

После пуска адсорбера регулируют расход газа через него. Переключение адсорберов на соответствующие циклы проводится в соответствии с графиком работы установки.

§ 5. ГОЛОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ГС

Назначение, оборудование и технологические схемы ГС зависят от схемы сбора газа и конденсата.

При централизованной схеме сбора, когда на УППГ получают товарную продукцию, ГС предназначены для сбора, замера, контроля за кондиционностью и регулирования подачи газа и конденсата в трубопроводы. Поэтому на ГС размещают модули сбора и замера, блоки и блок-боксы для предотвращения гидратообразования и определения кондиционности газа и конденсата, регулировочную арматуру, диспетчерскую и т. д. Вблизи ГС размещают здания административно-производственных служб, мастерские, гаражи, пожарную.

В период компрессорной эксплуатации в состав ГС включают промышленную дожимную компрессорную станцию ПДКС. На ПДКС могут устанавливать поршневые компрессоры, центробежные нагнетатели, перспективно использование винтовых компрессоров с приводом от авиационных турбин. Число машин может достигать нескольких десятков, с суммарной степенью сжатия 5—9, в отдельных ступенях 1,7—2,4. Давление на приеме могут снижать до 0,3—1,2 МПа, а на выкиде до 6—8 МПа (при подаче газа в магистральный газопровод) или 0,5—1,5 МПа (при подаче газа местным потребителям).

При децентрализованной схеме сбора, когда на УППГ не полностью обрабатывают газ, назначение и состав ГС более сложные. В этом случае ГС предназначены в первую очередь для окончательной обработки газа с целью получения товарной продукции. На ГС устанавливаются блоки холодильных машин или турбодетандеров (при низкотемпературной сепарации), абсорбционные или адсорбционные установки, установки стабилизации конденсата и компримирования газов стабилизации. Как и при централизованной схеме сбора, на ГС размещаются модули сбора и замера, блоки контроля и регулирования и т. д. В период компрессорной эксплуатации здесь сооружается ПДКС.

Таким образом, при централизованной схеме сбора состав ГС проще УКПГ, при децентрализованной — значительно сложнее.

Обслуживают ГС и ПДКС специальные бригады, в составе которых может быть от трех до 15 операторов.

§ 6. СОДЕРЖАНИЕ ТРУДА ОПЕРАТОРОВ

Основная работа операторов состоит в поддержании заданных режимов эксплуатации комплекса сооружений основного производственного назначения и отдельных модулей, блоков, блок-боксов, включающих в себя промысловое оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации при соблюдении требований охраны труда и окружающей среды. Оператор также предупреждает и устраняет неполадки в работе оборудования.

Рабочим местом оператора является зона приложения труда, оборудованная и оснащенная всем необходимым для выполнения производственного процесса или его части.

Оператор по добыче газа обслуживает совокупность рабочих мест, расположенных на следующих основных объектах промысла: скважины с прилегающей территорией; промысловые коммуникации с арматурой; установки первичной подготовки и комплексной подготовки газа.

Оператор обслуживает блоки и блок-боксы, установленные на УППГ и УКПГ регенерации и хранения ингибиторов, насосную, электрощитовую, арматурную, операторную и т. д.

Рабочие места оснащены набором инструментов, приспособлений и материалов, необходимых для выполнения определенных работ, а также для ухода за оборудованием и поддержания чистоты и порядка на обслуживаемых объектах. На рабочих местах имеются различные ключи (разводные, цепные, газовые, накидные), набор слесарных и плотничьих инструментов, сальниковые набивки, прокладки, обтирочные материалы и т. д.

Основные работы, выполняемые операторами на рабочих местах

Промысловые коммуникации

Обход, осмотр, проверка состояния трубопроводной арматуры. Проверка наличия пропусков и утечек газа и конденсата.

Проверка исправности КИП и средств автоматизации, запись показаний приборов.

Обнаружение и устранение гидратных пробок.

Ввод в шлейфы и коллекторы ингибиторов коррозии и гидратообразования.

Подтягивание и набивка сальниковых уплотнений, смена манометров и термометров.

Содержание трассы в соответствии с правилами техники безопасности и санитарными нормами (ликвидация замазученности, карантинных и других сорняков, покраска арматуры и т. д.).
Участие в ремонтных работах.

Площадка установки первичной подготовки газа УППГ (см. рис. 56)

Поддержание заданного технологического режима сепарации.
Пуск и остановка модулей сбора, замера и сепарации.
Осмотр и проверка состояния оборудования, запорной и регулирующей арматуры.
Проверка работы средств автоматизации и сигнализации. Переход при необходимости на ручное управление.
Снятие показаний контрольно-измерительных приборов.
Устранение пропусков в сальниковых уплотнениях, во фланцевых и резьбовых соединениях.
Набивка уплотнительных смесей в краны и задвижки.
Проверка и смена штуцеров, предохранительных устройств, манометров и термометров.
Предупреждение и ликвидация гидратообразования.
Выполнение работ по защите оборудования от коррозии.
Подготовка технологических линий и оборудования к ремонту и участие в его ремонте и замене.
Периодический замер производительности и содержания жидкости в продукции скважин.

Площадка установки комплексной подготовки газа УКПГ (см. рис. 57)

При эксплуатации УКПГ оператор выполняет такой же комплекс работ, как и на УППГ, только оборудование другое. Дополнительно к этому проводятся следующие работы.

Низкотемпературная сепарация газа:

- 1) пуск, остановка и регулировка режима модуля НТС (МНТС);
- 2) регулирование и контроль за работой эжектора (Э);
- 3) контроль за вводом в технологическую линию газа и конденсата, идущих от УППГ;
- 4) регулирование и контроль за работой установки по стабилизации конденсата (КС);
- 5) контроль за температурным режимом теплообменников Т-1 и Т-2 и вводом в них ингибиторов гидратообразования;
- 6) регулирование и контроль за работой системы распределения ДЭГа (СР);
- 7) обслуживание дополнительных источников охлаждения газа;
- 8) поддержание заданной температуры обогрева низкотемпературного сепаратора;

9) периодическое определение качества продукции УКПГ при помощи соответствующих приборов (ППК).

Адсорбционная осушка газа (см. рис. 59):

1) регулирование и контроль за работой печи обогрева или аппаратов воздушного охлаждения (П или АВО);

2) контроль за концентрацией насыщенного и регенерированного растворов ДЭГа (НР и РР);

3) периодический сброс дренажной жидкости из абсорберов;

4) контроль за качеством осушенного газа приборами «Конденсат» и «Харьков».

Адсорбционная осушка газа (см. рис. 59):

1) своевременное и четкое переключение адсорберов на соответствующий цикл работы (осушка — регенерация — охлаждение);

2) регулирование температурного режима процессов адсорбции и десорбции и охлаждение адсорберов;

3) регулирование и контроль за режимами эксплуатации печей, теплообменников и холодильников (П, Т, Х);

4) поддержание заданного режима сепарации и сброса жидкости (С);

5) контроль за точкой росы осушенного газа.

Кроме перечисленных операторы выполняют следующие работы:

обслуживают эстакады слива и налива ингибиторов и сантехнических сооружений;

осуществляют прием и сдачу вахт;

поддерживают чистоту и порядок на рабочих местах и в бытовых помещениях, ликвидируют замазученность и сорняки на территории УППГ и УКПГ;

подготавливают и принимают участие в ремонте оборудования, а также в его монтаже — демонтаже;

участвуют в проведении геолого-технологических мероприятий, подготовке к работе в осенне-зимний период, выполнении мероприятий по технике безопасности, охране труда и пожарной безопасности;

проводят окраску оборудования, сбор металлолома, обогрев коммуникаций и оборудования и другие работы;

Ведут техническую и учетную документацию.

При приеме и сдаче вахты оператор, принимающий вахту, знакомится с ходом технологического процесса, заданными режимами эксплуатации и программой текущих работ по обслуживанию, замене и ремонту оборудования. Проводится также передача материальных ценностей (инструмента, аварийного и противопожарного инвентаря и т. д.). При приеме-сдаче вахты операторы совместно обходят и осматривают основное оборудование, установки и приборы по определенным маршрутам. Во время обхода проверяются показатели режима эксплуатации скважин, УППГ, УКПГ, а также отдельных блоков и блок-боксов. Проверяется состояние КИП, средств автоматизации и сигнализации,

освещения, наличие аварийного инструмента и противопожарных средств. Результаты осмотра записываются в вахтенный журнал. О неполадках сообщается мастеру или инженеру.

Поддержание чистоты и порядка на рабочих местах необходимо не только для выполнения санитарно-гигиенических требований, но и для безопасного ведения работ и противопожарной безопасности. Зеленые насаждения на площадках промышленных сооружений защищают от ветра, пыли и наносов, а также способствуют снижению усталости, благотворно влияют на нервную систему, улучшают состав воздуха.

Рекомендуется внутреннее озеленение помещений (операторной и др.) — декоративный элемент их интерьера, а также фактор, улучшающий состав воздуха, снижающий нервно-психологическое и зрительное утомление. Озеленение и благоустройство территории промысла осуществляются только по проектам, составленным в соответствии со специальными нормативными документами.

Подготовка и участие в ремонте оборудования и его монтаже-демонтаже проводятся с участием операторов по многим причинам. Оператор знает назначение, особенности конструкции и правила монтажа-демонтажа. Кроме того, оператор будет эксплуатировать установленное оборудование, поэтому ему надо не только знать, но и видеть процесс монтажа и устройство узлов, соединений, прокладок и т. д.

Геолого-технические мероприятия проводятся на скважинах при увеличении производительности или ремонтах ее наземного и подземного оборудования. Остановка скважины, управление потоками газа, пуск в эксплуатацию обязательно должны проводиться только оператором по добыче газа или при его участии.

Окраска оборудования, зданий и сооружений — эффективное средство ориентации в производственной среде, предупреждение травматизма и обеспечение оптимальных психофизических условий труда. Для окраски оборудования с целью обозначения его функций и условий безопасного обслуживания используются в основном следующие цвета: красный — «стой», запрещение, явная опасность; желтый — внимание, возможная опасность; зеленый — безопасность; синий — информация.

Перед применением красок необходимо предварительно проверить их цвет на пробных образцах не только при естественном (дневном), но и при искусственном свете, так как искусственное освещение может менять цвет. Всем окрашиваемым поверхностям необходимо придавать матовую фактуру, чтобы не было отражений, слепящих глаза.

Основное оборудование (трубопроводы, сепараторы, абсорберы и адсорберы, теплообменники и др.) окрашивают в серебристый цвет. В красный цвет окрашивают предохранительные устройства, паропроводы или линии горячего теплоносителя, штурвалы задвижек, части оборудования, опасные в отношении травм, пожарный

инвентарь. В желтый окрашивают ингибиторопроводы, ограждения опасных мест, в зеленый — водопроводы.

Дренажи и продувки отмечают кольцами: конденсата — красными и синими; горячей воды — красными и желтыми. При окраске трубопроводов необходимо выполнять следующие правила.

Не допускается различная окраска одного и того же трубопровода, проходящего по нескольким помещениям.

На трубах должны наноситься стрелки, указывающие направление движения рабочего агента, в случае же движения при работе в обе стороны наносятся две стрелки.

Для удобства ориентировки цветные кольца наносятся перед входом и после выхода из стены (земли), а также по обе стороны запорной арматуры.

Расстояние между цветными кольцами в зависимости от местных условий должно быть от 1 до 5 м при ширине 50 мм (диаметр трубы до 150 мм), 70 мм (при $D_n = 150-300$ мм) и 100 мм (при $D_n \geq 300$ мм).

Особо важно правильно оформлять склад хранения метанола и других ядовитых и вредных веществ. Цветовое оформление должно постоянно напоминать об опасности этих веществ при неправильном обращении с ними. В этих целях используется желтый цвет в сочетании с черным.

В желтый цвет окрашиваются крышки приемо-раздаточных колодцев (воронок), емкостей для хранения ядовитых веществ, предупреждающая табличка на входе в склад. Справа от входа устанавливается щит, на котором изображены череп и скрещенные кости и делается надпись, например, «Метанол — яд. Огнеопасно!». Ниже надписи помещается текст о токсических свойствах ядовитого вещества. Изображение, надписи и текст выполняются черным цветом. Столбы ограждения окрашиваются в желтый цвет, а колючая проволока — в черный.

Техническая и учетная документация предназначена для отражения трудовой и технологической деятельности обслуживающего промысел персонала, а также для контроля и учета технологии производственных процессов, расхода материалов, электроэнергии и т. д. Формы и объемы документации разрабатываются с учетом местных условий и утверждаются соответствующими инстанциями.

В число основных документов обычно входят следующие: технологическая схема УППГ, УКПГ, отдельных блоков, блок-боксов с указанием регулирующих и запорных устройств, которыми часто пользуется оператор;

таблицы технологических режимов скважин, установок промышленной обработки газа;

должностные инструкции и график дежурств;

сборник правил и инструкций по обслуживанию и ремонту оборудования, сооружений, установок и в целом модуля, блоков, блок-боксов;

Инструкция по технике безопасности и противопожарным мероприятиям;

журналы, отражающие параметры производственного процесса (скважин и оборудования);

журналы, отражающие состояние оборудования: отказов, ремонтов и пуска оборудования, приборов и устройств;

журналы контроля за качеством и составом добываемой продукции (газа и конденсата) и ингибиторов гидратообразования и коррозии;

документация по технике безопасности;

журналы расходов ингибитора и других материалов;

Вахтовый журнал.

Некоторые данные фиксируются в документации во время вахты, в основном же документация заполняется при приеме-сдаче вахты.

На полностью автоматизированных промыслах количество документации небольшое и в основном контрольного назначения.

§ 7. ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА ОПЕРАТОРОВ

Численность операторов, обслуживающих основные промышленные сооружения (УППГ, УКПГ и др.), устанавливается по действующим нормативам. На вахте может работать от двух до 15 операторов, в зависимости от состава и сложности сооружения. График выхода на работу устанавливается администрацией по согласованию с профсоюзной организацией. В течение вахты оператору приходится периодически находиться на нескольких рабочих местах, расположенных в различных местах промысла и отличающихся своим производственно-техническим назначением.

В то же время содержание работ на различных местах имеет много общего. К таким работам относятся следующие.

Обход и проверка состояния оборудования, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, КИП, средств автоматизации.

Снятие показаний приборов с последующей записью в журналы и передачи данных диспетчеру.

Набивка сальниковых уплотнений, смазки кранов, подтягивание фланцевых и резьбовых соединений.

Смена манометров, термометров, диафрагм, картограмм.

Управление задвижками, кранами, вентилями с целью регулирования технологического процесса, переключение линий, измерения и т. д.

Мелкий ремонт запорной и регулирующей арматуры.

Все эти работы характеризуются сравнительно небольшой повторяемостью. Вопросам рационального расположения на рабочем месте инструмента и приспособлений необходимо уделять внимание. Основное внимание уделяется выбору рационального маршрута и периодичности обхода рабочих мест, соблюдению не-

Вид работы	Службы (подразделения) ГПП, выполняющие работы	Порядок обслуживания
1. Промыслово-исследовательские и лабораторные работы (исследования подключенных к УКПГ скважин, отбор проб и др.)	Геологическая служба	В соответствии с утвержденными квартальными технологическими режимами работы скважин и месячными планами работ
2. Подземный и капитальный ремонт скважин, подключенных к УКПГ	Цех (контора, участок) ПКРС	В соответствии с утвержденным планом-графиком, составленным на основании заявок ОПС
3. Ремонт, обслуживание и замена всего газопромыслового оборудования; изготовление и восстановление запчастей: опресовка сосудов и трубопроводов	Механо-ремонтная служба (МРС)	По утвержденным графикам и месячным планам работ, а в неотложных случаях по распоряжению ПДС
4. Обеспечение электроэнергией; эксплуатация, ремонт, обслуживание, замена, регулировка и испытание всего электрооборудования и линий электропередач	Служба энергоснабжения (СЭС)	По утвержденным графикам и месячным планам работ, а в неотложных случаях по распоряжению ПДС
5. Эксплуатация, ремонт, межремонтное обслуживание, замена и наладка контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации	Служба автоматизации производства (САП)	По утвержденным графикам и месячным планам работ, а в неотложных случаях по распоряжению ПДС
6. Внедрение новой техники	ЦПКРС, МРС, СЭС, САП	В соответствии с утвержденным планом внедрения новой техники
7. Доставка на УКПГ и скважины различных грузов, перевозка операторов к месту работы и обратно	Автотранспортная колонна (АТК)	По ежедневным разрядам, составляемым на основании заявок ОПС и утвержденному графику-маршрута движения транспорта для перевозки вахт
8. Материально-техническое снабжение	Центральный склад или его филиалы (через ОПС)	На основании лимитно-заборных карт

обходимой последовательности выполнения операций и правильному разделению объема работ между членами вахты.

В течение вахты рекомендуется планировать такие маршруты, по которым могут двигаться одновременно все члены вахты, за исключением одного-двух, находящихся в это время в блок-боксах операторного и автоматического управления. Задача этих чле-

Предприятие: ПДС Объединения Надымгазпром		Карта организации труда оператора		Цех: Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)	
I. Исходные данные	Производственное	Форма организации труда	Нормы труда	Оплата труда	
	Поддержание рабочего режима УКПГ для осуш- ки и очистки газа.	Сменная (вахтовая) с 12-часовым рабочим днем и двумя выходными после двух дней работы.	«Нормативы численности рабочих га- зодобывающих предприятий»		Повременно-премиаль- ная (северная надбавка, поясной коэффициент)
		Разделение функций	Утверждено 22/1 1972 г.		
		1. Начальник смены. 2. Старший оператор. 3. Оператор по добыче газа.	Проектные технико-экономические показатели Снизить себестоимость каждых 1000 м ³ газа на 0,5%. Довести коэффициент эксплуатации фонда скважин до 0,97.		

II. Трудовой процесс

Содержание труда		График рабочего дня
Обслуживаемые объекты	Выполняемые работы	
1. Технологические цехи 1, 2, 3, 4. 2. Газокомпрессорная. 3. Газоохладительная. 4. Вентиляционная камера. 5. Цех печей «BORN». 6. Цех газоредуцирования. 7. Цех подогревателей гликоля. 8. Цех компрессоров воздуха.	<p>1. Оператор-информатор:</p> <p>а) контроль за показаниями установленных на пульте контрольно-измерительных приборов;</p> <p>б) поддержание режима работы через пульт управления;</p> <p>в) передача информации на ПДС;</p> <p>г) заполнение журналов с регистрацией режима работы.</p> <p>2. Оператор:</p> <p>а) пуск установки и переключение скважин;</p> <p>б) осмотр и проверка состояния оборудования запорной и регулирующей арматуры в технологических цехах;</p> <p>в) профилактика факельного хозяйства, продувка факельной линии;</p> <p>г) мелкий ремонт запорной и регулирующей арматуры;</p> <p>д) контроль и регулирование режима адсорбции газа;</p> <p>е) набивка уплотнительной смеси.</p>	<p>1. Прием вахты.</p> <p>2. Передача показаний работы установки диспетчеру ПДС.</p> <p>3. Текущий ремонт и устранение неисправностей.</p> <p>4. Визуальный осмотр технологического оборудования.</p> <p>5. Перевод установки с одного режима работы на следующий.</p> <p>6. Заполнение сменной документации.</p> <p>7. Сдача вахты.</p>
		Раз в смену
		»
		Через 1 ч
		»
		Через 20 ч
		Раз в смену
		»
		При неисправности
		Раз в смену
		При неисправности

III. Рабочее место	Пространственная организация участка	Рабочее место оператора		IV. Обслуживание второго порядка
		1. Пульт управления с вынесенными на него приборами. 2. Основные и вспомогательные цехи и помещения.	Оснащение труда	Средства связи
Инструмент для устранения неисправностей; специальные газовые наборы	Телефон, селекторная с подразделениями и службами.			

V. Условия труда	Факторы	Характеристика	Средства защиты и облегчения	VI. Требования к исполнителю работ
	1. Освещение. 2. Температура. 3. Влажность 4. Норма шума 5. Загазованность. 6. Окраска: а) основной цвет; б) функциональный; в) вспомогательный.	50—150 лк $21 \pm 2^\circ\text{C}$ $50 \pm 10\%$ 80 Дб Алюминиевый Красный Желтый Зеленый Синий	Нормальная, общая. Допустимая Допустимая Допустимая Допустимая Согласно нормативам	Наушники, защищающие от шума. Противогаз. Фартук прорезиненный. Тележка. Козлы металлические, деревянные

нов вахты — управлять технологическим процессом, координировать работу операторов на территории и поддерживать связь с центральной диспетчерской. Маршруты обхода выбираются, исходя из конкретных условий. При этом рекомендуется придерживаться следующих принципов.

Маршрут 1 должен проходить по ходу технологической линии, осматриваться должны основное оборудование и главные узлы регулирования процесса (теплообменники, сепараторы, абсорберы и адсорберы, регулируемые штуцеры).

Маршрут 2 должен охватывать установки регенерации ДЭГа, стабилизации конденсата, узлы распределения ДЭГа и абсорбента.

Маршрут 3 должен обеспечить контроль за емкостями, разделителями, складами и т. д.

Маршруты должны быть хорошо отработаны по содержанию работ, срокам, протяженности и оставаться определенное время неизменными. Операторы должны творчески подходить к выработке наиболее рациональных маршрутов с учетом личного опыта и особенностей состояния оборудования и приборов.

Промысловые сооружения обслуживаются не только операторами по добыче газа, но и работниками вспомогательных служб и подразделений. Взаимодействию с работниками этих служб оператор должен уделять большое внимание. Основой взаимодействия должны быть плановость, комплектность, профилактические и ремонтные работы.

Примерный порядок обслуживания по работам основных видов приводится в табл. 9.

Для оперативной связи операторов, с руководством промысла, производственно-диспетчерской и другими службами промысла на промыслах применяют телефонную и радиосвязь. На площадках УППГ и УКППГ применяют громкоговорители.

Полный комплекс работ, условий труда и требований к оператору перечислен в «Карте организации труда оператора», составленной объединением Надымгазпром (табл. 10).

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛОВ**

Система автоматизации — часть технического обустройства каждого газового и газоконденсатного промысла. Назначение системы: автоматическое регулирование, дистанционный контроль и управление технологическими процессами добычи газа и конденсата. При этом обеспечивается оперативность контроля и управления рассредоточенными объектами промысла, повышается безопасность и безаварийность работы технологического оборудования, улучшаются условия труда промысловиков.

Для типовых технологических схем применяют унифицированные средства автоматизации общепромышленного назначения и специально созданные для промыслов (клапаны-отсекатели, регуляторы, влагомеры, анализаторы содержания конденсата в газе и др.).

Система автоматизации промысла состоит из средств контроля, регулирования и управления.

К средствам контроля относятся датчики давления, температуры, расхода, уровня, влажности газа и т. д.

Регулирование промысла осуществляется дистанционно-управляемыми и автоматически действующими регуляторами (уровня, расхода, давлений, температур и т. д.) и запорными устройствами (клапаны-отсекатели, клапаны запорные и т. д.). Применяются также средства сигнализации об отклонениях параметров от заданного технологического процесса или аварийной ситуации (сигнализаторы уровня, давления, температуры и т. д.).

Управление осуществляется при помощи систем управления отдельными модулями и блоками УКПГ, УППГ, ГС. К ним относятся системы «Импульс-2», телемеханики ТМ-301, «Свеча-1» и «Свеча-2». В эти системы составными частями входят системы автоматической подачи и регулирования диэтиленгликоля «ДЭГАЗ-1», контроля и управления газосборными пунктами «Сигнал-2» и др.

Контроль на газовом или газоконденсатном промысле — это периодическое или непрерывное измерение, автоматическая или ручная запись показателей процесса добычи и обработки газа и конденсата. Контролируют давление, температуру, расходы, уровни жидкости, качество получаемой продукции. Контролируются как основные (сепарация, адсорбция и абсорбция, режим скважины), так и вспомогательные (регенерация абсорбентов, обогрев или охлаждение газа) процессы.

Регулирование — это поддержание заданных режимов эксплуатации скважины и процессов комплексной подготовки газа изменением расходов, давлений и температур с помощью регулирующих устройств.

Управление на промысле — это выбор рациональных режимов и потоков газа, обеспечивающих надежность газоснабжения поддержанием необходимой производительности промысла при заданном качестве товарной продукции промысла.

На промыслах применяют типовые панели и пульта с регистрирующими, показывающими и сигнализирующими приборами в блочном исполнении.

С целью сокращения числа приборов на центральном щите применяют общие показывающие и регистрирующие приборы с автоматическим и ручным подключением их к контролируемым точкам для одинаковых параметров (расход, давление, температура и др.).

§ 1. ЭЛЕМЕНТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОМЫСЛОВ

К ним относятся датчики, автоматические регуляторы, вторичные приборы, запорные и регулирующие устройства.

Датчики и вторичные приборы

Для определения параметров в заданных точках технологической схемы промыслов используют датчики.

Датчик — измерительный элемент, воспринимающий контролируемый параметр и преобразующий его в сигнал, удобный для передачи на расстояние. Параметр, воспринимаемый датчиком, называется входным, сигнал для передачи — выходным. Выходные сигналы (электрические, пневматические) стандартизированы. Датчики на промыслах эксплуатируются в сложных условиях (высокие давления, агрессивные среды, вибрация, атмосферное воздействие). Датчики давления, температуры и расхода и вторичные приборы основных типов описаны в главе IV.

Датчики уровня жидкости используют в системах автоматического сброса жидкости из сепараторов, абсорберов и адсорберов, разделителей, конденсатосборников и другого оборудования промыслов. На промыслах применяют уровнемеры буйковые, сигнализаторы и датчики уровня жидкости.

Уровнемеры буйковые УБ-П и УБ-Э позволяют преобразовывать изменение уровня жидкости в пневматический или электрический сигнал соответственно. Чувствительным элементом датчика служит поплавок (бук). При помощи рычага бук соединен с пневматическим преобразователем. При изменении уровня жидкости бук перемещается, воздействует на преобразователь, который выдает пневматический или электрический сигнал.

Сигнализатор уровня жидкости двухпредельный СУ-ЗБ предназначен для сигнализации при достижении жидкостью заданного верхнего и нижнего уровней. Чувствительным элементом также служат два буйка, выталкивающая сила которых воздействует на пружину, перемещающую шток с магнитом. В верхнем положении магнит замыкает верхний магнитоуправляемый контакт, в нижнем — нижний. В обоих случаях во вторичной цепи появляется сигнал о положении уровня.

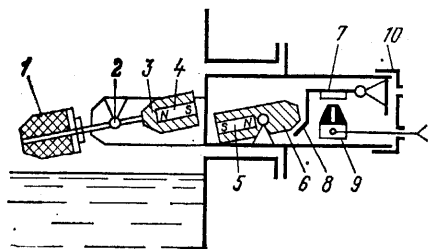


Рис. 60. Пневматический датчик уровня жидкости.

1 — поплавок; 2 — коническая осевая опора; 3 — противовес; 4, 5 — магниты; 6 — рычаг; 7 — заслонка; 8 — коромысло; 9 — сопло; 10 — камера корпуса

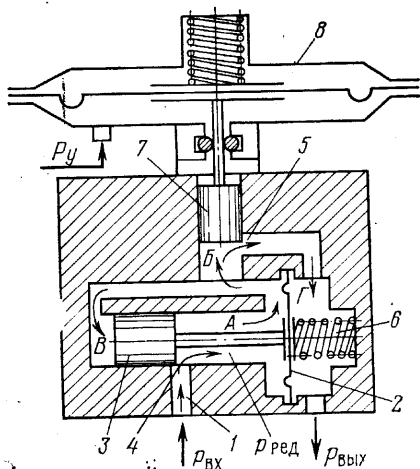


Рис. 61. Регулятор расхода жидкости РРЖ-1.

1 — канал входа жидкости; 2 — мембрана; 3 — поршень; 4 — дроссель; 5 — впускное отверстие; 6 — пружина; 7 — плунжер; 8 — мембранный пневмопривод; А—Б — камеры

Датчики уровня жидкости с пневматическим ДУЖП-200 (рис. 60) и электрическим ДУЖЭ-200 выходами применяются при давлениях до 20 МПа. Чувствительный элемент — поплавок 1, закрепленный на рычаге. На другом конце рычага расположен противовес 3 с магнитом 4. Рычаг свободно проворачивается на конической осевой опоре 2. Пневмопреобразователь состоит из постоянного магнита 5, закрепленного на рычаге 6, заслонки 7 с коромыслом 8 и сопла 9. Камерой корпуса 10 пневмопреобразователь изолирован от воздействия давления рабочей среды.

Датчик фиксирует два положения уровня: нижнее и верхнее. В нижнем положении (см. рис. 60) магнит поплавка воздействует на магнит преобразователя, который поднимается вверх, и коромысло 8 с заслонкой 7 открывает сопло 9. Давление в линии сопла снижается до атмосферного. При верхнем положении поплавка заслонка закрывается и давление в системе поднимается до давления питания.

Датчик уровня ДУЖЭ-200 отличается тем, что в нем вместо управляющего элемента «сопло-заслонка» применен магнитоуправляемый контакт.

Автоматические регуляторы

Регуляторы, как и датчики, воспринимают воздействие изменяемого параметра (давления, расхода, уровня), сравнивают степень соответствия с заранее заданной командной величиной и при их расхождении воздействуют на регулирующий орган, с помощью которого устанавливается соответствие регулируемого параметра заданному. Степень несоответствия сводится к нулю. Регуляторы давления, расхода, уровня и температуры описаны в главе III.

В качестве регуляторов расхода ингибиторов и абсорбентов используют регуляторы расхода жидкости типа РРЖ, датчики расхода типа ДР.

Регулятор расхода жидкости РРЖ-1 поддерживает расход жидкости, пропорциональный командному управляющему давлению (рис. 61). Регулятор обеспечивает постоянный расход ингибитора при колебаниях давления жидкости на его входе и выходе. Это особенно важно, когда ингибитор подается в газовые потоки с различными давлениями от одного насоса. Ингибитор от насоса по каналу 1 поступает в регулятор перепада давления, чувствительным элементом которого служит мембрана 2, а регулирующим органом — поршень 3 (см. рис. 61). Поршень перекрывает впускное отверстие 4, сопротивление которого приводит к снижению давления от $p_{вх}$ до $p_{ред}$.

Из камеры А жидкость поступает в камеры В и Б. Из камеры Б через отверстие 5 жидкость поступает в камеру Г и далее по трубопроводу в газовый поток. Давление $p_{ред}$ действует на мембрану 2 и на пружину 6, усилие которой и определяет перепад давления на дросселе 5. При изменении входного давления изменяется расход жидкости через отверстие 4, при этом изменяется сопротивление дросселя 5, а следовательно, и $p_{ред}$. В результате равновесие мембранного блока нарушается, поршень 3 перемещается, восстанавливая заданный пружиной перепад давления.

Аналогичный процесс происходит при изменении выходного давления, т. е. давления в газовой линии. Усилие пружины регулируется при помощи резьбовой пробки. Поддержание постоянного перепада давления на дросселе 5 обеспечивает постоянный расход жидкости при постоянном проходном сечении. Дроссель 5 представляет собой щель, прорезанную во втулке. Щель перекрывается плунжером 7, связанным с мембранным пневмоприводом 8. Принцип действия регуляторов РРЖ-2 и РРЖ-3 аналогичен описанному, только в них вместо пневматического используется ручной привод.

Для регулирования на промыслах применяют систему «СТАРТ», которая состоит из регуляторов и функциональных блоков, объединенных в универсальную систему элементов промышленной пневмоавтоматики (УСЭППА). При помощи регуляторов системы «СТАРТ» возможно осуществлять регулирование практически по любому заданному закону.

В газовой промышленности применяют позиционные, пропорциональные, пропорционально-интегральные регуляторы и различные функциональные блоки.

Пропорционально-интегральные регуляторы — ПРЗ.21, ПРЗ.24.

Регулятор соотношения ПРЗ.23 автоматически поддерживает заранее заданное соотношение двух параметров, воздействуя на один из них.

Регулятор ПРЗ.24 автоматически поддерживает соотношение двух параметров, которое корректируется при изменении третьего.

Прибор простейших алгебраических операций ПФ1.1 — простейшее пневматическое вычислительное устройство, выполняющее алгебраическое сложение трех переменных и двух постоянных пневматических сигналов.

Прибор умножения на постоянный коэффициент ПФ1.9 предназначен для умножения пневматического давления p на постоянный коэффициент K .

Прибор ограничения сигнала ПП11.1 предназначен для ограничения максимального или минимального значения входного сигнала, например дебита скважины.

Запорные и регулирующие устройства

Запорные клапаны применяют в системах двухпозиционного регулирования, регулирующие (см. главу III) — в системах непрерывного регулирования.

Запорные клапаны используют для регулирования уровня жидкости в разделителях жидкости, сепараторах, абсорберах и адсорберах.

Клапан К43П (рис. 62) состоит из корпуса 1, в котором установлено седло с уплотняющим фторопластовым кольцом 3 и стаканом 9 с отверстиями для прохода среды. Эти элементы образуют основной затвор клапана. В стакане расположен плунжер 4, соединенный со штоком 10. В нижней части плунжера 4 установлены седло 5 и фторопластовое уплотняющее кольцо 6, которое совместно со штоком 10 образует вспомогательный затвор клапана.

Для перемещения штока и связанного с ним плунжера служит привод, состоящий из стойки 12, крышки 15, мембраны 14, штока 11 и пружины 16. Воздух под давлением от регулятора подводится в подмембранную полость привода через штуцер 13. Когда давление равно нулю, мембрана под действием пружины 16 находится в крайнем нижнем положении (см. рис. 62).

Усилие сжатия пружины обеспечивает уплотнение седла 5. Давление среды, передаваемое через верхнее отверстие в стакане 9, обеспечивает уплотнение седла 2. Для регулирования усилия пружины 16 и обеспечения плотности вспомогательного затвора служит винт 17. Клапан открывается в результате создания давления

(0,14 МПа) в рабочей полости привода. Под действием давления мембрана 14 со штоками 11 и 10 перемещается вверх, проходное отверстие в седле 5 открывается и полость под плунжером 4 соединяется с выходом клапана. Вследствие того, что диаметр отвер-

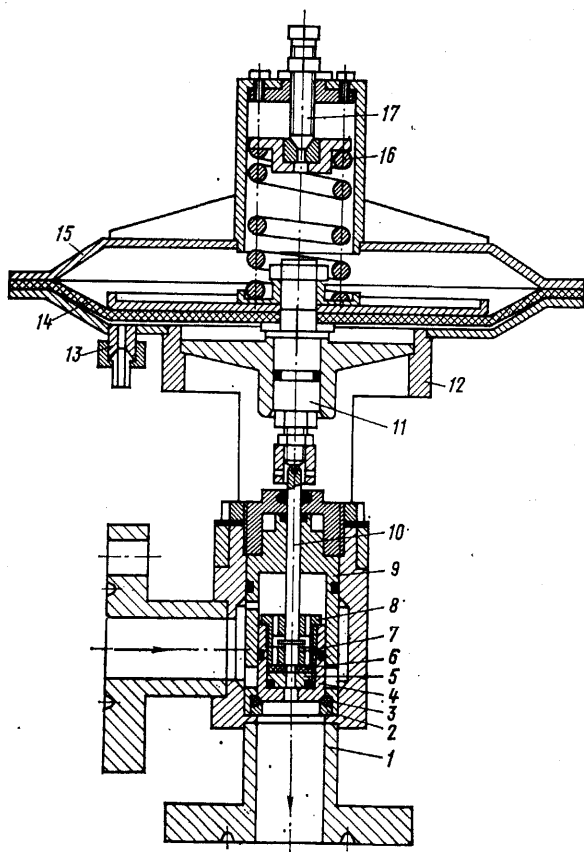


Рис. 62. Запорный клапан К43П.

1 — корпус клапана; 2 — седло; 3, 6 — кольца уплотняющие фторопластовые; 4 — плунжер; 5 — седло; 7 — муфта; 8 — гайка нажимная; 9 — стакан; 10, 11 — штоки; 12 — стойка; 13 — штуцер; 14 — мембрана; 15 — крышка; 16 — пружина; 17 — винт

стия в седле 5 больше, чем диаметр верхнего отверстия в стакане 9, давление с обеих сторон плунжера практически выравнивается.

Этим обеспечивается разгрузка основного затвора от значительного перепада давления, который создавался сразу при открытии клапана. Дальнейшее перемещение штока 10 приводит к подъему плунжера 4 и открытию нижних отверстий в стакане 9, через которые жидкость поступает в выходную линию клапана. Клапан закрывается после выпуска газа из мембранной полости в атмос-

феру. Под действием силы сжатия пружины мембрана вместе с штоками 11 и 10 перемещается вниз. Шток 10 своим нижним торцом перекрывает отверстие в седле 5 и перемещает плунжер 4 вниз до полного закрытия основного затвора.

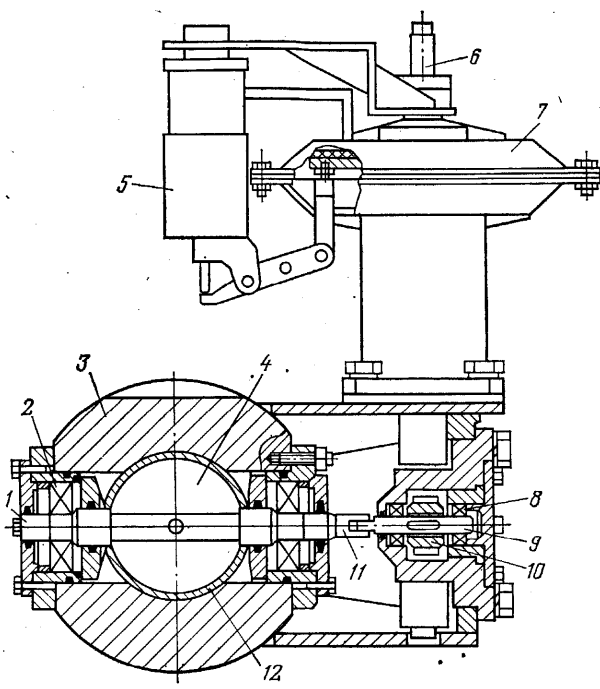


Рис. 63. Регулируемый штуцер ШР-10.

1 — вал; 2, 8 — подшипники; 3 — корпус; 4 — заслонка;
5 — позиционер; 6 — винт; 7 — привод мембранный; 8 —
вал; 9 — шестерня; 10 — сухарь; 11 — втулка.

Уплотнение соединений клапана выполнено кольцами О-образного сечения из маслобензостойкой резины. Применяются также клапаны КЗП, в которых запорным органом служит шарик.

В системах автоматического регулирования дебита скважин в качестве исполнительных механизмов используют штуцеры с пневмоприводами ШРП-1, ШР-10. Штуцер ШРП-1 рассчитан на условное давление 32 МПа и имеет условный проход 100 мм. Штуцер ШР-10 рассчитан на давление 10 МПа и имеет условный проход 200 мм, максимально допустимый перепад давлений на штуцере 2,4 МПа.

Штуцер ШР-10 (рис. 63) состоит из регулирующего устройства и пневматического мембранного привода. В корпусе 3 регулирующего устройства расположен вал 1, на котором закреплена зас-

лонка 4. Вал 1, свободно вращающийся в подшипниках 2, через сухарь 11 соединен с валом 9, вращающимся в подшипниках 8. На валу 9 закреплена шестерня 10, которая находится в зацеплении с зубчатым штоком, соединенным с мембранным приводом 7.

При повороте заслонки 4 внутри втулки 12 образуется проходное сечение, которое зависит от угла поворота заслонки. Заслонка и втулка находятся в потоке газа, проходящем с большой скоростью, поэтому для защиты от эрозии и коррозии применяют специальные покрытия (сормайт).

Мембранный привод 7 состоит из толкателя мембраны, пружины и штока. На приводе закреплен позиционер 5, предназначенный для усиления командного сигнала.

При повышении управляющего сигнала штоки и рейка перемещаются вниз и поворачивают зубчатое колесо 10. При этом рабочий проход увеличивается. При снижении управляющего сигнала проходное сечение уменьшается.

В режиме автоматического и дистанционного управления штуцером винт 6 должен быть полностью вывинчен. Ручное управление осуществляется винтом 6, который при вращении своим торцом давит на мембрану и перемещает зубчатую рейку привода.

На валу штуцера имеется стрелка, указывающая величину проходного сечения штуцера.

Устройства автоматической защиты скважины входят в состав автоматической защиты технологического оборудования. К ним относятся клапаны-отсекатели и дистанционно-управляемые клапаны.

На промыслах применяются клапаны-отсекатели типа К24А и К26А.

Клапан-отсекатель К26А (рис. 64) устанавливается на фонтанной арматуре устья скважины. Он состоит из корпуса 1, трехходового вентиля 2, гидроусилителя и пилотных клапанов 8 и 9.

Внутри корпуса клапана размещается затвор, состоящий из седла 17 и подвижного двухступенчатого поршня 12. Седло имеет отверстия для прохода газа. К нему при помощи винта и клапана 15 крепится уплотняющее фторопластовое кольцо 16.

Между корпусом клапана и подвижным поршнем 12 имеется полость 14, заполненная маслом. Эта полость отделяется от газовой среды уплотнительными кольцами 13. Масляная полость клапана через дроссель 11, трубопровод 10 и пилотные клапаны 8 и 9 сообщается с масляной (правой) полостью гидроусилителя 3.

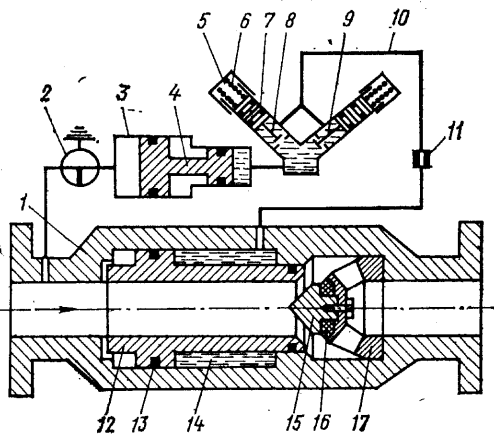
Левая полость гидроусилителя через трехходовой вентиль 2 сообщается с газопроводом (когда вентиль открыт) или с атмосферой (когда вентиль закрыт). Полости гидроусилителя разделены между собой двухступенчатым поршнем 4. Площадь первой ступени (по ходу газа) подвижного поршня 12 больше площади второй ступени. Поэтому усилие, создаваемое давлением газа, отжимает поршень в направлении седла, стремясь выдавить масло

из полости клапана в полость гидроусилителя. В условиях нормального режима переток масла из одной полости в другую перекрыт пилотными клапанами 8 и 9.

При аварийных давлениях один из клапанов открывается и масло выдавливается в гидроусилитель. Поршень перемещается к седлу, торцом прижимается к уплотняющему фторопластовому кольцу 16 и перекрывает газовый поток. Автоматическое закрытие отсекавателя при увеличении давления в трубопроводе обеспе-

Рис. 64. Клапан-отсекатель К26А.

1 — корпус; 2 — вентиль трехходовой;
3 — гидроусилитель; 4 — поршень двух-
ступенчатый; 5 — колпак; 6 — пружина;
7 — плунжер; 8, 9 — клапаны пилотные;
10 — трубопровод; 11 — дроссель; 12 —
поршень; 13 — кольцо уплотнительное;
14 — полость, заполненная маслом; 15 —
клапан; 16 — кольцо уплотняющее фто-
ропластовое; 17 — седло



чивается пилотным клапаном высокого давления 8, внутри которого расположен плунжер 7, сжатый пружиной 6 и колпаком 5. Пружина действует на плунжер с усилием, достаточным для перекрытия потока масла.

При увеличении давления газа возрастает и давление масла под плунжером. Когда давление масла станет выше заданного, созданного сжатием пружины под колпаком 5, плунжер 7 переместится вверх и откроет клапан 8. Масло из клапана начнет перетекать в полость гидроусилителя и подвижный поршень 12 переместится вправо к седлу. Скорость перетока масла через дроссель подобрана так, чтобы клапан закрывался за 5—10 с.

При падении давления газа клапан тоже закрывается, но теперь уже при помощи пилотного клапана 9. Когда давление масла упадет ниже давления настройки, пружина отожмет пилотный клапан 9 и масло из клапана-отсекателя будет перетекать в гидроусилитель, и поршень 12 закроет проходное сечение потока газа.

Таким образом, пилотные клапаны 8 и 9 открываются по-разному: клапан 8 при отжатии пружины за счет высокого давления масла в гидроусилителе, клапан 9 — наоборот, за счет распрямления пружины при низком давлении масла.

Открывается отсекаватель только вручную. Для этого трехходовым вентилем 2 левую полость гидроусилителя сообщают с газопроводом (см. рис. 64). Под действием давления газа поршень

смещается вправо и в масляной полости гидроусилителя создается давление, под действием которого открывается пилотный клапан. Из гидроусилителя по трубопроводу 10 масло перетекает в полость отсекателя и отжимает поршень 12 от седла 17. Назначение гидроусилителя — открытие клапана-отсекателя при ручном управлении при помощи вентиля 2.

Дистанционно-управляемые клапаны применяют для закрытия скважин, при переключении на замерный сепаратор и т. д. Применяют прямоточные клапаны К24П и К56П.

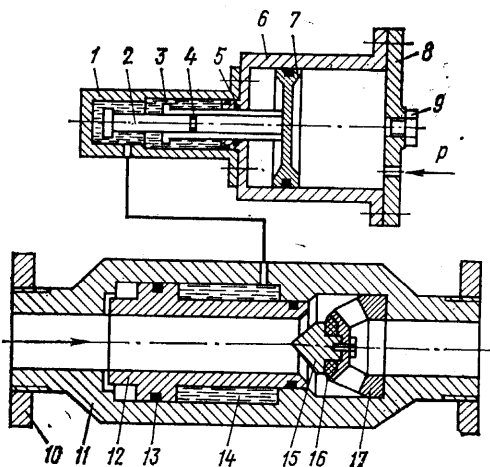


Рис. 65. Клапан управляемый К65П.

1, 6 — цилиндры; 2 — хвостовик; 3 — втулка; 4, 5, 13 — кольца резиновые; 7, 12 — поршни; 8 — крышка; 9 — пробка; 10 — фланец; 11 — корпус; 14 — полость, заполненная маслом; 15 — клапан; 16 — кольцо уплотняющее фторопластовое; 17 — корпус обтекаемого седла

Клапан К24П рассчитан на условное давление 32 МПа и имеет диаметр условного прохода 60 мм, клапан К56П соответственно $p_y = 10$ МПа и $D_y = 100$ мм. Время переключения клапанов при открытии составляет 20—60 с, при закрытии — не более 15 с.

Клапан К56П (рис. 65) состоит из затвора, гидроусилителя, указателя положения и конечного выключателя.

Устройство затвора (10—17) и принцип его действия такие же, как для клапана К26А. Они различаются конструкцией и принципом действия гидроусилителя 6.

Гидроусилитель состоит из двух цилиндров, заполненных маслом 1 и воздухом (или газом) 6. При управляющем давлении $0,6 \pm 0,06$ МПа поршень 7 перемещается влево, масло вытесняется в полость клапана 14 и затвор 12 отводится влево. При этом клапан полностью открыт. Для закрытия клапана правая полость цилиндра 6 сообщается с атмосферой. Поршень 7 вместе с хвостовиком 2 и втулкой 3 перемещается вправо. Масло поршнем 12 выжимается из полости 14. Поршень перемещается вправо, прижимается к уплотнению 16 и закрывает проход.

В конце хода поршня 12 торец кольцевой проточки поворачивает эксцентрик указателя положения на 90° и воздействует на концевой выключатель, который выдает электрический сигнал о

закрытии клапана (указатель положения и выключатель на рисунке не показаны).

Управляющий сигнал обычно формируется соленоидным трехходовым краном, управляемым автоматически или оператором. При подаче управляющего сигнала p поршень 7 начинает перемещаться. Усилие для его срыва определяется давлением масла в гидроусилителе, площадью поперечного сечения хвостовика 2 и трением покоя. В начальный момент хвостовик 2 перемещается во втулке 3.

Через некоторое время цилиндр 7 упирается в торец втулки 3, с этого момента хвостовик перемещается одновременно с втулкой. Объем масла, вытесняемого в единицу времени из полости гидроусилителя в полость корпуса клапана, увеличивается. Поршень 12 отходит от седла, открывая клапан. Кулачок указателя положения в конце хода поршня поворачивается, а конечный выключатель выдает сигнал об открытии клапана.

При отсутствии рабочего давления клапан можно открыть вручную. Для этого необходимо специальным винтом, поставляемым в комплекте, через отверстие, обычно закрытое пробкой 9, перемещать поршень гидроусилителя до полного открытия клапана.

При обратном потоке среды клапан работает как обратный. Седло при этом перемещается в расточке патрубка к поршню, перекрывая кольцевой проход.

Клапан монтируется на горизонтальных участках трубопровода при помощи фланцев 10.

§ 2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ

Комплексное использование элементов автоматизации позволило создать системы автоматизации отдельных технологических операций.

Автоматическая подача ингибиторов в поток газа

В поток газа совместно или отдельно вводятся ингибиторы гидратообразования и коррозии. Применяют три схемы подачи ингибиторов: безнасосную, насосную индивидуальную и насосную централизованную.

При безнасосной подаче ингибитор поступает в поток через регулируемый вентиль из бачка, расположенного на 1—2 м выше точки ввода.

При насосной индивидуальной подаче ингибитор в каждую точку подается своим дозировочным насосом. Эта схема громоздкая, сложная в обслуживании, регулировании и управлении.

Наиболее распространена централизованная насосная схема подачи ингибитора. В этом случае ингибитор насосами подается в общий коллектор, из которого через дозирующие устройства (форсунки) впрыскивается в поток в соответствующих количествах.

Программа подачи ингибитора задается в зависимости от расхода газа, влагосодержания, давления и температуры потока, применяемого ингибитора и его свойств. Математическая взаимосвязь перечисленных показателей и параметров называется алгоритмом управления. Технически алгоритм подачи ингибитора реализуют при помощи трех систем автоматического управления.

Система управления с вычислительным устройством состоит из датчиков давления, температуры и расхода газа и концентрации ДЭГа, информация от которых поступает в вычислительное устройство ВУ. Вычислительное устройство по алгоритму рассчитывает расход ингибитора и дает команду регулятору расхода ингибитора. Исполнительный механизм регулятора будет поддерживать расход, соответствующий параметрам технологического процесса.

Реализация системы осуществляется средствами пневмматики при помощи описанных элементов. В качестве датчиков расхода газа, давления и температуры используются дифманометры, манометры и термометры с выходом пневмосигнала. Для изменения расхода ингибитора применяют датчик расхода типа ДР-22, соответственно регулятор расхода — пропорционально-интегральный регулятор ПРЗ.21, исполнительный механизм — регулятор расхода жидкости РРЖ-1.

Система автоматического ввода ингибитора (АВИ) предназначена для использования на технологической линии установки низкотемпературной сепарации газа. Ингибитор (ДЭГ, метанол, хлористый кальций) подается в соответствии с расходом газа и температурой сепарации при постоянстве остальных параметров.

Пневматические сигналы от датчиков расхода газа и ингибитора поступают на блоки извлечения квадратного корня и далее на регулятор соотношения, в котором обрабатывается регулирующее воздействие на исполнительный орган (регулятор расхода жидкости типа РРЖ-1). Задающий сигнал пропорционален расходу газа с поправкой на влияние температуры сепарации.

Расход ингибитора записывается на ленте вторичного прибора. Это позволяет контролировать работу АВИ визуально и при необходимости переходить на режим ручного дистанционного управления регулятором расхода ингибитора.

Система «ДЭГАЗ-1» предназначена для централизованной подачи диэтиленгликоля в газовый поток отдельных скважин на УКПГ.

Система обеспечивает следующие операции.

Подачу жидкости из емкости под атмосферным давлением в общий коллектор высокого давления.

Дозировку и автоматическое поддержание заданного расхода ДЭГа по отдельным скважинам с возможностью перестановки задатчиков расхода вручную.

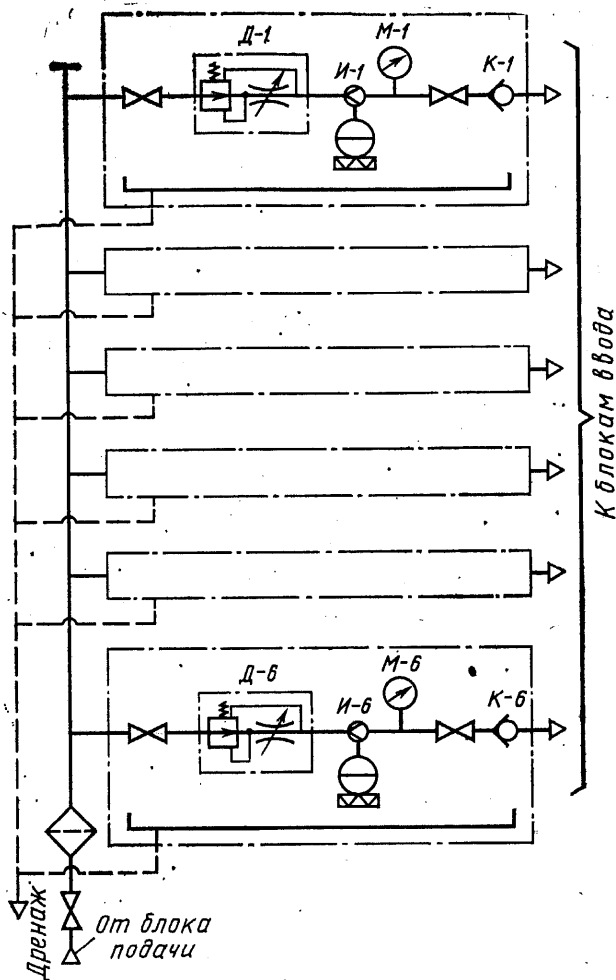


Рис. 66. Принципиальная схема блока регулирования и контроля системы «ДЭГАЗ-1».

Д — дроссель-регулятор; И — индикатор потока с магнитоэлектрическим преобразователем; М — манометр; К — обратный клапан

Контроль за подачей ДЭГа в каждую скважину с выдачей сигнала о прекращении подачи ингибитора.

Фильтрацию (очистку от механических примесей) ингибитора.

Система «ДЭГАЗ-1» выполнена в виде четырех блоков: подготовки, подачи, регулирования и контроля, ввода ингибитора (рис. 66).

Регенерированный ДЭГ из емкости, расположенной выше насоса на 1—3 м, проходит через фильтр, нагревается до 20—30 °С (если нет подогрева в емкости) и поступает на вход в насос (в блок подачи). Насос с газовым приводом позволяет создавать давление до 20 МПа. Ингибитор после насоса поступает в компенсатор (гаситель пульсаций), далее в коллектор подачи к блоку регулирования и контроля.

Блок регулирования состоит из отдельных линий, на каждой из которых имеются регулятор расхода, показывающий манометр, указатель наличия потока, фильтр, обратный клапан (рис. 66). На лицевой стороне щита расположены вентили входа и выхода, шкала манометра, указатель наличия потока.

В качестве регуляторов расхода ингибитора используют регуляторы типа ПГ55-22 (по принципу действия аналогичны регуляторам типа РРЖ) или дроссели, в корпусе которых установлен пакет дроссельных шайб. Ингибитор проходит через регуляторы расхода, каждый из которых настроен на определенный расход, зависящий от точки впрыска ингибитора.

Поскольку ДЭГ извлекается из потока и регенерируется, его не дозируют в соответствии с параметрами процесса, как в первых двух системах. Определяют расход ДЭГа для наихудших условий в точке впрыска и поддерживают этот расход при помощи регуляторов расхода системы «ДЭГАЗ-1».

Настройку регулятора расхода проводят на специальной панели с ротаметром (расходомером). При помощи контргайки регулируют расход, устанавливая заданный, записывают данные о настройке в журнал, а регулятор устанавливают на соответствующую линию.

Подготовка системы «ДЭГАЗ-1» к пуску состоит в следующем. Промывают, продувают и испытывают на прочность и герметичность все трубопроводы и устройства.

Подают газ в систему питания насосов, открывая вентили на входе и выходе газа на коллекторе.

Открывают вентили подачи ДЭГа в насос.

Включают узел подогрева газа, заполняют компенсатор газом при давлении 7—8 МПа.

Пуск системы проводят постепенным открытием вентилях входа в насос и выхода газа.

Затем открывают выходы ДЭГа из насоса в компенсатор.

При достижении заданного давления подачи открывают вентили подачи ДЭГа в блок регулирования и контроля.

Последовательно включают все линии подачи ДЭГа в технологические линии УКПГ, настраивают регуляторы подачи ингибитора и индикаторы потока.

Контроль за работой системы «ДЭГАЗ-1» осуществляется автоматически по сигнальным лампам в операторной. При нарушении подачи ДЭГа в какой-либо линии загорается сигнальная лампа, а на указателе потока на щите блока контроля будет опущен

красный флажок (при нормальной подаче опущен белый флажок).

Если нет подачи ингибитора, линия отключается, снимается и промывается регулятор подачи ДЭГа. Регулятор проверяется на специальной панели. При исправности регулятора проверяют исправность индикатора потока и схемы сигнализации.

Остановка «ДЭГАЗ-1» на короткое время осуществляется закрытием вентиля входа газа в насос и выхода из него ДЭГа. При остановке на длительное время закрывают дополнительно все линии выхода ДЭГа из блока регулирования, сбрасывают на «свечу» газ из подводящих коммуникаций и давление в линиях ДЭГа.

При обслуживании системы «ДЭГАЗ-1» один раз в смену осматривают все узлы и устраняют утечки. Один раз в сутки контролируется исправность всех индикаторов потока, для чего закрывают и открывают вентиль «выход» на щите и убеждаются в срабатывании сигнала в операторной и правильном положении флажка на панели щита. Один-два раза в месяц очищают фильтры ДЭГа и газа.

Система контроля и управления турбохолодильной установкой ШКУ-1

Она обеспечивает следующее.

Автоматический и дистанционный (с диспетчерского пункта) пуск турбокомпрессора.

Предупреждающую и аварийную (световую и звуковую) сигнализацию.

Контроль и регистрацию технологических параметров (температура, давление газа и масла и др.).

Регулирование режима работы турбокомпрессора.

§ 3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ОБРАБОТКИ ГАЗА

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) создается на основе критерия оптимальности, экономико-математической модели процесса и алгоритма (программы) управления. Техническая реализация АСУ ТП (состав датчиков, вторичных приборов, регуляторов, исполнительных и командных устройств) может быть различной для одного и того же процесса, либо аналогичной для разных процессов.

Автоматическое управление процессом низкотемпературной сепарации газа

Теоретически показано, что основным управляющим параметром должна быть температура сепарации в сепараторе УКПГ.

Техническая реализация алгоритма управления может

строиться на регулировании расхода «холодного» газа через теплообменник, на изменении степени дросселирования газа на штуцерах, а также на регулировании режимов источников охлаждения газа (см. рис. 67).

Рассмотрим упрощенную схему технологической линии газа, включающую элементы как УКПГ, так и УППГ (первую ступень

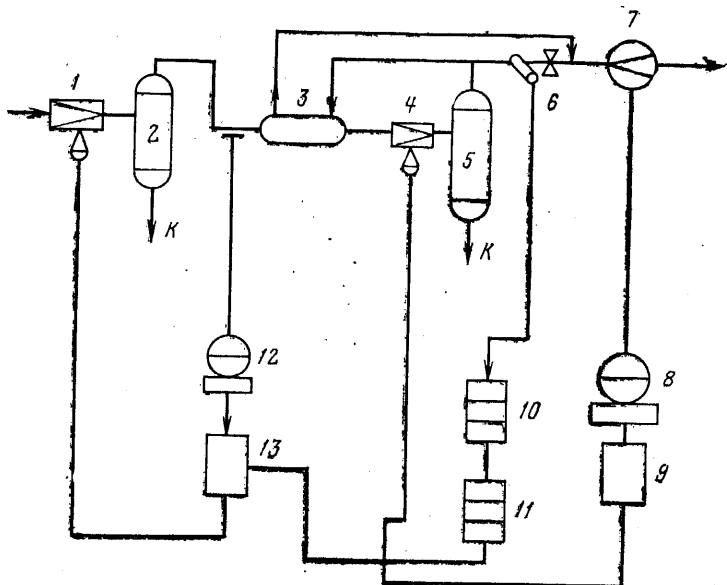


Рис. 67. Принципиальная схема системы автоматического управления низкотемпературной сепарацией газа.

1, 4 — штуцеры регулируемые; 2, 5 — сепараторы; 3 — теплообменник; 6 — датчик температуры; 7 — диафрагма; 8 — датчик расхода; 9 — регулятор расхода; 10 — регулятор температуры; 11 — блок ограничения; 12 — датчик давления; 13 — регулятор давления

сепарации). На схеме показаны основные элементы системы автоматического управления (рис. 67).

Схема включает системы регулирования дебита скважины и давления сепарации в первой ступени. Расход газа через установку поддерживается при заданном значении.

В схеме имеются датчики: давления после первой ступени сепарации 12, температуры низкотемпературной сепарации 10 и расхода газа 8. Датчики подключены к регуляторам давления 13, температуры 11 и расхода газа 9. Исполнительные устройства — регулируемые штуцеры 1, 4 на входе в первую 2 и вторую 5 ступени сепарации.

Заданная температура сепарации поддерживается автоматически следующим образом.

При отклонении фактической температуры в сепараторе от заданной автоматический регулятор 10 через блок ограничения сиг-

нала 11 подает управляющий сигнал на регулятор давления 13. Регулятор 13 воздействует на штуцер 1 и изменяет давление перед штуцером 4, а следовательно, и перепад давления в нем. Изменение перепада приведет к изменению температуры в сепараторе 5.

Автоматический регулятор температуры изменяет задание регулятору давления 13 до тех пор, пока не будет обеспечен перепад на штуцере 4, необходимый для получения в сепараторе 5 заданной температуры.

Поскольку возможны случаи, когда регулятор температуры задает регулятору давления задание на повышение давления сверх допустимого значения, в схему введен блок ограничения сигнала 11. Поэтому к регулятору давления 13 может поступать только сигнал, никогда не превышающий максимально допустимый. При этом перед штуцером 4 будет поддерживаться максимально допустимое давление, перепад будет максимальный и дальнейшее снижение температуры за счет дросселирования уже невозможно.

Кроме температуры система обеспечивает заданный на регуляторе 9 дебит. При отклонении текущего дебита скважины от заданного значения регулятор 9 воздействует на штуцер 4 до тех пор, пока текущий дебит не станет равным заданному.

Автоматическое управление абсорбционным процессом осушки газа

Цель абсорбционной осушки газа — обеспечение заданной влажности (или точки росы) осушенного газа.

Системы автоматического управления процессом осушки газа строятся по различным схемам. В основном применяют следующие принципы регулирования.

Соотношения «расход газа — расход абсорбента» с коррекцией по отклонению влажности газа от заданного значения.

Поддержание заданной влажности газа при минимальных энергетических затратах на его осушку.

В обоих случаях основным элементом системы регулирования служит датчик влажности газа.

Известно, что для поддержания заданной степени осушки газа (при неизменных условиях массообмена) достаточно обеспечить постоянство концентрации регенерированного ДЭГа и максимальный его расход. Максимальным расходом называют такой расход абсорбента, который при максимальном расходе газа через аппарат обеспечивает заданную степень осушки газа. При меньших расходах газа степень осушки будет та же, но увеличится удельный расход абсорбента. Это гарантирует надежную осушку газа при переменных дебитах скважины.

Таким образом, регулирование соотношения «расход газа — расход абсорбента» сводится к поддержанию максимального рас-

хода диэтиленгликоля, постоянной его концентрации и постоянной температуры контакта фаз.

Система управления в этом случае сводится к следующему (рис. 68).

Автоматическое регулирование (стабилизация) расхода абсорбента осуществляется при помощи панели распределения 8, основной элемент которой — регулятор расхода жидкости РРЖ.

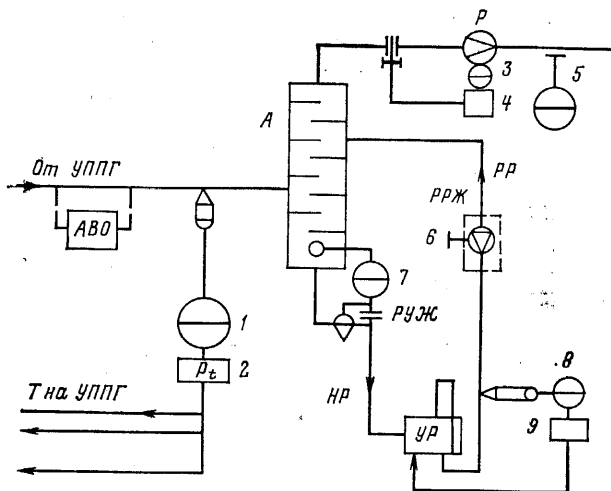


Рис. 68. Принципиальная схема системы автоматического управления процессом абсорбции.

1, 2 — датчик и регулятор температуры газа; 3, 4 — датчик и регулятор расхода; 5 — датчик влажности газа; 6 — РРЖ (регулятор расхода жидкости); 7 — РУЖ — регулятор уровня жидкости; 8, 9 — датчик и регулятор температурьг ДЭГа соответственно; АВО — аппарат воздушного охлаждения; А — абсорбер; Р — расходомер газа; УР — установка регенерации абсорбента; РР — регенерированный раствор; НР — насыщенный раствор

Требуемый максимальный расход ДЭГа устанавливается ручным задатчиком и поддерживается регулятором на постоянном уровне.

Автоматическая стабилизация температуры контакта фаз обеспечивается системами автоматического регулирования температуры газа 1, 2 и раствора 8, 9. Согласование потоков жидкости, поступающей и уходящей с абсорбера, осуществляется автоматической системой регулятора уровня 7 (РУЖ).

Автоматическое регулирование расхода газа в заданных пределах осуществляется регулятором расхода 4. Влажность газа контролируют специальными приборами 5.

Система управления, построенная на принципе поддержания заданной влажности, при минимальных энергетических затратах более сложная. Регулируют расход и концентрацию ДЭГа, а также условия массообмена в абсорбере.

Система автоматического управления процессом регенерации абсорбента предназначена для стабилизации концентрации регенерированного раствора ДЭГа.

Например, изменение концентрации на 0,5% в диапазоне 99—99,5% приводит к существенному изменению температуры точки росы осушенного газа (в среднем на 5°C). Зависимость точки росы газа от концентрации ДЭГа приведена ниже.

Концентрация ДЭГа С, %	95,0	98,0	99,0	99,5.
Равновесная точка росы θ , °C	27	-16	-22	-27

Концентрация регенерированного раствора зависит от режима регенерации. Этот режим приходится постоянно регулировать, поскольку при переменном расходе газа через абсорбер изменяется концентрация поступающего на регенерацию раствора.

На установке регенерации ДЭГа автоматически регулируются: температура кипения раствора, значение вакуума в испарителе, температура в верхней части колонны, уровень жидкости в испарителе и в емкости флегмы, температура флегмы на выходе из воздушного холодильника-конденсатора.

Автоматическое управление адсорбционным процессом осушки газа

Осуществляется по принципу регулирования влажности осушенного газа. Кроме того, автоматизировано переключение адсорберов на различные циклы работы в соответствии с временной программой. Регулируются давление и расход осушаемого газа через адсорберы, температура нагрева газа регенерации в печах, расход газа регенерации. Применяется система защитной автоматики и сигнализации для печей и подогревателей газа.

Системы контроля и управления промышленной обработкой газа

Эти системы позволяют контролировать и управлять комплексом промышленных сооружений (см. рис. 55).

Система «Сигнал-2» предназначена для контроля и управления технологическими процессами предварительной и комплексной подготовки газа (УППГ и УКПГ) на головных сооружениях (ГС) газовых промыслов.

«Сигнал-2» обеспечивает следующие операции.

Управление (местное, дистанционное, телеметрическое, автоматическое — по сигналам аварий) исполнительными механизмами, установленными на входных технологических линиях.

Сигнализацию об аварийных и предельных отклонениях технологических параметров.

Блокировку соответствующих исполнительных механизмов при аварийных отклонениях технологических процессов.

Программное переключение скважин на замер.

Система «Сигнал-2» может обслуживать до 36 скважин, семь технологических линий, контролировать до 18 параметров на технологических линиях и шесть по скважинам.

Системы «Свеча-1» и «Свеча-2» предназначены для централизованного контроля и управления УКПГ. Системы контролируют технологические параметры, сигнализируют об их отклонениях от заданных значений, регулируют производительность УКПГ. Системы автоматически вводят и отключают скважины — регуляторы производительности УКПГ, переключают скважины на различные технологические линии при аварийных ситуациях и на замеры.

«Свеча-1» предназначена для управления сложным по добыче и подготовке газа объектом (УКПГ и ГС) с большим объемом технологической информации, «Свеча-2» — для объектов с упрощенной технологией сбора и подготовки газа с небольшим объемом информации.

Системы обеспечивают следующие операции:

двухпозиционное управление запорными органами;

измерение (с представлением на информационном табло и регистрацией — «Свеча-1» или прямого измерения путем подключения датчиков к вторичному прибору — «Свеча-2»);

сигнализацию об отклонении технологических параметров от установленных значений;

сигнализацию о крайних положениях запорных органов.

Применение систем «Свеча-1» и «Свеча-2» позволяет:

стабилизировать технологический режим осушки газа, что дает возможность снизить точку росы газа на выходе УКПГ и повысить отбор углеводородного конденсата;

использовать безвахтенное обслуживание технологических аппаратов УКПГ.

В состав систем входят: пульт диспетчера, блок формирования аварийных сигналов, состоящий из шкафов ШСУ-1, блок электропневмопреобразователей (шкаф КШ-3), система «Сириус-1, 2».

Число обслуживаемых модулей достигает 20, число сигналов — до 16, число регистрирующих параметров — до 480.

§ 4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫСЛОМ

Автоматизация газовых и газоконденсатных промыслов заключается в централизованном контроле и управлении оборудованием и технологическими процессами добычи газа и конденсата. Для этого созданы системы телемеханики «Импульс-2» и «ТМ-301». Составными частями таких систем служат описанные комплексы «Свеча-1, 2», «Сигнал-2» и др.

Производительностью промысла управляют автоматически. Цель такого управления заключается в поддержании производительности в строгом соответствии с газопотреблением. Одноре-

менно система управления обеспечивает требуемые кондиции товарного газа и конденсата и предотвращает гидратообразование в промысловых коммуникациях.

Производительность промысла выбрана в качестве основного показателя управления потому, что именно она обеспечивает надежность газоснабжения страны, выполнение государственного плана добычи газа и конденсата. Вспомним, что производительность — основной показатель деятельности любого промышленного предприятия.

Система управления построена таким образом, чтобы обеспечить заданную производительность с наилучшими технико-экономическими показателями: высокая производительность труда, низкая себестоимость продукции, рациональная загрузка оборудования и установок и т. д. Для такого управления создается математическая модель промысла, выбираются критерии и показатели оптимизации и составляется программа (алгоритм) действия автоматической системы управления (АСУ). Осуществляется управление с помощью описанных средств и систем автоматизации. При этом используют электронные вычислительные машины (ЭВМ).

Техническая реализация системы управления промыслом

В основе построения системы управления производительностью промысла лежит условие поддержания постоянного давления на выходе из ГС. Постоянство этого давления характеризует соответствие производительности промысла газопотреблению. При нарушении этого соответствия давление отклоняется от заданного. Отклонение преобразуется автоматическим регулятором давления в управляющее воздействие, изменяет задание автоматическим регулятором дебита регулируемых скважин до тех пор, пока суммарный дебит не станет равным расходу газа, отбираемого магистральным газопроводом.

Одна регулируемая УКПГ может компенсировать сравнительно незначительные изменения отбора газа с промысла (примерно 2—5% его производительности). Поэтому, когда требуется изменить отбор газа в больших размерах, изменяют дебиты предназначенных именно для этого базовых скважин.

В системе автоматического управления производительностью регулируемого УКПГ используют пневматические средства автоматики. Опыт эксплуатации такой системы на месторождении «Медвежье» показал их работоспособность и экономическую эффективность (рис. 69).

Регулируемая величина (давление газа на выходе из УКПГ) измеряется манометром с пневмодатчиком МП-П2. Выходной сигнал манометра поступает к автоматическому пропорционально-интегральному регулятору 2б типа ПР3.21, установленному на вторичном регистрирующем приборе 2в типа ПВ10.13. Вторичный прибор снабжен переключателем рода работы (с автоматического

регулирования на дистанционное управление и обратно) и ручным задатчиком. Заданное значение давления устанавливается ручным задатчиком. При рассогласовании текущего и заданного

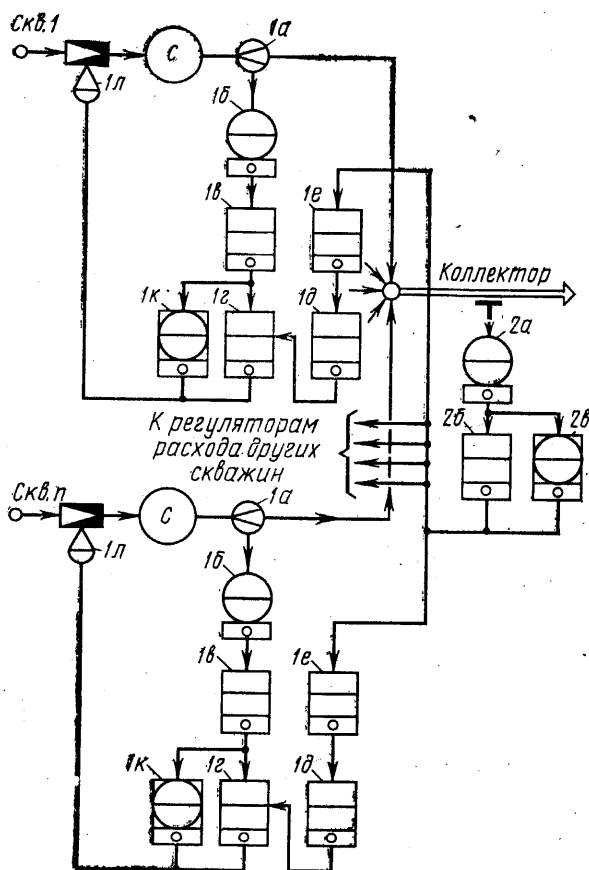


Рис. 69. Принципиальная схема автоматического управления производительностью промысла.

1а — диафрагма камерная; 1б — дифманометр с пневмоприводом; 1в — блок извлечения квадратного корня; 1г — регулятор пропорционально-интегральный; 1д — блок ограничения сигнала; 1е — прибор-регулятор соотношения датчиков скважин; 1к — вторичный регистрирующий прибор; 1л — штуцер регулирующий; 2а — манометр с пневмодатчиком; 2б — регулятор пропорционально-интегральный; 2в — вторичный регистрирующий прибор; С — сепаратор

давления регулятор выдает корректирующий импульс параллельно на все системы автоматического регулирования дебита скважин. При этом дебит скважин изменяется до тех пор, пока регулируемое давление не станет равным заданному.

При помощи переключателя вторичного прибора 2в можно перейти на ручное управление, а при помощи ручного задатчика дистанционно изменить задание регулятора дебита скважин 1г.

Система автоматического регулирования дебита скважины состоит из камерной диафрагмы 1а, дифманометра с пневмовыходом 1б, блока извлечения квадратного корня 1в типа ПФ1.17, пропорционально-интегрального регулятора 1г типа ПР3.21, вторичного регистрирующего прибора 1к типа ПВ10.13, регулирующего штуцера 1л типа ШРП-1, прибора умножения сигнала на постоянный коэффициент 1е типа ПФ1.9 и блока ограничения сигнала 1д типа ПП11.1.

При помощи прибора 1е достигается требуемое соотношение между дебитами различных скважин. Если из всех скважин допускается одинаковый отбор газа, этот прибор исключают из системы. Блок ограничения сигнала 1д поддерживает дебит скважины в допустимых пределах. Обычно устанавливают два блока: один ограничивает сигнал задания по максимуму, другой — по минимуму.

Системы могут работать в следующих режимах.

Каскадного регулирования. Переключатель рода работ вторичного прибора 2в находится в положении «автоматическое», а система регулирования поддерживает заданный регулятором давления 2б расход газа.

Дистанционного управления производительностью УКПГ. Переключатель рода работ вторичного прибора 2в находится в положении «ручное» и задание всем регуляторам расхода поступает от его ручного задатчика. Системы обеспечивают постоянную во времени производительность УКПГ.

Автоматической стабилизации дебита отдельной скважины. Переключатель рода работ прибора 1к отключает регулятор дебита 1г от регулятора давления 2б. Заданное значение расхода вводится в регулятор 1г при помощи задатчика вторичного прибора 1к. Регулятор поддерживает этот расход.

Дистанционного управления регулирующим штуцером. Переключатель рода работ вторичного прибора 1к находится в положении «ручное». Выходной сигнал регулятора 1г отключен от регулирующего штуцера 1л, и последний управляется сигналом ручного задатчика прибора 1к.

Возможность изменения режима делает систему гибкой и повышает ее надежность, поэтому даже при отказе отдельных элементов система обеспечивает управление производительностью промысла.

Системы телемеханики

Для оперативного контроля и управления технологическими объектами газового и газоконденсатного промысла предназначена система телемеханики «Импульс-2». Система обеспечивает оперативный сбор, первичную обработку и предоставление диспетчеру информации о технологических процессах на объектах добычи газа и конденсата, а также оперативное управление ими.

Система может работать в одном из следующих режимов: телеуправление;

поиск и регистрация новой информации телесигнализации;

циклический опрос датчиков с регистрацией;

выборочный опрос датчиков (по программе, устанавливаемой диспетчером на блоке управления).

В состав системы входят: аппаратура пункта управления («Запрос-2»), аппаратура контролируемых пунктов («Отзыв-2») и комплект сервисных контрольно-измерительных приборов.

Система «Импульс-2» может контролировать до 60 пунктов, расположенных на расстоянии до 90 км, связь телефонная.

На промыслах могут использовать также систему телемеханики ТМ-301. Система предназначена для комплексной диспетчеризации сосредоточенных технологических объектов газодобывающих предприятий.

Система обеспечивает следующее:

автоматический циклический опрос всех контролируемых пунктов;

опрос любого контролируемого пункта по команде диспетчера; циклический опрос при поступлении аварийного сигнала от контролируемого пункта;

непрерывный автоматический контроль за исправностью основных узлов аппаратуры контролируемых объектов;

связь объектов с вычислительным комплексом М-6000.

Число контролируемых пунктов достигает 25, расстояние до них — до 15 км.

ОХРАНА ТРУДА НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛАХ

Охрана труда — это комплекс правовых, организационных, технических и санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на обеспечение здоровых и безопасных условий труда на производстве.

Мероприятия технического характера (техника безопасности) позволяют предохранять рабочих от производственных травм и несчастных случаев различного рода, облегчать труд и устранять причины, вызывающие травмы.

Санитарно-гигиенические мероприятия (производственная санитария) обеспечивают здоровые условия труда, устраняя вредные воздействия на организм, устраивая вентиляцию, освещение, сооружая бытовые помещения, обеспечивая нормальный режим труда и отдыха.

Важнейшая задача охраны труда — устранение или уменьшение производственных вредностей и опасностей, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации оборудования.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

Основы трудового законодательства

В Конституции Союза Советских Социалистических Республик записано, что охрана здоровья граждан нашей страны обеспечивается многими мероприятиями.

Для проведения в жизнь мероприятий, направленных на создание безопасных условий труда и полную ликвидацию производственного травматизма, Советское государство выделяет огромные средства (более 1,5 млрд. руб. в год).

Советским людям обеспечиваются такие благоприятные условия труда, каких нет и не может быть ни в одной капиталистической стране.

Трудовая деятельность в нашей стране регулируется трудовым законодательством. Верховный Совет СССР 15 июля 1970 г. принял «Основы законодательства СССР и союзных республик о труде».

В Основых законодательства о труде определены главные жизненно важные вопросы: права и обязанности рабочих и служащих, коллективные договоры, рабочее время и время отдыха, заработная плата, гарантии и компенсации, трудовая дисциплина, охрана

труда, труд женщин и молодежи, трудовые споры, права профессиональных союзов, участие рабочих и служащих в управлении производством, государственное социальное страхование, о надзоре и контроле за соблюдением законодательства о труде.

Трудовая деятельность рабочего и служащего начинается с заключения трудового договора или соглашения в устной или письменной форме между ним и администрацией предприятия. Каждая из сторон принимает на себя определенные обязательства. Прием на работу оформляется приказом или распоряжением администрации.

Нормирование продолжительности рабочего времени, осуществляемое государством при участии профсоюзов, — важный фактор сохранения здоровья и обеспечения безопасности труда рабочих и служащих. Нормальная продолжительность рабочего времени на предприятиях не должна превышать 41 ч при пяти- или шестидневной рабочей неделе. Работа операторов — трехсменная.

Для операторов рекомендуют четырехбригадный график с отдыхом через пять дней. Такой график обеспечивает при перемене после работы утром и вечером 48-часовой, а после работы ночью 72-часовой отдых.

В случае особой необходимости работа вахтенных операторов может быть организована по четырехбригадному графику с 12-часовыми сменами. По этому графику каждая из вахт работает один день в первой смене и после 48-часового отдыха переходит во вторую смену, а затем после 24-часового отдыха снова в первую смену.

Сверхурочные работы (сверх установленной продолжительности рабочего времени) трудовым законодательством запрещены. Администрация может применять их в исключительных случаях, например, для предотвращения бедствий и аварий при неявке сменяющего работника, если работа не допускает перерыва и др. Сверхурочные работы могут проводиться только по разрешению местного комитета профсоюза и не более 120 ч в год на человека.

Для снятия усталости и восстановления сил предусмотрены выходные дни и ежегодный отпуск не менее чем на 15 рабочих дней с сохранением места работы и среднего заработка.

Администрация предприятия обязана создавать операторам нормальные условия работы: содержание в исправном состоянии оборудования и приспособлений, своевременное обеспечение технической документацией, надлежащее количество материалов и инструментов, безопасные и здоровые условия труда, т.е. соблюдение правил и норм по технике безопасности, устройство необходимого освещения, отопления и вентиляции, устранение вредных шумов, излучений, вибрации и других факторов, отрицательно влияющих на здоровье работников.

Советское законодательство по охране труда обязывает проводить обучение рабочих безопасным приемам труда при поступлении на работу, переводе на другую работу, введении новых про-

изводственных процессов, изменении технологии производства, выходе новых правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии, противопожарной охране и т. д.

Для проведения мероприятий по охране труда в установленном порядке выделяются средства и необходимые материалы, которые запрещается расходовать на другие цели.

Предприятие в соответствии с трудовым законодательством несет материальную ответственность за ущерб, причиненный рабочему (увечье или иное повреждение здоровья) при исполнении ими трудовых обязанностей. Рабочим и служащим, временно переведенным в связи с этим на нижеоплачиваемую работу, предприятие выплачивает разницу между прежним заработком и заработком на новой работе до восстановления трудоспособности или установления инвалидности.

Трудовым законодательством особо регламентируется труд женщин и молодежи.

Для профессиональной подготовки и повышения квалификации операторов организуется индивидуальное, бригадное и курсовое производственное обучение за счет предприятия. По окончании обучения работнику присваивается квалификация и предоставляется работа в соответствии с присвоенным разрядом. Рабочим, проходящим общеобразовательное и профессиональное обучение без отрыва от производства, администрация обязана создавать условия для совмещения работы с обучением: освобождение от работы с выплатой части заработной платы, отпуск для сдачи экзаменов, частичная оплата проезда к месту нахождения заочного учебного заведения.

Обязанности и ответственность операторов по вопросам охраны труда

Операторы обязаны соблюдать трудовую и технологическую дисциплину, требования по охране труда, своевременно и точно выполнять распоряжения администрации, повышать производительность труда, улучшать качество продукции, беречь и укреплять социалистическую собственность. Трудовая дисциплина обеспечивается сознательным отношением к труду, методом убеждения, а также поощрением за добросовестный труд.

Операторы обязаны соблюдать инструкции по охране труда, правила обращения с оборудованием промысла, пользоваться средствами индивидуальной защиты.

Операторы через профсоюзы принимают участие в осуществлении контроля за выполнением администрацией газодобывающего предприятия законодательства о труде, правил и норм техники безопасности и производственной санитарии.

Комиссии по охране труда местного комитета профсоюза предоставлено право обследовать участки, рабочие места, знакомиться с документами, заслушивать сообщения руководителей участков и служб о состоянии охраны труда. Совместно с адми-

нистрацией комиссия разрабатывает мероприятия по улучшению условий труда на промысле и повышению безопасности работ.

Для осуществления текущего контроля за состоянием охраны труда, выполнением законов о труде в каждой профгруппе предприятия избирается общественный инспектор по охране труда.

Виновные в нарушении правил и норм охраны труда могут быть привлечены к дисциплинарной, административной, материальной и уголовной ответственности.

К дисциплинарной ответственности привлекаются лица, нарушившие трудовую дисциплину и правила, определяющие условия и безопасность производства работ (невыполнение операторами распоряжений администрации, появление на работе в нетрезвом виде, неиспользование средств индивидуальной защиты и предохранительных приспособлений и т. п.).

Лица, виновные в систематическом нарушении требований охраны труда, могут быть уволены, если все меры дисциплинарного и общественного воздействия на нарушителей исчерпаны.

К административной ответственности привлекаются должностные лица (работники служб охраны труда, старший инженер, заместитель главного инженера и т. д.), нарушившие действующие нормы и требования охраны труда.

Операторы несут материальную ответственность в размере не более $\frac{1}{3}$ тарифной ставки или должностного оклада при нарушениях техники безопасности, не содержащих признаков уголовной ответственности (при поломках или авариях оборудования, насосов, инструментов и приспособлений). При порче и уничтожении материалов взыскивается до $\frac{2}{3}$ оклада.

За нарушение требований техники безопасности и производственной санитарии предусмотрена уголовная ответственность. За нарушение правил и норм труда, не повлекших за собой несчастных случаев, но создавшие опасность для здоровья и жизни трудящихся, виновные наказываются принудительными работами или штрафуются.

Операторы, нарушившие требования техники безопасности, что привело к увечью других работников или летальному исходу, несут уголовную ответственность.

§ 2. ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА ОПЕРАТОРОВ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ

Рабочие места операторов должны удовлетворять требованиям научной организации труда (НОТ) и охраны труда. НОТ, основываясь на достижениях науки и передовом опыте, позволяет наилучшим образом соединить технику и людей в едином производственном процессе. НОТ обеспечивает наиболее эффективное использование материальных и трудовых ресурсов, сохраняет здоровье человека, позволяет постепенно превратить труд в первую жизненную потребность. Основные направления НОТ — совершен-

ствование форм разделения и кооперации труда на промысле, подготовка и повышение квалификации операторов, нормирование труда, укрепление дисциплины труда, развитие творческой активности трудящихся, улучшение организации обслуживания рабочих мест и условий труда, рационализация приемов и методов труда, режимов труда и отдыха.

С учетом уровня механизации труда оператору приходится работать на рабочих местах с ручной, механизированной и автоматизированной работой.

Обслуживание промышленного оборудования может быть как индивидуальным, так и бригадным. Рабочие места передвижные. Общие принципы в организации таких мест — их специализация, пространственная планировка и рациональная система обслуживания. Специализация в обслуживании оборудования обеспечивается четким распределением профессиональных обязанностей. Пространственная планировка блочно-комплектного оборудования позволяет сокращать время на подготовительно-заключительные и вспомогательные работы (осмотр, проверку, пуск, остановку, снятие показаний приборов и др.).

Организация рабочих мест предполагает обеспечение их оснасткой, необходимой для выполнения работ отдельных видов (слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и др.) и выполнение требований действующих санитарных норм.

На рабочем месте должны быть устранены или уменьшены до нормы избытки теплоты, влаги, выделения пыли, вредных газов, дыма, излучений, закрыты токоведущие и движущиеся части механизмов, ликвидированы вибрация, шум, падающие и отлетающие предметы и др.

На рабочих местах должны быть обеспечены благоприятный микроклимат, хорошее освещение, необходимая вентиляция, а в некоторых случаях и кондиционирование воздуха.

Необходимо приучить себя содержать в исправности инструменты и приспособления всегда, а при работе располагать их в строго определенном порядке. Это позволит выработать навыки и автоматизм движений, что уменьшает физическое напряжение и утомляемость в процессе труда.

Организационно-техническая оснастка рабочих мест включает производственную мебель, верстаки, стеллажи и полки, шкафы и тумбочки, транспортные средства, сигнализацию и связь.

Техническая или производственная эстетика как наука о художественных принципах в технике и о производственном комфорте дает рекомендации по цветовой отделке, форме оборудования и ограждающих поверхностей, интерьеру производственных и вспомогательных помещений, художественному оформлению. Цвет — не только источник красоты. Он влияет на ощущения и настроение рабочих. По психофизиологическому воздействию цвета вызывают возбуждение, тепло, приближение (красный, оранже-

вый, желтый), угнетение (серый, черный, фиолетовый), прохладу (белый, зеленый, голубой), легкость (белый, серый, желтый), тяжесть (черный, синий), удаление (зеленый, голубой, синий).

Восприятие цвета зависит от света, фона, окружающей обстановки и настроения человека.

ССБТ ГОСТ 12.4.026—76 определяет сигнальные цвета и знаки безопасности на рабочих местах.

Красный цвет обозначает «Стоп», «Запрещение», «Явная опасность», желтый — «Внимание», «Предупреждение о возможной

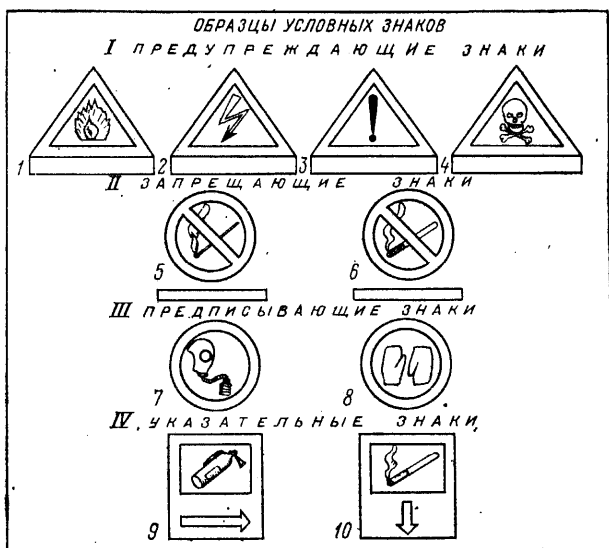


Рис. 70. Условные знаки.

1 — огнеопасно; 2 — возможно поражение электротоком; 3 — прочие опасности; 4 — ядовитые вещества; 5 — пользоваться открытым огнем запрещается; 6 — курить запрещается; 7 — работать с противопогазом; 8 — работать в перчатках или рукавицах; 9 — противопожарный инвентарь; 10 — место для курения

опасности», зеленый — имеет значение «Безопасность», «Разрешение», «Путь свободен». Синий цвет применяют для обозначения элементов производственно-технической информации.

Вспомогательные белый и черный цвета применяются для усиления контраста основных сигнальных цветов.

На рабочих местах и вблизи от них рекомендуется устанавливать следующие знаки безопасности (рис. 70).

Предупреждающие — желтый равносторонний треугольник вершиной кверху с символическим изображением черного цвета или надписью.

Запрещающие — красный круг с белым (желтым) полем внутри и символическим изображением черного цвета, перечеркнутым красной полосой.

Предписывающие знаки указывают на необходимость использования в работе различных средств индивидуальной защиты или разрешают действия, предписанные правилами техники безопасности. Знаки представляют собой зеленый круг или квадрат с символическим изображением или кругом белого цвета, возможна поясняющая надпись черного цвета.

Указательные знаки — это синий прямоугольник с белой стрелой и символическим изображением или надписью черного цвета внутри белого квадрата. Эти знаки указывают местоположение пожарных постов, огнетушителей (зеленый прямоугольник) и информируют по различным производственным вопросам (синий прямоугольник).

Культуру труда и производства характеризуют объем ручных работ, напряженность труда, внедрение рекомендаций НОТ, технической эстетики, инженерной психологии, чистота и порядок на рабочих местах, санитарно-бытовое обслуживание, взаимоотношения работающих (психологический климат). Уровень этой культуры влияет на безопасность труда. Периодически объявляемый смотр культуры труда и производства позволяет мобилизовать работающих на повышение ее уровня.

Для укрепления здоровья и повышения работоспособности необходим активный отдых во время перерывов в работе. Это обеспечивает производственная гимнастика, которая помогает снять мышечное и нервное напряжение, создает правильную осанку, налаживает глубокое и ровное дыхание.

На промыслах при организации рабочих мест операторов руководствуются «Типовыми проектами рациональной организации рабочих мест (зоны обслуживания) операторов по добыче газа и конденсата», утвержденными Министерством газовой промышленности.

§ 3. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ НА ПРОМЫСЛАХ

Производственная санитария — это система технических и гигиенических мероприятий, обеспечивающих на производстве здоровые условия труда.

Для этого устраняются технические и технологические вредности, влияющие на здоровье человека. Проводятся мероприятия по санитарно-технической охране труда, личной гигиене работающих и здоровому режиму труда и отдыха, профилактика профессиональных заболеваний и отравлений.

Производственные вредности на промыслах и их влияние на организм человека

Факторы окружающей производственной среды, оказывающие неблагоприятное влияние на здоровье работающего, называют производственными вредностями.

При недостаточном внимании производственные вредности могут стать причиной потери трудоспособности. Заболевания (отравления), возникающие под воздействием производственных вредностей, называют профессиональными.

К неблагоприятным факторам на промыслах можно отнести: наличие в воздухе вредных газов и паров, дискомфортные метеорологические условия, шум, недостаточное или чрезмерное освещение и др.

Воздействие на организм человека вредных веществ может быть местным или общим. При местном воздействии болезненные изменения происходят в месте соприкосновения вредного вещества с поверхностью человеческого тела. Например, кислота или щелочь, попадая на кожу, вызывают химические ожоги.

Однако местное воздействие вредного вещества отражается на всем организме пострадавшего.

Общее воздействие проявляется после того, как вредное вещество поступило в организм. При этом одни вредные вещества действуют на все органы человека, другие оказывают преимущественное влияние на некоторые из них, например, на зрение, печень, центральную нервную систему.

Профессиональные отравления и заболевания возможны только при определенной концентрации вредных веществ в воздухе. Концентрация вещества по массе (в $\text{мг}/\text{м}^3$) в воздухе рабочей зоны, при которой в организме человека не происходит изменений даже при длительном воздействии этого вещества, называется предельно допустимой концентрацией (ПДК).

К наиболее опасным веществам, применяемым на промыслах, относятся: метиловый спирт (метанол), ртуть (в приборах), ингибиторы коррозии, гликоли, одоранты (меркаптаны).

Опасны вредные примеси в природном газе: сероводород, углекислый газ и пары конденсата.

Метиловый спирт (метанол) — бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминающая винный (этиловый) спирт. Плотность его $0,79 \text{ г}/\text{см}^3$, температура кипения $64,5^\circ\text{C}$. Растворим в спиртах и других органических соединениях, смешивается с водой во всех соотношениях, легко воспламеняется. Температура вспышки 16°C . При испарении взрывоопасен. Пределы воспламенения метанола в воздухе $6,72\text{—}36,5$ об. %. ПДК метанола в рабочей зоне производственных помещений — $5 \text{ мг}/\text{м}^3$.

Метанол — сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы.

В организм человека он может проникнуть через дыхательные пути и кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: $5\text{—}10$ г метанола могут вызвать тяжелое отравление; 30 г являются смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, в тяжелых случаях — потеря зрения и смерть.

Для исключения возможности ошибочного употребления метанола в качестве спиртного напитка в него добавляют одорант (этилмеркаптан) в соотношении 1:1000, керосин в соотношении 1:100, химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2—3 л на 1000 л метанола.

К работам с метанолом (получение, перевозка, хранение на складах, применение) допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие специальный инструктаж о свойствах метанола и соответствующих мерах безопасности при выполнении ими поручаемых работ. При работе с метанолом необходимо руководствоваться «Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения и отпуска метанола на объектах газовой промышленности». В соответствии с этой инструкцией метанол может применяться только как средство предотвращения или разрушения кристаллогидратных пробок в газопроводах, аппаратах и приборах.

Ртуть применяется в контрольно-измерительных приборах и лабораториях. Ртуть — жидкий металл, испаряющийся при комнатной температуре. Особенно большое испарение ртути происходит, когда она разливается, разбрызгиваясь на множество мелких шариков, которые проникают и накапливаются в щелях полов, столов, стен. Здесь ртуть остается длительное время, выделяя в воздух ядовитые пары.

Ртутные пары, попадая через легкие в кровь, накапливаются в различных органах человека, вызывая тяжелые заболевания и отравления. Ртуть очень тяжело вывести из организма.

Для предотвращения отравлений работа с ртутью должна проводиться только в специально приспособленных для этой цели помещениях, оборудованных вентиляцией. Полы в них делают непроницаемыми для ртути, стены окрашивают масляной краской, поверхности столов делают гладкими и без щелей с уклоном для скатывания случайно пролитой ртути в сосуд с водой. Следует исключить применение приборов с ртутью.

ПДК ртути в воздухе 0,01 мг/м³.

И н г и б и т о р ы к о р р о з и и — в основном вещества, полученные из нефтепродуктов, имеющие в своем составе примеси органических кислот, щелочей и другие ядовитые компоненты. Перед применением некоторые ингибиторы разбавляют керосином или конденсатом. Пары ингибиторов и разбавителей оказывают вредное влияние на организм человека. При частом попадании ингибитора на кожу могут образовываться язвы, экземы и другие кожные заболевания.

ПДК паров ингибиторов в воздухе 100 мг/м³.

Диэтиленгликоль — бесцветная сиропообразная жидкость. ДЭГ активно поглощает влагу и поэтому опасен при попадании на кожу. Вызывает ожоги, язвы и другие повреждения. Вдыхание паров ДЭГа вредно для легких. В смеси с воздухом пары ДЭГа

образуют взрывоопасные смеси. Пределы воспламенения: нижний 0,62 об.%, верхний 6,8 об.%.
О д о р а н т ы — вещества, которые добавляют в газ и метанол для придания им специфического запаха. В малых концентрациях они безвредны. Сами же одоранты содержат в качестве основного компонента меркаптаны (сернистые соединения). Этилмеркаптан (C_2H_5SH) имеет свойства слабой кислоты и содержит до 51,4% серы.

Соединяясь с металлами, этилмеркаптан образует меркаптиды, разрушающиеся с выделением сероводорода. Одоранты — легкоиспаряющиеся горючие вещества, пары которых образуют взрывоопасные смеси. Вдыхание паров одорантов вредно для здоровья человека.

Метеорологические условия производственной среды — это температура воздуха, его влажность, скорость движения, излучения от нагретых и охлажденных предметов.

Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека.

При высоких температурах (более $35^{\circ}C$) и тяжелой физической работе организм человека перегревается. При повышении температуры тела до $40-42^{\circ}C$ могут возникнуть сердечно-сосудистые заболевания, появиться головная боль и тепловой удар.

При температуре ниже оптимальной возможно переохлаждение. При этом понижается работоспособность и ослабляются защитные свойства организма, в результате чего возможны простудные и ревматические заболевания, обморожения.

Оптимальные метеоусловия для любой работы (затраты энергии до 150 ккал/ч в помещении с незначительным избытком тепла в холодное время года): температура $20-22^{\circ}C$, влажность 30—60%, скорость воздуха до 0,2 м/с.

Для устранения неблагоприятных влияний метеорологических условий применяют теплоизоляцию, отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха, устанавливают строго фиксированный режим труда и отдыха.

Шум и вибрация при ежедневном интенсивном воздействии на человека могут привести к нарушению нормальной деятельности нервной и сердечно-сосудистой системы, виброболезни.

Шум (беспорядочное сочетание различных звуков) возникает на промыслах при движении газа в аппаратах и оборудовании, на компрессорных станциях, в насосных, при горении газа в горелках печей и огневых обогревателей.

Уровень шумов измеряют шумомерами. Допустимыми считаются шумы не более 65 дБ.

Особенно сильные шумы возникают при продувке газа в атмосферу и при исследованиях скважин с выпуском газа в атмосферу.

В этих случаях применяют средства индивидуальной защиты (специальные наушники).

Вентиляция и освещение

Вентиляция обеспечивает здоровые условия труда в помещениях, где возможно поступление в воздух вредных веществ, а также нормальные метеорологические условия на рабочих местах операторов.

Действующие санитарные нормы ССБТ ГОСТ 12.1. 005—76 регламентируют ПДК вредных веществ в воздушной среде и метеоусловия на рабочих местах. В них указаны требования к вентиляции.

В зависимости от назначения вентиляция бывает вытяжной и приточной. Вытяжная вентиляция устраивается для удаления из помещения загрязненного воздуха и выброса его за пределы цеха или корпуса; приточная — для подачи в помещение чистого воздуха взамен удаленного. Для одновременного удаления из помещения загрязненного и подачи чистого воздуха применяется приточно-вытяжная вентиляция.

В зависимости от способа перемещения воздуха вентиляция может быть естественной и механической.

Каждое устройство, оборудованное вентилятором, представляет собой вентиляционную установку. Группа установок, обслуживающих помещение, цех или корпус предприятия, называется вентиляционной системой.

В особо газоопасных помещениях, где по условиям производства возможно внезапное интенсивное выделение взрывоопасных или токсичных газов или паров, предусматривается устройство аварийной вентиляции. Включать аварийную вентиляцию можно как внутри помещения, так и вне его.

В большинстве случаев предусматривается автоматическое включение аварийной вентиляции с помощью газоанализаторов — сигнализаторов.

Работа с вентиляционными установками поручается специально обученным работникам. Однако в аварийных ситуациях допускается вмешательство любого рабочего, способствующее ослаблению аварийного состояния. В связи с этим каждый оператор должен знать устройство и принцип работы вентиляционной системы на своем участке производства.

Освещение рабочего места облегчает труд оператора, снижает утомление, повышает производительность труда, уменьшает опасность производственного травматизма.

Освещение на промыслах может быть естественным и искусственным (в вечернее и ночное время).

По назначению электрическое (искусственное) освещение подразделяется на рабочее, аварийное и охранное.

Рабочее освещение применяют на рабочих местах; аварийное — в случае внезапного отключения рабочего освещения и эвакуации людей из помещения; охранный — когда требуется наблюдение за территорией. Освещенность на промыслах контроль-

но-измерительных приборов, в инструментальной, операторной не менее 50 лк, оборудования технологических линий не ниже 30 лк, компрессорной, насосной, блока ингибирования не менее 20 лк. Охранное освещение — не менее 5 лк.

В качестве осветительных приборов применяют светильники и прожекторы.

В дополнение к общему освещению на площадках с технологическим оборудованием устанавливают местное освещение на рабочих местах.

В качестве переносного местного освещения используют аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении «Кузбасс».

Светильники аварийного освещения присоединяют к независимому источнику питания электроэнергией, они включаются автоматически при прекращении действия основного освещения или вручную. Каждый работник должен знать порядок и места включения аварийного освещения.

В газоопасных местах устанавливают светильники в защищенном исполнении. Их ремонт и чистку проводят только специально организованные работники.

Осветительные устройства нужно правильно эксплуатировать, иначе их эффективность снижается. Необходимо своевременно заменять перегоревшие и стареющие лампы, очищать запыленные и загрязненные светильники, устранять загрязнения стен и потолка, снижающие освещенность.

Средства индивидуальной защиты

Один из способов защиты операторов от производственных вредностей на промыслах — применение средств индивидуальной защиты.

К средствам индивидуальной защиты относятся: спецодежда и спецобувь, средства защиты органов человека, предохранительные приспособления.

Применение тех или иных средств зависит от выполняемой работы и метеорологических условий.

Бесплатная спецодежда и спецобувь, предохранительные приспособления выдаются на определенный срок в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и предохранительных приспособлений».

Выдаваемые операторам спецодежда, спецобувь и предохранительные приспособления — собственность предприятия. Они подлежат возврату при увольнении или переводе на другую работу, где они не требуются, а также по окончании срока носки.

Во время работы операторы обязаны пользоваться выданными средствами индивидуальной защиты. Отказ от пользования ими рассматривается как нарушение трудовой дисциплины.

Защитные средства (каска, противодушумы, очки, противогазы, респираторы) применяются для защиты органов человека от вредных производственных факторов.

На каждой УКПГ имеются дежурные противогазы, диэлектрические перчатки, резиновые коврики и медицинские аптечки. Для проверки на загазованность при работе в газоопасных местах (колодцах, резервуарах) операторы обеспечиваются газоанализаторами, шланговыми и изолирующими противогазами. При их получении операторы должны пройти специальный инструктаж по правилам пользования и тренироваться по их применению.

Каски шахтерские пластмассовые применяют для защиты головы от ударов во время работы на промышленных объектах.

Наушники, вкладыши и шлемы применяют для индивидуальной защиты органов слуха от шума. Наушники плотно облегают ушную раковину и удерживаются дугообразной пружиной, шлемом или тесьмой. Наиболее эффективны наушники ВЦНИОТ-2 (рис. 71), снижающие уровень звукового давления на 14—47 дБ (децибел) при частотах 500—4000 Гц (герц). Вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из пластичного или твердого материала. Твердые вкладыши снижают уровень звукового давления на 10—29 дБ, легкие тампоны из ультратонкого волокна или берушита — на 7—27 дБ при указанных частотах.

Защитные очки предохраняют глаза от отлетающих твердых частиц (окалина, песок, продукты коррозии и др.) при аварийных и ремонтных работах. Очки защищают от брызг агрессивных жидкостей (кислот, ингибиторов), а также от ожогов горячими ингибиторами, газами.

Применяют защитные очки открытого типа (защита от твердых частиц), металлические сетчатые (для защиты от крупных и тяжелых осколков) и закрытого типа (от жидкости и песка) (рис. 72).

Защитные очки выдаются операторам бесплатно, находятся в его личном пользовании и не передаются другим лицам. Очки должны быть подобраны по размеру, за ними необходим соответствующий уход.

Противогазы предназначены для защиты органов дыхания при работе в среде, загазованной вредными парами или природным газом. На промыслах применяют шланговые и изолирующие противогазы (фильтрующие не применяют).

Шланговые газозащитные дыхательные аппараты надежно изолируют органы дыхания от вредных веществ. В зависимости от способа подачи чистого воздуха шланговые противогазы делятся

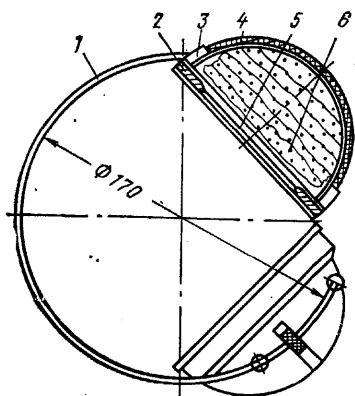


Рис. 71. Наушники ВЦНИОТ-2.
1 — пружина; 2 — уплотняющая прокладка; 3 — сменный чехол; 4 — корпус; 5 — тканевое покрытие; 6 — звукопоглощающий материал

на самовсасывающие и с принудительной подачей чистого воздуха.

На промыслах при аварийно-восстановительных и газоопасных работах в основном используют изолирующие дыхательные аппараты — респираторы. В них имеются запасы сжатых воздуха и кислорода. Время защитного действия составляет от 0,5 до 5,5 ч.

При выборе типа респиратора должна строго учитываться специфика условий работ.

При продолжительных тяжелых работах в загазованной среде применяют регенеративные респираторы многочасового действия Р-12, «Урал-1м», РКК-2м и рд.

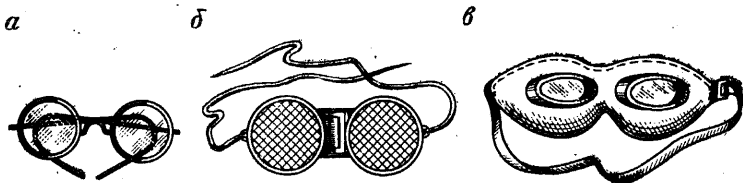


Рис. 72. Защитные очки.

а — открытого типа; б — металлические сетчатые; в — закрытого типа

Работы непродолжительные выполняют в аппаратах двухчасового действия РКК-1, РВЛ-1 или в противогазах одночасового действия ШС-7.

Во взрывоопасной среде при осмотре и ремонте сепараторов и резервуаров применяют более безопасные респираторы, заполненные сжатым воздухом (АСВ-2, «Влада»).

Кислородные изолирующие противогазы КИП-5, КИП-7, КИП-8 предназначены для работы в загазованной среде, а также при недостаточном содержании кислорода в атмосфере. В них выдыхаемый воздух не удаляется из аппаратов, а циркулирует внутри. При этом воздух очищается от углекислого газа и обогащается кислородом.

Для оказания медицинской помощи пострадавшим при нарушении или полном прекращении самостоятельного дыхания применяются аппараты искусственного дыхания типов «Горноспасатель-5» (ГС-5), ГС-8м, ДП-2 и ингаляторы ИЛА-1 и ИШ-2. Действие этих аппаратов основано на автоматическом вдувании в легкие кислородовоздушной смеси или чистого кислорода и отсасывании их из легких.

Предохранительные приспособления (спасательные пояса и веревки) применяют при работах в загазованной среде, в колодцах, где установлены краны и задвижки (рис. 73).

Спасательные пояса должны иметь наплечные ремни с кольцом на их пересечении со стороны спины для крепления веревки, кольцо должно располагаться не ниже лопаток. Пригодность спа-

сательных поясов и веревок определяется наружным осмотром, который проводится ежедневно перед работой и после каждого применения. Кроме того, не реже, чем через каждые шесть месяцев, проводят их испытания. Для этого к кольцу пояса и к веревке (раздельно) прикрепляют груз 200 кг и их подвешивают. Пояс снимают через 5 мин, веревку — через 15 мин. Если не появля-

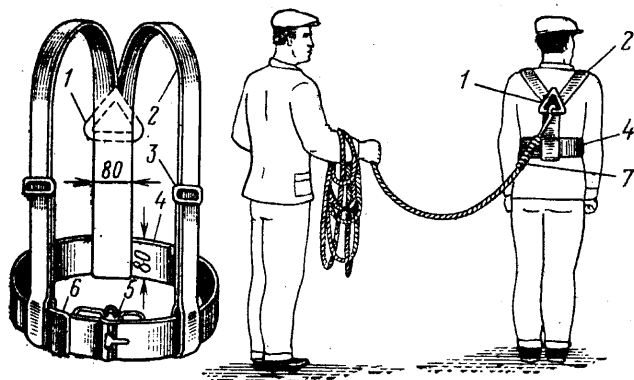


Рис. 73. Спасательный пояс с веревкой.

1 — кольцо для веревки; 2 — ляжка пояса; 3, 6 — пряжки; 4 — пояс; 5 — замок; 7 — веревка

ется никаких повреждений, составляется соответствующий акт об их пригодности к использованию.

При повреждениях различного рода предохранительные приспособления использовать запрещается.

§ 4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРОМЫСЛАХ

При эксплуатации промышленного оборудования и технологических установок опасность для обслуживающего персонала обусловлена следующими основными причинами.

1. Природный газ и конденсат находятся под высоким давлением и при высоких температурах, и к тому же их свойства представляют опасность для здоровья человека.

2. Оборудование и установки постоянно находятся под высоким давлением.

3. В технологическом процессе используются вредные вещества: ингибиторы коррозии и гидратообразования, а в приборах — ртуть.

4. Необходимость проведения на промысле газоопасных и огневых работ.

5. Необходимость обслуживания оборудования и установок в любых метеорологических условиях на открытых площадках, а также в ночное время.

Мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ на промысле можно подразделить на следующие:

конструктивные, изготовление и сооружение газопромысловых объектов, обеспечивающих гарантированную безопасность их эксплуатации и обслуживания;

выполнение операций по управлению технологией добычи газа, различных манипуляций с трубопроводной арматурой в такой последовательности, которая обеспечивает безопасность всех работ на промысле;

проведение профилактических (предупредительных) работ и операций с целью предотвращения возможных аварийных ситуаций;

запрещение тех или иных работ, действий, применение приспособлений и устройств, которые могут представлять потенциальную опасность.

К особому виду можно отнести меры по электробезопасности и противопожарной защите.

При изучении данного раздела следует не забывать, что мероприятия первых двух видов, относящиеся к устройству оборудования и технологии его эксплуатации, в основном уже были описаны в соответствующих главах.

На каждом промысле составляются и утверждаются администрацией инструкции по технике безопасности при проведении всех основных видов работ и по обслуживанию сооружений и установок данного промысла. Число инструкций достигает 30—40.

Опасные свойства газа и конденсата и меры безопасности при обращении с ними

Природный газ токсичен и взрывоопасен. ПДК в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м^3 . При длительном вдыхании оказывает наркотическое действие на человека. Особенно опасен при содержании в нем сероводорода. Сероводород — сильный яд, действующий на центральную нервную систему. Сероводород может привести к смерти от остановки дыхания, попадания на кожу вызывает покраснение и экзему.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) сероводорода на промышленных объектах 10 мг/м^3 , в смеси с углеводородами — 3 мг/м^3 , для воздуха населенных мест — $0,008 \text{ мг/м}^3$. В аварийных ситуациях допускается концентрация не более 100 мг/м^3 .

Конденсат — легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают, как и газ, наркотическое действие, ПДК — 100 мг/м^3 .

Природный газ и конденсат взрывоопасны. Взрыв — это быстрое сгорание газовой смеси в замкнутом объеме. Образующиеся при взрыве нагретые сжатые газы, расширяясь, могут привести к разрушению установки и помещения, в котором он произошел.

Температура горения метана достигает 2065°C , а давление — до $0,72 \text{ МПа}$. Возникающая при взрыве ударная или взрывная

волна может вызвать детонацию. **Детонация** — это особый вид распространения пламени. Скорость детонации достигает нескольких километров в секунду, на фронте волны давление повышается до 2 МПа, что приводит к большим разрушениям.

Взрыв и детонация происходят при определенном соотношении газа и воздуха, т. е. при определенном составе газозвушной смеси (табл. 11).

Таблица 11

Температура воспламенения и пределы воспламенения смесей разных газов с воздухом при 20°С и 760 мм рт. ст.)

Газ	Температура самовоспламенения, °С	Пределы воспламенения (% газа в газозвушной смеси)		Газ	Температура самовоспламенения, °С	Пределы воспламенения (% газа в газозвушной смеси)	
		нижний	верхний			нижний	верхний
Метан	537	5,0	15,0	Пропан	465	2,1	9,5
Этан	530	3,1	12,5	Бутан	490	1,9	8,5

Минимальное содержание газа в смеси с воздухом, при котором идет процесс самопроизвольного горения (без притока теплоты извне), называется **нижним пределом воспламенения**. Максимальное содержание газа в смеси с воздухом, выше которого смесь становится негорючей, — **верхний предел воспламенения**.

Если содержание газа в газозвушной смеси ниже нижнего предела воспламенения, смесь при зажигании не горит и не взрывается. В этом случае около запала смесь может гореть, но при удалении источника огня горение прекращается. Если количество газа выше верхнего предела, то происходит то же самое.

При повышении температуры выше 20°С пределы воспламенения расширяются: нижний — снижается, верхний — растет.

Кроме взрыва опасность на промыслах представляет и простое горение газа. При аварийных выбросах газа за счет искры от трения твердых частичек о металл может начаться горение струи газа.

Горение — химический процесс соединения горючих компонентов газа с кислородом воздуха. При температуре, называемой температурой самовоспламенения, процесс медленного окисления переходит в самопроизвольный процесс горения.

Начавшийся процесс горения подожженной газозвушной смеси будет продолжаться самостоятельно, если количество теплоты, выделяющейся при горении, достаточно для того, чтобы нагреть вновь поступающую к месту горения смесь до температуры ее самовоспламенения. Если в смеси будет слишком мало газа или недостаточно воздуха, то теплоты, выделяющейся при горении, не хватит для нагрева газа и воздуха и начавшееся горение смеси прекратится.

Природный газ горит, когда на 1 м^3 газа приходится теоретически $9,4 \text{ м}^3$ воздуха.

Опасность представляет струя газа, вырывающаяся из негерметичного соединения или из трубопровода. При этом кинетическая энергия струи может оказывать разрушающее действие, а также вызывать травмы и увечья при попадании под нее человека.

Природный газ не имеет запаха, поэтому в него добавляют одоранты.

Согласно требованиям государственного стандарта запах газа должен определяться при объемной доле его в воздухе $0,5\%$. На промыслах одоризацию проводят на ГС. Поэтому на остальной территории промысла присутствие газа по запаху трудно обнаружить. Для обнаружения и контроля за концентрацией газа применяют приборы — газоанализаторы и сигнализаторы (см. ниже).

Запах сероводорода ощущается при очень малой его концентрации в воздухе ($10\text{--}11 \text{ мг/м}^3$), т. е. при ПДК.

Для предотвращения загорания газа на территории промысла строго воспрещается пользоваться открытым огнем и курить, за исключением специально отведенных для этого мест.

На промыслах строго контролируется герметичность соединений. При вскрытии фланцевых и резьбовых соединений давление в оборудовании должно быть снижено до атмосферного.

Приборы контроля и сигнализации загазованности воздуха

Для определения загазованности воздуха применяют газоиндикаторы и газосигнализаторы. Для периодической проверки используют переносные малогабаритные приборы, для непрерывной проверки — стационарные приборы.

Газоиндикаторы (газоопределители) предназначены для определения содержания газа в воздухе. Применяют электрические, оптические и калориметрические приборы.

Действие электрических приборов основано на определении теплового эффекта сгорания газов и паров конденсата на каталитически активной платиновой спирали. Тепловой эффект, зависящий от конденсации газа в анализируемой смеси, определяется по изменению электрического сопротивления платиновой нити. Электрическими газоиндикаторами являются приборы ПГФ различных модификаций.

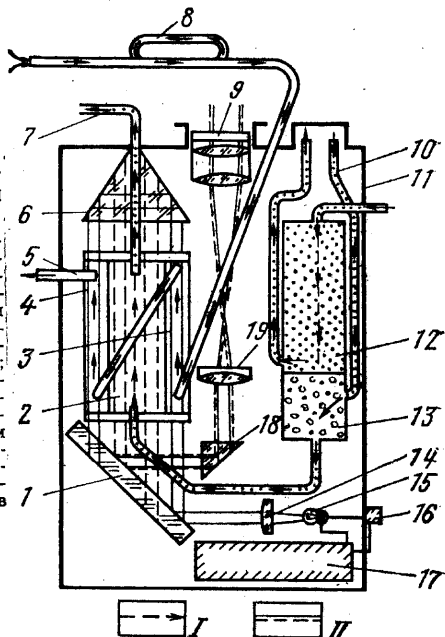
Оптические газоиндикаторы — приборы интерферометры. Принцип их действия основан на использовании явления интерференции однородных световых лучей, т. е. усиления или ослабления световых волн при их наложении друг на друга. С помощью таких приборов измеряют смещение интерференционного спектра, возникающее при изменении плотности загазованного воздуха, который находится на пути одного из двух световых лучей (второй луч проходит через чистый воздух).

Газовые интерферометры первоначально применялись в горной промышленности, поэтому называются шахтными, например ШИ-3 (рис. 74, 75). Благодаря своей простоте, удобству, быстроте определения и безопасности их применяют и на промыслах.

Калориметрические газоиндикаторы не имеют нагреваемых частей или контактов, которые могут искрить, по-

Рис. 74. Схема действия газового интерферометра типа ШИ-3 при определении содержания в воздухе метана.

1 — движение воздуха в приборе; II — луч света в приборе; I — отражающее зеркало; 2 — средняя полость газозвушной камеры; 3, 4 — боковые полости воздушной камеры; 5, 7 — штуцер для присоединения резиновой груши при наборе соответственно чистого и контролируемого воздуха; 6 — призма полного внутреннего отражения; 8 — трубчатый лабиринт; 9 — окуляр зрительной трубки; 10 — соединительные трубки; 11 — штуцер для набора контролируемого воздуха; 12 — патрон с химическим поглотителем; 13 — патрон с хлористым кальцием или силикагелем; 14 — конденсаторная линза; 15 — лампочка; 16 — кнопка включения лампочки; 17 — сухой элемент; 18 — подвижная стеклянная призма; 19 — объектив



этому приборами можно пользоваться непосредственно в загазованных помещениях. Действие приборов, в частности УГ-2 (универсальный газоиндикатор), основано на изменении окраски химических реактивов (индикаторов) под действием газа, содержащегося в контролируемом воздухе (рис. 76).

Прибор УГ-2 состоит из воздухозаборного устройства и комплекта стеклянных трубочек, в которых содержатся окрашивающиеся вещества.

Газосигнализаторы при появлении в воздухе определенной концентрации газа подают звуковой или световой сигнал, предупреждающий о возможной опасности. Газосигнализаторы некоторых типов применяют для включения аварийной вентиляции, выключения электрооборудования или для прекращения подачи газа. В принципе в газосигнализатор можно превратить любой газоиндикатор, используя его в качестве датчика для сигнализирующих устройств.

Электрический сигнализатор горючего газа СГГ действует по принципу изменения сопротивления платиновой нити, над которой

сгорает анализируемая смесь. Приборы СГГ сигнализируют о приближении опасности взрыва. О взрывоопасной концентрации природного газа в помещениях сигнализируют приборы СКМ-1 и СПН-1 (сигнализаторы утечки метана).

Оптический газосигнализатор «Инфралит-Ех» (ГДР) основан на различном поглощении разными газами инфракрасных лучей.

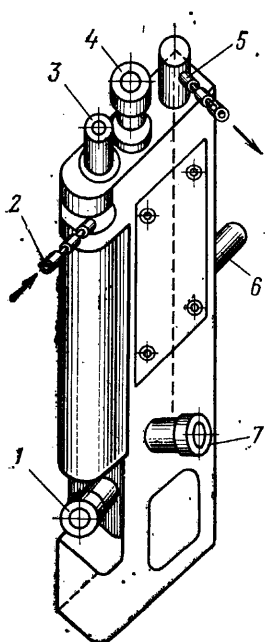


Рис. 75. Общий вид газоиндикатора типа ШИ-3 (без футляра).

1 — патрон лампы; 2 — штуцер для набора контролируемого воздуха; 3 — колпачок мостика поглотительных патронов; 4 — окуляр; 5 — штуцер для резиновой груши при наборе воздуха; 6 — кнопка включения лампы; 7 — колпачок маховика установки призмы на нуль

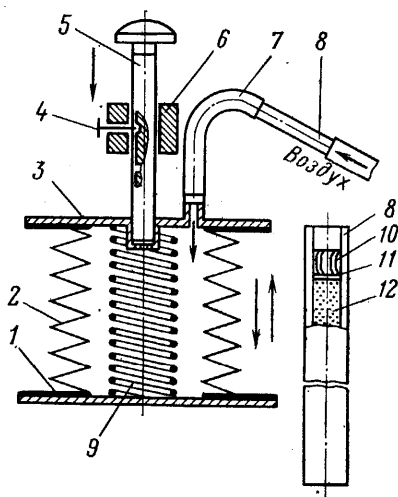


Рис. 76. Схема устройства газоиндикатора УГ-2.

1 — нижний фланец воздухозаборного устройства; 2 — резиновый сильфон; 3 — верхняя крышка; 4 — стопор для штока; 5 — шток; 6 — направляющая втулка штока; 7 — резиновая воздухозаборная трубка; 8 — стеклянная индикаторная трубка; 9 — стальная разжимающая пружина; 10 — пыж; 11 — ватный фильтр; 12 — индикаторный порошок

Прибор предназначен для непрерывного количественного определения и регистрации содержания взрывоопасных и токсичных газов в воздухе рабочих помещений.

Техника безопасности при эксплуатации газоконденсатных скважин

При монтажных работах оператор должен применять полный комплект шпилек и все уплотнения, предусмотренные техническими условиями независимо от ожидаемого рабочего давления. Перед сборкой фонтанной арматуры все детали необходимо тща-

тельно осмотреть; при незначительном повреждении деталь должна быть заменена. Необходимо помнить, что плохая сборка и неисправность фонтанной арматуры могут привести к самой тяжелой аварии на промысле — к открытому фонтанированию.

При малейших признаках раскачивания или вибрации арматуры она должна быть укреплена оттяжками. На технической колонне, кондукторе и буфере устанавливают хомуты, к болтам которых крепят оттяжки.

При обслуживании скважин путь движения оператора на скважину и между скважинами должен проходить в строгом соответствии с утвержденной маршрутной картой.

Направляясь на объезд скважин и шлейфов, оператор обязан поставить об этом в известность начальника, инженера-технолога УКПГ, а в их отсутствие — начальника смены ПДС, и сделать запись в вахтенном журнале, указав, по какому маршруту он будет двигаться. Необходимо проверить исправность взятого инструмента, а в ночное время взять с собой электрический фонарь во взрывозащищенном исполнении.

Прибыв на скважину, оператор обязан остановить автотранспорт не ближе 50 м от ограждения скважины с наветренной стороны, либо с одной из сторон по ветру.

На устье скважины оператор проверяет давление в межтрубном и затрубном пространстве, исправность всех элементов и узлов фонтанной арматуры, прискважинных сооружений, приборов и средств автоматики. Обнаруженные неисправности оператор устраняет.

Категорически запрещается входить на площадку скважины с горящей папиросой, допускать к скважине посторонних лиц.

Перед подъемом на площадку обслуживания фонтанной арматуры необходимо убедиться в исправности и устойчивости площадки, трапа, пола и ограждений. Когда на площадке работают, запрещается нахождение людей под площадкой.

Категорически запрещается бросать инструмент на пол площадки или вниз на бетон.

При смене манометра вначале надо трехходовым краном полностью закрыть вход газа в манометр, выпустить газ из полости манометра и соединительной линии, только после этого снять манометр и установить новый.

Категорически запрещается устанавливать манометры без трехходового крана.

При смене штуцера давление в шлейфе должно быть равно атмосферному.

Категорически запрещается выпуск газа через межфланцевое пространство, где установлена колодка штуцера.

Открывать задвижку для снижения давления необходимо плавно и полностью. Газ, выходящий из свечи, обязательно сжигается. Для поджигания факела необходимо пользоваться специальным приспособлением, к свече подходить с наветренной стороны.

Запрещается устранять под давлением пропуски газа во фланцевых и резьбовых соединениях.

При обслуживании прискважинных установок необходимо проверить их исправность, положение вентиля, степень заполнения емкостей ингибиторами или ПАВами. Открывать вентили следует плавно, следя за показаниями контрольно-измерительных приборов. Необходимо строго соблюдать все правила работы с ингибиторами.

Если при пуске скважины в технологическую линию при правильном соблюдении порядка открытия задвижки давление в ней превысит допустимое, надо немедленно и быстро открыть задвижку на продувочной линии (на свечу). Затем выявляют причину повышения давления.

Если давление в межколонном пространстве высокое и продолжает увеличиваться, что свидетельствует о нарушении герметичности, необходимо срочно об этом сообщить дежурному инженеру.

При замерзании отдельных узлов арматуры и ее обвязки для отогревания разрешается применять только горячую воду или пар.

Применение открытого огня на устье скважины категорически запрещается.

Ремонтные работы с применением открытого огня (сварка, резка и др.) проводятся по специальному наряду, согласованному с местной пожарной охраной.

Испытания и исследования скважин проводят с соблюдением следующих правил. При исследованиях методом противодействия с выпуском газа в атмосферу опасности возникают из-за возможности движения выкида под действием реактивной силы струи газа, попадания испытателей в зону действия горячей струи газа (на факеле), из-за неисправностей приборов, негерметичности соединений. Все эти опасности необходимо устранить. Выкид крепится «мертвяками», устанавливаются предупреждающие знаки, устраняются неисправности.

На время испытания на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или идущих к ней, на расстоянии не менее 250 м выставляют посты и устанавливают предупредительные знаки, запрещающие проезд, курение, разведение огня. Запрещается нахождение в этой зоне даже неработающих автомашин.

Управление задвижками должно осуществляться двумя рабочими под непосредственным руководством ответственного лица. Остальные работающие должны быть удалены от скважины на безопасное расстояние. Задвижки открывают плавно и медленно.

Во время истечения струи газа из пружера и при внезапном прекращении запрещается подходить к пружеру и штуцеру. Пружер можно осматривать только после полной разрядки подводящей линии.

Исключительно опасны исследования скважин, газ которых содержит сероводород. Опасны испытания, если газ тяжелее воздуха. В обоих случаях, как правило, проводят исследования без выпуска газа в атмосферу. Принимаются меры по защите людей от отравлений: контролируют концентрацию сероводорода в рабочей зоне, применяют противогазы, спецодежду и спецобувь.

Техника безопасности при промышленной обработке газа и конденсата (на УППГ, УКПГ и ГС)

В операторных блок-боксах на видных местах должны быть вывешены следующие данные.

Технологические схемы установок и отдельных узлов с указанием запорной, регулирующей и предохранительной арматуры. На схеме должны быть нанесены все изменения, внесенные в процессе строительства и эксплуатации.

Правила пуска и остановки отдельных технологических линий, узлов, установок и их обслуживания.

Указания о порядке остановки отдельных технологических линий и УКПГ, УППГ, ГС в целом при аварийном положении.

План-схема прокладки газопроводов, конденсатопроводов и кабелей с указанием расстояний между ними по горизонтали и вертикали.

Комплект инструкций, действующих на данном объекте. Комплект условных знаков и плакаты по охране труда.

Промысловые сооружения ограждаются от доступа посторонних лиц. Лица, не работающие на данном объекте, допускаются на территорию только по разрешению начальника или старшего инженера ОПС и только после прохождения вводного инструктажа. Въезд на территорию промышленных сооружений — только по соответствующему разрешению. Скорость движения транспорта не более 10 км/ч. В местах, где движение транспорта запрещается, вывешиваются специальные предупредительные знаки.

Операторы, обслуживающие газопромышленные объекты, должны быть обязательно в спецодежде. Работать в обуви, подбитой стальными подковами и гвоздями, не разрешается.

На каждом объекте должны быть аптечки для оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Запрещается курить и разводить огонь на территории промышленных сооружений. Курить разрешается только в отведенных для этой цели местах, согласованных с пожарной охраной и оборудованных урнами или бочками с водой.

Требования к оборудованию и конструкции промышленных сооружений, обеспечивающих безопасность, в основном сводятся к следующему.

Контролируют и изготавливают промышленное оборудование с определенным запасом прочности. Это оборудование опрессовывают при давлении, равном 1,5—2,5 рабочего.

Аппараты, работающие под давлением, оборудуются и эксплуатируются в соответствии со специальными «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Запорные, регулирующие, предохранительные устройства и КИП располагают на высоте, удобной для обслуживания с земли или с площадки.

При их расположении выше 0,7 м от пола или земли оборудуют мостки и лестницы.

Запорная арматура должна иметь четкую маркировку: условное давление, условный проход, направление потока среды, на основной арматуре написаны номера в соответствии с технологической схемой, на маховиках стрелкой указано направление вращения и т. д.

Непосредственно с устройствами, управляемыми автоматически, располагают кнопки для аварийной остановки и пуска.

На скважинах и выходе из УКПГ устанавливаются клапаны-отсекатели.

Все движущиеся и вращающиеся части насосов, компрессоров, механизмов, представляющие опасность травмирования людей, должны иметь прочные, съемные металлические ограждения.

Сепараторы, холодильники, емкости и другое оборудование, где может возникнуть статическое электричество, а также электроустановки, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть надежно заземлены.

Таким образом, при конструировании и строительстве промышленных объектов безопасность обеспечивается запасом прочности, применением предохранительных устройств, ограждением движущихся элементов, заземлением.

При обслуживании промышленного оборудования безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением основных правил и положений.

При эксплуатации УППГ, УКПГ, ГС операторы должны особое внимание уделять поддержанию заданных технологических режимов, а также работе вспомогательного оборудования. Необходимо в первую очередь следить за:

давлением и температурой газа на входе в УППГ по каждой скважине;

давлением и температурой после каждого холодильника; вводом (дозировкой) ингибиторов коррозии и гидратообразования;

уровнем жидкостей во всех технологических емкостях;

давлением и температурой охлаждающей воды;

давлением воздуха в пневмопроводах;

давлением, температурой и расходом газа, подаваемого в газосборный коллектор или магистральный газопровод;

давлением и температурой конденсата в конденсатосборном коллекторе.

При обслуживании сепараторов, емкостей, теплообменников необходимо соблюдать следующие правила.

Перед включением скважин все аппараты должны быть заполнены газом при давлении, равном давлению в газосборном коллекторе.

Необходимо постоянно следить за условиями образования гидратов в аппаратах и не допускать их образования. Для этого контролируется и регулируется работа системы обогрева горячим ДЭГом или паром. Особенно осторожным надо быть при контроле за топкой через смотровое окно, не стоять напротив окна, поддерживать в исправности защитное устройство.

Важным условием контроля за давлением в аппарате должно быть поддержание в исправности манометров, установленных на них.

Особенно важно своевременно проверять и поддерживать в исправности предохранительные устройства, установленные на аппаратах (клапаны, мембраны).

Постоянно должна контролироваться герметичность аппаратов и их арматуры. Необходимо помнить, что даже небольшие пропуски газа создают опасности нарушения прочности, пожаров и отравлений.

При обслуживании трубопроводной арматуры и трубопроводов в первую очередь необходим действенный контроль за герметичностью. Производится это следующими методами и средствами:

по запаху одоранта;

по звуку истекающей струи;

по обмерзанию мест утечек;

по признакам на почве (пожелтение травы, потемнение снега).

Анализом газовоздушной среды газоиндикаторами или по сигналам газосигнализаторов.

Обмыливанием коммуникаций.

Категорически запрещается отыскивать места утечки газа открытым огнем.

При обнаружении пропусков газа, свищей и трещин в газопроводах, конденсатопроводах, фланцевых соединениях, сальниковых уплотнениях и в другом оборудовании необходимо немедленно отключить неисправный участок, доложив об этом диспетчеру или руководству промыслом.

Ликвидация любых нарушений герметичности, замены арматуры и прокладок разрешается только после отключения газопровода от действующей сети и снижения давления до атмосферного.

Особые правила соблюдаются при обслуживании колодцев переключения. Работа в колодце проводится только бригадой в составе не менее трех человек, двое находятся вне колодца с наветренной стороны. Работающий в колодце должен иметь на себе спасательный пояс, веревка от которого должна находиться в руках наблюдающих. Работы должны проводиться только в присутствии инженерно-технического работника.

Перед спуском в колодец необходимо на слух и визуально убедиться в отсутствии сильных пропусков газа, находясь с наветренной стороны.

При обнаружении сильных пропусков газа спуск в колодец категорически запрещается. Вначале отключается скважина, давление снижается до атмосферного и только после этого можно спустаться в колодец в противогазе.

Запрещается спускаться в колодец, имея в руках или в карманах ключи и другие металлические предметы, сбрасывать в колодец инструмент и арматуру, проводить работы в ночное время и во время грозы (кроме аварийных случаев).

Запрещается допуск к работе в колодце и его охранной зоне работников других служб, монтажно-наладочных и прочих организаций без письменного разрешения.

При замерзании трубопроводной арматуры или образовании в ней гидратов обогрев разрешается проводить только горячей водой или паром, но ни в коем случае открытым огнем.

Особого внимания требуют предохранительные устройства. Необходимо детально изучить конструкцию установленных предохранительных клапанов, периодически продувать рычажные и пружинные клапаны. Учитывая невозможность проверки их действия во время эксплуатации, проводят в соответствии с графиком работ профилактический ремонт и регулировку клапанов в мастерских промысла. Необходимо внимательно следить за герметичностью клапанов, так как даже при незначительных пропусках они замерзают.

При обслуживании и эксплуатации ртутных приборов необходимо изучить и строго соблюдать «Правила и инструкции по обслуживанию и ремонту ртутных приборов и о мерах личной профилактики при работе с металлической ртутью». В шкафах, где установлены ртутные приборы, для улавливания случайно пролившейся ртути необходимо устанавливать металлические противни, окрашенные масляной краской с обеих сторон и залитые водой.

Основные работы с ртутными приборами (разборка и сборка, ремонт, опорожнение и заполнение ртутью) на УКПГ проводить запрещается. Следует исключить применение приборов с ртутью.

К обслуживанию автоматики на промыслах разрешается допускать специально обученных для этого операторов, а также работников соответствующей службы промысла.

Операторы должны знать устройство вентиляционных установок и уметь пользоваться ими. Операторы следят за содержанием вентиляции в исправном состоянии, за своевременным осмотром и ремонтом их в соответствии с установленными сроками. У вентиляторов, оборудованных автоматическим пуском, должны быть вывешены соответствующие предупредительные плакаты.

Около всех средств связи на промысловых объектах должны быть вывешены таблички с указанием порядка подачи сигналов и вызова пожарной охраны.

Техника безопасности при работе с ингибиторами и одорантами

Ингибиторы гидрообразования (метанол, ДЭГ и др.) и коррозии (ИКСГ-1 и др.) ядовиты, горючи, взрыво- и пожароопасны.

Техника безопасности при работе с ними имеет много общего. Для каждого из них на промыслах составляется инструкция, кроме этого, действуют общесоюзные единые правила для работы с метанолом. Можно выделить меры безопасности при хранении, сливе и применении ингибиторов и одорантов.

Хранятся ингибиторы в емкостях, чаще заглублениях, оборудованных дыхательными клапанами. Место хранения ограждают, на емкостях обязательно должны быть предупреждающие надписи «Осторожно — яд», «Огнеопасно». Операторы должны следить за чистотой и порядком на складе хранения и у ингибиторных установок. Разлитый ингибитор необходимо немедленно собрать, а территорию очистить от его остатка.

Сливают ингибиторы по трубопроводу, имеющему уклон, до полного опорожнения. После слива шланги и трубы промывают большим количеством воды или паром, чтобы в них не оставалось паров, ингибиторов и одорантов. Операторы во время слива — налива и заполнения ингибиторных бачков должны работать в спецодежде, резиновых фартуках и перчатках и в противогазах. При попадании метанола на одежду ее надо снять и погрузить в воду, чтобы не происходило испарения. При попадании ингибиторов и одорантов на кожу их необходимо осторожно смыть большим количеством холодной воды и обратиться за помощью в медпункт.

При работе с ингибиторами и одорантами необходимо следить за герметичностью всех соединений, арматуры и насосов. Необходимо учитывать, что ингибиторы и одоранты легко разрушают сальниковые набивки. Рекомендуется на арматуре использовать набивки и прокладки из фторопласта.

Заполнение рабочих бачков разрешается только при атмосферном давлении в них. Запрещается проводить работы во время грозы. Ночью необходимо пользоваться для освещения только взрывобезопасными фонарями. Во всех случаях при работе с ингибиторами и одорантами необходимо находиться с наветренной стороны, работать омедненными или бронзовыми инструментами, не пользоваться открытым огнем.

К работе с ингибиторами и одорантами допускаются лица, прошедшие специальный инструктаж и обученные работе на установках.

Меры безопасности при работе с газами и конденсатами, содержащими сероводород

Сероводород чрезвычайно ядовит, взрывоопасен, активно корродирует оборудование, продукты коррозии могут самопроизвольно воспламеняться в присутствии воздуха (пирофорные свойства).

Поэтому на промыслах принимаются самые строгие, комплексные меры по безопасной работе в сероводородосодержащей среде.

В первую очередь обеспечивается контроль за состоянием рабочей среды при помощи газоиндикаторов и газосигнализаторов. Контроль в местах возможного появления сероводорода осуществляется на открытом воздухе не реже одного раза в сутки, в помещении — не реже одного раза в смену, в колодцах переключения, емкостях — каждый раз перед началом работ. Результаты контроля записывают в специальный журнал и сообщают диспетчеру. Как правило, об опасной концентрации сероводорода сигнализируют автоматические приборы.

При появлении сероводорода в опасных концентрациях немедленно принимаются меры для предупреждения отравления людей, ставится в известность администрация и газоспасательная служба, вывешиваются предупредительные знаки.

Принимают меры по обнаружению причин повышения концентрации сероводорода. Если это незначительные утечки газа, то их устраняют. Работы ведут, применяя индивидуальные средства защиты и только вдвоем. В одиночку работать в загазованной среде запрещается. Если нарушения в оборудовании значительны, работы проводят только бригады газоспасательной службы, операторы допускаются к работам после инструктажа, в спецодежде и с противогазом.

Трассы трубопроводов и шлейфов осматриваются только двумя рабочими. В емкостях, колодцах переключения, котлованах нельзя работать одному оператору. Работают вдвоем или бригадой.

Особую опасность представляют собой пирофорные соединения. Поэтому принимаются все меры для предотвращения их образования (применение ингибиторов коррозии, внутреннее покрытие труб и т. д.).

При вскрытии и очистке сепараторов и резервуаров внутреннее пространство заполняют водой или паром, чтобы не было контакта пирофоров с воздухом. Пирофорные отложения собирают в емкость с водой, немедленно удаляют с территории в безопасное место и закапывают в землю. Все разбираемые детали и узлы оборудования смачивают керосином, чтобы не было контакта с воздухом и сероводородной средой.

Требования техники безопасности при выполнении газоопасных и огневых работ

К газоопасным относятся работы, проводимые в загазованной среде и в местах, где возможно появление газа. Это работы по ликвидации утечек газа и конденсата, вскрытие сепараторов, емкостей и другого оборудования; ремонт и разборка арматуры на местах установки; исследования и продувка скважин и др. Эти же работы, выполняемые с применением огня, называют огневыми.

Газоопасные работы могут выполнять только работники, прошедшие инструктаж и специальное обучение приемам и методам работы в газозрывоопасной среде, применению газозащитных средств, знающие правила оказания помощи пострадавшим от воздействия газа, а также допущенные к работе в противогазах и респираторах по состоянию здоровья.

Газоопасные работы как плановые, так и аварийные проводятся под руководством инженерно-технического работника. Огневые работы проводятся в исключительных случаях также под руководством ИТР.

Операторы должны строго соблюдать все правила работ в газозаводской среде, хорошо их знать, уметь пользоваться индивидуальными средствами защиты.

Для предотвращения взрывов контролируют концентрацию газозаводской среды при помощи газосигнализаторов. Чтобы не произошло воспламенения, необходимо пользоваться искробезопасным инструментом, не ударять и не бросать металлические предметы и части оборудования, соприкасающиеся места покрывать вязкой смазкой, применять заземление, не пользоваться электроприборами и т. д.

Электробезопасность

В газовой промышленности происходят несчастные случаи и при поражении электрическим током. Возможны следующие причины поражения.

1. Монтаж и ремонт электроустановок под током.
2. Поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей.
3. Случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением.
4. Неисправность или отказ средств индивидуальной защиты и др.

Действие электрического тока на организм человека зависит от силы тока, протекающего через человека, частоты тока, продолжительности воздействия, состояния кожного покрова и др. Безопасной для человека считается сила переменного тока 0,1 А, постоянного — до 0,3 А.

Сопротивление человека электрическому току изменяется в широких пределах, за минимальное расчетное принимается сопротивление 1000 Ом. Токи, превышающие указанные, вызывают произвольные судорожные сокращения мышц. Человек в этом случае не может самостоятельно оторвать руку от источника тока. От продолжительности действия тока зависит характер его воздействия на человека. Установлено, что человеческий организм получает тяжелую травму даже при воздействии тока в течение более 0,08 с (при силе тока 100 мА).

Действие электрического тока на человека многообразно. Оно может быть механическим (разрыв тканей, повреждение костей),

тепловым (ожог), химическим (электролиз), биологическим (нарушение электрических процессов, которые свойственны живой материи и с которыми связана ее жизнеспособность). Поражения электрическим током могут быть внешними или внутренними.

Электрический удар наблюдается при прохождении электрического тока через весь организм, поэтому он наиболее опасен. При этом рефлекторная реакция центральной и периферийной нервных систем ведет к нарушению нормального ритма работы сердца, появляются судорога, расстройство дыхания, возможна остановка кровообращения — «мнимая смерть». При электротравмах потеря признаков жизни вызвана только функциональным расстройством и поэтому через некоторое время деятельность легких и сердца может быть полностью восстановлена.

Для этого требуется срочное проведение искусственного дыхания. Дорога каждая минута. Проведение искусственного дыхания в течение 3 мин. после электротравмы давало 73% случаев оживления, через 4 мин. и более — только 14%.

Основные защитные мероприятия на промыслах при эксплуатации электроустановок следующие:

- недоступность для случайного прикосновения к токоведущим частям (ограждения, изолирующие оболочки, блокировочные устройства при открытии шкафов, дверей и т. д.);

- защитные отключения и заземления, применение диэлектрических защитных средств, молниезащита;

- планово-предупредительные ремонты;

- инструктаж и обучение работников промысла работе с электроустановками и электрическими приборами и средствами автоматизации.

Заземляют электроустановки и приборы с целью уменьшения опасности поражения человека электрическим током. **З а з е м л е н и е** — это соединение металлических нетоковедущих частей установок, оборудования и приборов с землей при помощи металлических, хорошо проводящих ток устройств.

Действие заземления основано на том, что при аварийном состоянии, когда нетоковедущие части оборудования оказываются под напряжением, ток от них проходит через заземление в землю. Если при этом человек соприкасается с таким оборудованием, то через его тело в землю будет проходить ток во столько раз меньшей силы, во сколько сопротивление человека (примерно 1000 Ом) больше сопротивления заземления (~ 4 Ом). Чтобы сила тока, проходящего через человека, была безопасна (≈ 10 мА), проводят расчет сопротивления заземления при известной силе тока замыкания на корпус установки.

Когда ток проходит через систему заземления, для человека становится опасной некоторая территория вокруг заземлителя. В этом случае возможно прохождение тока через тело человека из-за разности потенциалов в зоне касания ногами земли. Напряжение этого тока называют шаговым. Наибольшая опасность от

шаговых напряжений возникает при обрыве проводов воздушной сети, упавших на землю, особенно высоковольтных. Поэтому подходить близко к месту обрыва проводов, если не отключен ток и не используются диэлектрические средства защиты, запрещается.

Для устройства заземлителей используют стальные трубы, стержни, угловую сталь, погруженные в землю на 1,2—1,5 м.

Для защиты человека от возможных поражений током применяют также зануление.

Зануление — это соединение металлических нетоковедущих частей электрооборудования с нулевой фазой. При неисправности изоляции какой-либо фазы между ней и нулевой фазой произойдет короткое замыкание, в результате чего сгорает плавкий предохранитель (пробки) или срабатывает отключающий автомат.

Взрывоопасные объекты промыслов защищают от разрядов статического электричества, которое образуется при трении диэлектриков друг о друга или о металл. Опасность возникновения такого электричества имеется в емкостях, заполненных ингибиторами, одорантами и конденсатом, а также при движении газа и конденсата в трубах. При определенной напряженности возможен электрический искровой разряд, что вызовет взрыв или пожар. Кроме того, статическое электричество неблагоприятно воздействует на организм человека.

Основной способ защиты от статического электричества — заземление.

Молниезащита промысловых объектов обычно состоит из системы молниеотводов в виде отдельно стоящих стержней или опор, соединенных троссами и заземленных в подземной части. Конструкцию рассчитывают и создают так, чтобы все элементы защищаемого промышленного сооружения попали в зону защиты (конус высотой немного меньше высоты молниеотвода и радиусом на уровне земли равном 1,5 высоты).

Молниезащита позволяет отвести электроразряды молнии от взрывоопасных объектов в землю, не допустить возникновения искровых разрядов на территории промысловых объектов. Систему молниезащиты необходимо периодически проверять и постоянно поддерживать в исправном состоянии.

Средства защиты от поражения электрическим током подразделяют на ограждающие и изолирующие.

Ограждающие защитные средства предназначены для временного ограждения токоведущих частей, предупреждения ошибочных операций с командными устройствами. К ним относятся ограждения (щиты, изолирующие накладки, изолирующие колпачки), временные и переносные заземления, предупредительные плакаты.

Изолирующие средства защиты обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли (диэлектрические перчатки, галоши, боты, токоизмерительные и изолирующие клещи, изолирующие

штанги, коврики, подставки и др.). Они делятся на основные и дополнительные.

Основные изолирующие защитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, позволяют персоналу с их помощью работать с токоведущими частями, находящимися под напряжением, и касаться их. К таким средствам относятся изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и инструмент с изолированными рукоятками (при напряжении до 1000 В).

Дополнительные средства (диэлектрические галоши, боты, коврики, изолирующие подставки, диэлектрические перчатки при напряжении до 1000 В) не защищают самостоятельно от поражения электрическим током, а служат для усиления действия основных защитных средств, вместе с которыми они должны применяться.

Первую помощь пострадавшим от электрического тока необходимо оказывать незамедлительно, не ожидая прибытия скорой помощи.

Первое правило: пострадавшего надо немедленно освободить от соприкосновения с токоведущими частями. Для этого срочно отключают ток от оборудования или участка проводов. Если это невозможно, то пострадавшего надо отделить от токоведущих частей оборудования или проводов. При этом нельзя забывать, что прикосновение к человеку, находящемуся под напряжением, опасно для жизни спасающего. Поэтому для отделения токоведущих частей надо пользоваться предметами, не проводящими электричества: сухим канатом, палкой, доской и т. п. Можно взяться за сухую одежду пострадавшего, но ни в коем случае не прикасаться к металлическим предметам.

Для изоляции спасающий должен надеть диэлектрические перчатки, обмотать руки шарфом, надеть на них суконную фуражку, опустить на руку рукав пиджака или пальто, использовать прорезиненную или простую сухую ткань. Себя можно изолировать от земли, встав на сухую доску или какую-либо другую, не проводящую электрический ток подстилку, сверток одежды и т. п. При отделении пострадавшего от токоведущих частей рекомендуется действовать по возможности одной рукой.

Если трудно или невозможно отделить пострадавшего от проводов, то их надо перерубить или перерезать. Делать это надо очень осторожно, не касаясь проводов, перерезая каждый провод в отдельности, надев диэлектрические перчатки и галоши.

После освобождения из-под тока пострадавшему необходимо оказать первую помощь. Характер этой помощи зависит от состояния пострадавшего. Для определения этого пострадавшего необходимо уложить на спину на твердую поверхность, проверить наличие у него дыхания и пульса на лучевой артерии у запястья или на сонной артерии на передне-боковой поверхности шеи; выявить

состояние зрачка (узкий или широкий); широкий зрачок указывает на резкое ухудшение кровоснабжения мозга.

Во всех случаях поражения электрическим током вызов врача обязателен независимо от состояния пострадавшего.

Если пострадавший находится в сознании, но до этого был в состоянии обморока, его следует уложить в удобное положение и до прибытия врача обеспечить полный покой, непрерывно наблюдая за дыханием и пульсом. Ни в коем случае нельзя позволять пострадавшему двигаться, а тем более продолжать работу. Если срочное прибытие врача невозможно, пострадавшего необходимо немедленно доставить в лечебное учреждение.

Если пострадавший находится в бессознательном состоянии, но с сохранившимся устойчивым дыханием и пульсом, его следует уложить на ровную поверхность, расстегнуть одежду, создать приток свежего воздуха, дать понюхать нашатырный спирт, обрызгать водой, обеспечить полный покой. Если пострадавший плохо дышит (редко и судорожно), ему следует делать искусственное дыхание и массаж сердца.

При отсутствии у пострадавшего признаков жизни (дыхания и пульса) нельзя считать его мертвым. Необходимо немедленно начать делать искусственное дыхание и наружный массаж сердца. Искусственное дыхание нельзя прекращать ни на секунду до прибытия врача.

Только врач может определить, когда можно прекращать искусственное дыхание. При оказании помощи мнимому умершему дорога каждая секунда, поэтому первую помощь необходимо начинать оказывать немедленно, прямо на месте происшествия. Переносят пострадавшего на другое место только в исключительных случаях.

Операторы должны не только знать, но и быть обучены оказывать помощь пострадавшим от действия электрического тока.

Противопожарная защита на промыслах

Природные газы, конденсат, ингибиторы и одоранты пожароопасны, так как при несоблюдении определенных условий могут вызывать пожары и взрывы.

П о ж а р — это неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее большой материальный ущерб. Он возникает как стихийное бедствие или в результате неосторожного обращения с огнем.

Г о р е н и е — быстро протекающий процесс химического окисления горючего вещества, сопровождающийся выделением большого количества теплоты и света. Окислителем, как правило, служит кислород воздуха. Для поддержания горения необходимы горючее вещество, источник зажигания (воспламенения) и кислород (окислитель). При отсутствии одного из этих условий горение прекращается, а следовательно, и пожар тоже. Пожароопас-

ные свойства газа, конденсата и других веществ характеризуются температурой вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Температурой вспышки называют наименьшую температуру, при которой образующиеся над жидкостью пары и газы вспыхивают в воздухе от источника зажигания и гаснут из-за недостаточного нагрева.

Температура воспламенения — это температура, при которой под действием источника зажигания появляется пламя и возникает устойчивое горение.

Самовоспламенение — возгорание только от нагрева без огневого источника зажигания, сопровождающееся появлением пламени. Наиболее низкая температура, при которой это происходит, называется температурой самонагрева (за счет тепловых, химических и биологических процессов). Самовоспламеняться могут промасленная ветошь, сульфиды железа, сажа, продукты коррозии, торф, уголь и др.

К пожарам и большим разрушениям могут привести взрывы газоздушных смесей при опасных концентрациях.

Основная причина пожаров и взрывов — нарушения техники безопасности при работе на промысле. Горючими веществами для горения в момент возникновения пожаров и взрывов являются газ, конденсат, ингибиторы, поступающие в атмосферу при утечках через негерметичные соединения. Окислителем служит кислород воздуха, а источником зажигания — открытый огонь, искры от электрооборудования, неправильного пользования инструментом или от применения искроопасного инструмента, источников освещения не во взрывобезопасном исполнении, при курении в запрещенных местах и т. д.

Поэтому основное требование противопожарной защиты — строгое и неукоснительное соблюдение всех правил техники безопасности при работе на промысле.

Главное на промысле — предупредить, не допустить пожара. Поэтому оператор должен хорошо знать, понимать и соблюдать правила пожарной защиты на промысле. Операторы должны своевременно обнаруживать и устранять неисправности оборудования, не допускать утечек газа, конденсата, других пожаро- и взрывоопасных веществ, контролировать наличие и исправность заземления, молниезащиты. Необходимо строго следить, чтобы на территорию промысловых сооружений не въезжал транспорт без соответствующего разрешения, не появлялись посторонние лица.

Каждый оператор должен не только сам строго соблюдать правила пожарной безопасности, но и следить за тем, чтобы эти правила соблюдали другие.

Необходимо быть внимательным к сигналам опасности, в частности к сигналам газосигнализаторов.

На промысловых объектах необходимо поддерживать чистоту и немедленно удалять остатки пролитых горючих веществ (конденсат, ингибиторы и т. д.).

Операторы должны знать и уметь пользоваться всеми средствами пожаротушения. Недопустимо использовать их не по назначению. Оператор отвечает за сохранность и исправность всех средств пожаротушения на обслуживаемом объекте.

На промыслах, кроме военизированной пожарной охраны, постоянно действуют пожарно-технические комиссии и добровольные пожарные дружины.

Операторы при возникновении пожара должны срочно сообщить об этом в пожарную охрану, отключить опасный участок от источников газа и конденсата, принять немедленное активное участие в ликвидации пожара.

Тушение пожаров основано на устранении причин горения. В-первых, необходимо прекратить поступление газа, конденсата, ингибиторов в очаг горения. Для этого перекрывают все краны и задвижки, останавливают скважины и т. д. Во-вторых, стремятся ограничить доступ кислорода в зону, охваченную пламенем. Механическим воздействием (струями воды, направленным взрывом) отрывают пламя от очага горения и вводят в эту зону обильное количество воды или пены. Особенно эффективно тушение пожаров пенообразующими веществами. Пены надежно и надолго изолируют горючие вещества от доступа кислорода.

Чтобы предотвратить самовоспламенение все емкости и другие сооружения, расположенные вблизи очага горения, охлаждают обильными струями воды.

При незначительном очаге возгорания операторы в состоянии самостоятельно прекратить пожар. Для этого перекрывают все линии подачи газа и конденсата и немедленно сбивают или накрывают пламя кошмой, песком или направляют струю пены от ручного огнетушителя.

ОРГАНИЗАЦИЯ И ЭКОНОМИКА ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

§ 1. ОРГАНИЗАЦИЯ, УПРАВЛЕНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ В ДОБЫЧЕ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

В развитом социалистическом обществе основная хозяйственная единица — государственное социалистическое предприятие.

Государственное газодобывающее предприятие — это организованный коллектив трудящихся, наделенный государством средствами производства и осуществляющий добычу газа и конденсата в соответствии с потребностями народного хозяйства. Главная задача коллектива газодобывающего предприятия состоит в выполнении плана по добыче при максимальном использовании производственных ресурсов и наименьших затратах труда и средств. Для этого предприятие приобретает необходимые средства производства (оборудование, установки и т. д.), совершенствует технику, технологию и организацию труда и производства, ведет подбор, подготовку и повышение квалификации кадров.

Газодобывающее предприятие имеет развернутую программу деятельности — техпромфинплан и является хозрасчетным.

Метод ведения хозяйства, когда затраты возмещаются собственными доходами и создается материальная заинтересованность коллектива в достижении наибольших результатов при наименьших затратах, называют хозяйственным расчетом (хозрасчетом). Важнейшие принципы хозрасчета: окупаемость затрат и рентабельность производства, производственно-хозяйственная самостоятельность, материальная заинтересованность и ответственность, точный учет затрат и результатов труда, контроль рублем.

Газодобывающему предприятию присущи производственно-техническое, организационное и экономическое единство.

В добыче газа и конденсата организационной формой является газодобывающее (газопромысловое) управление. Оно организуется для разработки одного или нескольких месторождений.

На каждом предприятии выделяют основное и подсобное-вспомогательное производство. В добыче газа и конденсата к основному производству относят процесс отбора газа и конденсата из скважин и промысловую их обработку для подачи товарной продукции в газо- и конденсатопроводы.

К подсобно-вспомогательному производству относятся ремонтно-механические базы, склады, цех капитального ремонта скважин и т. д.

Производственный процесс един и непрерывен, но осуществляется в различных взаимосвязанных звеньях: цехах, участках, службах и т. д.

На газодобывающих предприятиях действует оперативно-производственная служба (ОПС), состоящая из бригад по обслуживанию скважин и установок комплексной подготовки газа. Она функционирует в сфере основного производства. Имеются также

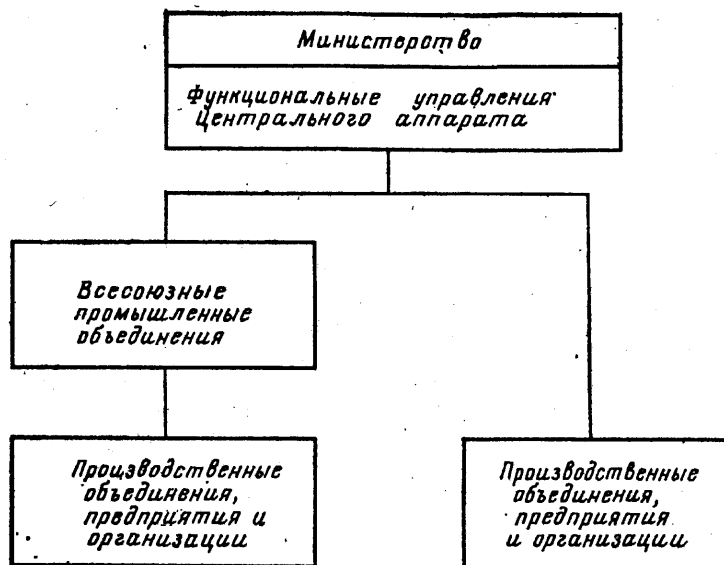


Рис. 77. Принципиальная схема управления газовой промышленностью.

вспомогательные службы контрольно-измерительных приборов, автоматики, ремонта скважин и др.

Для организации и управления добычей газа и конденсата в соответствии с производственно-территориальным принципом созданы производственные и всесоюзные производственные объединения (ПО и ВПО). Объединения представляют собой промышленно-хозяйственные комплексы, в состав которых могут входить предприятия по добыче, транспорту, переработке и хранению газа, буровые, ремонтно-строительные, научно-исследовательские и проектные организации, обслуживающие и подсобно-вспомогательные организации.

Организует и управляет ПО и ВПО Министерство газовой промышленности (рис. 77).

В газовой промышленности применяется двух- и трехзвенная система управления: министерство — производственное объединение — предприятие (производственное объединение).

Министерство газовой промышленности, ее центральный аппарат, осуществляет руководство всей отраслью путем организации развития производства, планирования объемов добычи газа и конденсата, материальных и трудовых ресурсов, капитальных вложений, а также реализации продукции, организации выполнения намеченных планов и повышения эффективности производства, проведения единой технической политики в отрасли и ускорения внедрения в производство научно-технических достижений. Главная цель деятельности министерства — наиболее полное удовлетворение потребностей народного хозяйства, а следовательно, и всего нашего народа в продукции отрасли.

Оперативное управление министерство осуществляет через Центральное диспетчерское управление ЕГС страны, диспетчерские службы объединений, предприятий и низовых производственных подразделений.

На газодобывающем предприятии управление осуществляется в виде управления вещами (скважинами, технологическими установками, насосными и т. д.) и управления людьми, т. е. работниками, использующими средства труда на своих рабочих местах.

Управление как процесс складывается из ряда действий, таких как планирование, принятие и выполнение решений, регулирование, координирование, организация, учет и контроль. Это входит в содержание управленческого труда, его этапов.

Таким образом, управление предприятием (производственным объединением) представляет собой целенаправленное воздействие на коллективы трудящихся для наиболее целесообразной организации и координации их деятельности в процессе производства материальных благ. Осуществляется управление по определенной технологии, при помощи различных методов и технических средств.

Управление должно обеспечивать:
наиболее эффективное функционирование предприятия;
единство действий и целенаправленность работы коллектива предприятия и его подразделений;
определенный ритм в работе, равномерный выпуск продукции;
руководство коллективами, группами людей и каждым человеком с учетом всех его особенностей;

управление социалистическим предприятием строится на определенных принципах, основанных на особенностях социалистического способа производства;

Основные принципы управления социалистическим производством, исходя из требований экономических законов социализма, сформулировал В. И. Ленин.

Главные из них следующие: единство политических и хозяйственных задач, демократический централизм, единоначалие, широкое участие масс, научность.

Основу управления составляет принцип единства политических и хозяйственных задач, т. е. принцип партийности в хозяйственной

работе. Это означает, что все вопросы управления предприятием должны решаться с общегосударственных позиций.

Принцип демократического централизма означает централизацию планового руководства, организующую, направляющую роль центральных органов (министерства) в сочетании с организацией и использованием инициативы и творчества масс.

Управление социалистическим предприятием осуществляется на основе принципа единоначалия. Это означает, что предприятие и каждое производственное звено возглавляет руководитель, который наделен государством необходимыми правами для руководства работой этого звена. Четко определены права, обязанности и ответственность каждого руководителя (начальника).

Одновременно с единоначалием принцип демократического централизма предусматривает широкое участие масс в управлении производством.

В управлении предприятием активно участвуют партийные, профсоюзные и комсомольские организации, осуществляя контроль за деятельностью администрации.

Формы участия общественных организаций в управлении разнообразны: постоянно действующие комиссии, народный контроль, проведение советов, активов, производственных совещаний и т. д.

Руководящая роль в привлечении коллектива рабочих и служащих к участию в управлении принадлежит партийным организациям, которым предоставлено право контроля за деятельностью администрации.

Они призваны проверять своевременность выполнения планов внедрения новой техники, соблюдение государственной дисциплины, бороться с местничеством и ведомственным подходом при решении хозяйственных вопросов.

Партийная организация не вмешивается в работу аппарата управления, не подменяет администрацию, т. е. партийный контроль не нарушает единоначалия. Деятельность партийных организаций направлена на помощь руководству в решении хозяйственных задач. К этой работе партийная организация привлекает профсоюзную и комсомольскую организации.

В социалистическом государстве последовательно, поэтапно часть государственных функций передается народу, общественности. В связи с этим возрастает роль профсоюзов. Их права в управлении производством значительно расширены. Профсоюзная организация участвует в разработке производственных планов, контролирует соблюдение трудового законодательства, правил охраны труда и техники безопасности, решает с администрацией вопросы, связанные с увольнением работников, контролирует внедрение рационализаторских предложений и изобретений. Профсоюзные организации организуют производственные совещания, привлекая к участию в управлении широкие массы трудящихся. Роль профсоюзов будет возрастать и далее по мере перехода социалистического общества в коммунистическое.

Важный принцип — научность управления. Это предполагает все более полное познание и использование экономических законов управления, принятие научно обоснованных решений, непрерывное совершенствование функций, методов, структуры управления. В управлении используются экономико-математические модели производства, электронные вычислительные машины (ЭВМ), автоматические системы управления технологическими процессами (АСУТП) и т. д.

Эффективность работы предприятия во многом зависит и от методов управления. Методы управления в зависимости от содержания и способов воздействия на коллективы людей делятся на экономические, административно-правовые, организационные, социально-психологические.

На предприятии различают управляемую (коллектив работников, комплекс цехов, установок, скважин и т. д.) и управляющую (административно-управленческий аппарат, АСУПТ и т. д.) системы.

Аппарат управления предприятием состоит из административно-хозяйственных руководителей, отделов и служб. Структурные подразделения аппарата управления действуют в соответствии с установленными положениями и должностными инструкциями.

Общее и административное руководство предприятием осуществляет руководитель — начальник управления.

Он организует производственно-хозяйственную деятельность предприятия, направленную на выполнение планов по добыче газа и конденсата и несет ответственность за их выполнение.

Первый заместитель начальника ГПУ — главный инженер. Он осуществляет техническое руководство производством и так же, как и начальник, отвечает за работу предприятия, за состояние охраны труда, за эффективное внедрение новой техники, за работы по рационализации и изобретательству.

Главный геолог руководит геологической службой, несет ответственность за рациональную разработку месторождений, организует постоянный контроль за состоянием разработки, исследования скважин.

Заместитель начальника по экономической работе разрабатывает мероприятия, направленные на улучшение технико-экономических показателей предприятия, на повышение экономической эффективности предприятия, и контролирует их выполнение.

Заместитель начальника по общим вопросам обеспечивает предприятие необходимым оборудованием, материалами, следит за правильным их хранением и использованием. Он также несет ответственность за административно-хозяйственную работу, включая вопросы транспортного обслуживания.

Для оперативного руководства работой в аппарате предприятия организуются отделы: производственный, технический, геологический, планово-экономический, отдел труда и заработной платы, отдел кадров, отдел материально-технического снабжения, финан-

совый отдел, бухгалтерия, отдел главного механика и главного энергетика.

Непосредственно в цехах и на участках во главе бригад стоят мастера по добыче газа.

Мастер осуществляет работы на промысловых объектах и руководит действиями операторов. Мастер контролирует техническое состояние скважин, промысловых объектов и сооружений, участвует в составлении технологических карт эксплуатации скважин и установок промысловой обработки газа и контролирует их выполнение.

Он несет ответственность за сохранность эксплуатационного оборудования, за охрану труда и противопожарную безопасность, за состояние трудовой и производственной дисциплины.

Управление газодобывающими предприятиями в масштабах газовой промышленности непрерывно совершенствуется. Цель совершенствования управления — создание условий для своевременного принятия оптимальных (наилучших) решений в конкретных ситуациях управленческой деятельности.

Министерством газовой промышленности в соответствии с «Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы» разработан план дальнейшего совершенствования управления отраслью.

Основные направления совершенствования управления в газовой промышленности и, в частности, в добыче газа и конденсата следующие:

дальнейшее развитие и укрепление системы управления в объединениях, совершенствование их хозяйственной деятельности, внедрение прогрессивных организационных структур и нормативов численности;

последовательная концентрация и специализация с учетом технического переоснащения отрасли;

ускорение научно-технического прогресса и вывода объектов на проектную мощность;

усиление централизации вспомогательных производств и обслуживания персонала;

ускоренное внедрение и обеспечение эффективного функционирования автоматизированных систем управления;

разработка и внедрение комплексных планов технического развития, научной организации производства, труда, управления и социального развития в бригадах, участках, цехах, производственных единицах, объединениях;

разработка и внедрение научно обоснованных норм и нормативов, используемых в отрасли технических, материальных, трудовых и финансовых ресурсов;

повышение надежности оборудования и улучшение качества продукции и работ.

П л а н и р о в а н и е деятельности предприятия, отрасли и народного хозяйства в целом — важная форма хозяйственно-органи-

заторской функции Советского государства. Необходимость планового развития нашего народного хозяйства обусловлена действием объективных экономических законов социализма и, в первую очередь, закона планомерного, пропорционального развития народного хозяйства.

Научные принципы народнохозяйственного планирования были сформулированы В. И. Лениным в первые годы Советской власти. Важнейшие принципы планирования: партийность (единство политики и экономики), демократический централизм, научность, директивность, выделение ведущих звеньев, единство и комплексность, контроль и анализ выполнения планов.

Процесс планирования состоит из трех этапов: подготовки планов, их утверждения и выполнения.

Партийность, политический подход к решению задач партии, состоит в том, чтобы программа партии дополнялась программой хозяйственного строительства, программой решения задач развития социалистического общества на данном этапе. На XXV съезде КПСС приняты решения, направленные на всемерное повышение эффективности производства и улучшение качества выпускаемой продукции.

Демократический централизм в планировании состоит в сочетании планирования централизованного с планированием на местах.

Научность планирования означает знание и учет при составлении планов законов развития социалистического общества, использование экономико-математических методов и вычислительной техники. При этом должны учитываться технические и технологические возможности предприятия, научно обоснованные нормы расхода труда и материалов, внутренние резервы производства.

Директивность планов заключается в необходимости их безусловного выполнения. План в нашей стране — закон. Это позволяет обеспечить пропорциональное, непрерывно растущее высокими темпами развитие народного хозяйства всей страны.

Мобилизующий характер планов проявляется в том, что они должны в рамках отрасли и отдельных предприятий учитывать максимальное использование производственных мощностей, имеющихся в распоряжении предприятия или отрасли в целом. Выполнение планов должно требовать изыскания дополнительных внутренних резервов, совершенствования производственного процесса, т. е. стимулировать технический прогресс.

Ведущие звенья плана — это решение наиболее важных, главных задач на предприятии и в отрасли, от которых зависит выполнение народнохозяйственного плана в целом.

Единство и комплексность планов состоит в увязке всех плановых заданий предприятия и отрасли, включая связь с другими предприятиями и отраслями, с другими газодобывающими районами страны. Изменение одного из показателей отдельно взятого

предприятия повлечет за собой необходимость исправления показателей по цепочке взаимосвязанных предприятий как поставщиков промышленного оборудования и материалов, так и потребителей газа и конденсата. Неувязка в планах приведет к диспропорции в производстве и к срыву выполнения плана.

Основной метод планирования — балансовый метод, примененный еще при составлении плана ГОЭЛРО. Сущность метода состоит в установлении соответствия между потребностью народного хозяйства, отдельных его отраслей и экономических районов в вещественной продукции производства, с одной стороны, и возможностью производства и распределения продукции, с другой стороны.

Продукция газодобывающих предприятий включается в топливно-энергетический баланс страны, а также в баланс продуктов переработки газа и конденсата. Невыполнение планов добычи отрицательно сказывается на всем народном хозяйстве страны и поэтому недопустимо.

Контроль и анализ выполнения планов — неперемное условие планового руководства народным хозяйством. Цель этой работы состоит в том, чтобы не допускать срыва плановых заданий, диспропорции в развитии производства, выявлять и использовать внутрипроизводственные резервы, изучать и распространять передовой производственный опыт.

В нашей стране используется система планов, охватывающая широкий круг технико-экономических проблем и задач, начиная от предприятия, отрасли и кончая общегосударственным народно-хозяйственным планом всей страны.

Эта система включает долгосрочные планы, составляемые на 10—15 лет и более, перспективные (среднесрочные) — на 5 лет (пятилетние планы), текущие, разрабатываемые на год с разбивкой по кварталам, и оперативные — на сутки, декаду, месяц.

На газодобывающих предприятиях составляются перспективные и текущие планы для всего предприятия и отдельных цехов и участков. По видам планирования различают технико-экономическое и оперативное.

Технико-экономическое планирование призвано определять направление всей производственно-хозяйственной и финансово-экономической деятельности предприятия на ближайший год в виде техпромфинплана и на 5 лет и более в виде перспективных планов. Оно охватывает все важнейшие количественные и качественные показатели работы предприятия и его подразделений в их тесной взаимосвязи и взаимоувязке.

Оперативное планирование — детализация и развитие технико-экономического планирования. Его главная задача состоит в том, чтобы обеспечить ритмичную работу всех служб предприятия и выполнение всех плановых заданий.

Современная форма текущего планирования производственно-хозяйственной деятельности любого промышленного предприя-

тия — техпромфинплан (технический, промышленный, финансовый план).

Органически увязывая вопросы техники и экономики, техпромфинплан служит программой производственно-технической и финансовой деятельности предприятия, разрабатываемой коллективом этого предприятия на основе государственных плановых заданий. Техпромфинплан включает в себя комплекс взаимосвязанных показателей по основному и вспомогательному производствам, технике, труду и заработной плате, материально-техническому снабжению, себестоимости продукции, прибыли, рентабельности производства и финансам.

Его разрабатывают на основе прогрессивных норм использования труда и средств производства с учетом достижений передовиков производства. Техпромфинплан предполагает наиболее рациональное и эффективное использование материальных и финансовых ресурсов, природных богатств и устранение издержек производства и потерь.

Роль и значение техпромфинплана заключается в том, что он предусматривает вскрытие и использование внутренних резервов производства и служит основной направляющей и мобилизующей силой в организации всей производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

В настоящее время используют типовые формы техпромфинпланов газодобывающих предприятий.

При планировании применяют систему плановых показателей, охватывающую многосторонние связи в сфере производства. В зависимости от порядка разработки и утверждения плановые показатели делятся на директивные, утвержденные вышестоящими организациями, и расчетные, утвержденные руководством самих предприятий.

Кроме того, плановые показатели делятся на стоимостные и натуральные, количественные и качественные, экономические и технические.

В настоящее время предприятиям утверждают следующие показатели.

1. Объем реализованной продукции.
2. Номенклатура изделий важнейших видов (добыча газа и конденсата, получение на промысле жидкого газа, серы, углекислого газа и т. д.).
3. Общая сумма прибыли и рентабельность.
4. Платежи в бюджет и ассигнования из бюджета.
5. Общий фонд заработной платы.
6. Производительность труда.
7. Объем централизованных капитальных вложений.
8. Ввод в действие основных фондов и производственных мощностей.
9. Задания по внедрению новой техники.
10. Объем поставок сырья, материалов, оборудования.

Все остальные показатели (а их большинство) предприятия рассчитывают и утверждают самостоятельно. К ним относятся: валовая и товарная добыча газа и конденсата; численность работающих; себестоимость товарной и реализованной продукции; формы, условия и размеры материального поощрения; мероприятия и показатели повышения эффективности производства и качества продукции и т. д.

В системе плановых показателей основу составляют технико-экономические и экономические показатели, которые характеризуют результаты производственно-хозяйственной деятельности и позволяют наметить пути повышения эффективности производства и качества продукции. Динамика и взаимосвязь этих показателей с показателями разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений — предмет изучения экономики добычи газа и конденсата.

§ 2. ЭКОНОМИКА И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Для нормальной деятельности предприятия помимо рабочей силы необходимы средства (орудия) труда и предметы труда.

К средствам труда относятся: скважины, сепараторы, теплообменники, инструменты, сооружения, при помощи которых человек воздействует на предметы труда либо создает условия, необходимые для производственного процесса.

Предметами труда являются сырье (поступающие на устье скважин газ и конденсат), материалы, топливо и т. п.

Средства труда и предметы труда вместе образуют средства производства. В зависимости от их роли в процессе производства и формы возмещения их стоимости средства производства делятся на основные и оборотные фонды.

Основные фонды — это часть средств производства, которая обслуживает производство длительное время, сохраняя свою натуральную форму; стоимость их переносится на готовую продукцию по частям по мере их износа. Основные фонды — наиболее дорогостоящая часть средств производства.

По признаку участия в производственном процессе фонды делятся на основные производственные и основные непроизводственные фонды.

Основные производственные фонды непосредственно участвуют в производственном процессе или обслуживают его. На газодобывающих предприятиях к ним относятся: производственные здания (УКПГ, компрессорные, насосные, мехмастерские и др.), сооружения и передаточные устройства (скважины, технологические установки, трубопроводы, линии электропередач и связи и т. д.), силовые установки и оборудования (передвижные электростанции, котельные и др.). Всего принято выделять десять групп основных производственных фондов.

Основные непроизводственные фонды не участвуют в производственном процессе и стоимость их не переносится на готовый продукт. К ним относятся находящиеся на балансе предприятий жилой фонд, клубы, столовые, детские сады, спортивные базы и т. д.; т. е. все, что связано с культурно-бытовым обслуживанием работников. Эти фонды влияют на ход производственного процесса только косвенно. Понятно, что чем лучше культурно-бытовые условия созданы для работников, тем производительнее они работают.

В дальнейшем будут рассматриваться только основные производственные фонды и под понятием «основные фонды» будет подразумеваться только эта их часть.

Обобщающим показателем использования основных фондов служит фондоотдача. Он показывает, сколько продукции выпущено за год в денежном выражении в расчете на 1 руб. основных производственных фондов. Чем больше реализованной продукции приходится на 1 руб. стоимости основных фондов, тем эффективнее использование основных фондов, тем лучше показатель фондоотдачи.

Рост фондоотдачи свидетельствует о получении большого количества продукции при помощи уже имеющихся основных фондов без дополнительных капитальных вложений. В промышленности различают два пути улучшения использования основных фондов: экстенсивный и интенсивный.

Экстенсивный путь — это улучшение их использования во времени, за счет большей продолжительности работы за смену, сутки, месяц и т. д. Это достигается сокращением простоев в течение вахты, увеличением сроков работы за счет сменности (больше всего оборудование работает при трехсменной работе).

Интенсивный путь — это получение на том же оборудовании большего объема продукции в единицу времени за счет более полного использования его мощностей. В добыче газа — это увеличение производительности скважин за счет мероприятий по увеличению притока газа к скважине, назначения оптимальных режимов, увеличения диаметра скважин и фонтанных труб и т. д.

В промышленности чаще всего одновременно применяют оба эти способа увеличения фондоотдачи.

Оборотные производственные фонды (предметы труда), являясь второй составной частью производственных фондов, обслуживают только один производственный цикл, полностью в нем потребляются и целиком переносят свою стоимость на изготовленную продукцию. На практике в состав оборотных фондов включаются и некоторые средства труда: малоценные (до 50 руб. за единицу), а также быстроизнашивающиеся (если служат менее года) инструменты и инвентарь. Часть оборотных фондов находится на складах предприятия в виде производственных запасов, необходимых для бесперебойной работы, а часть используется на разных стадиях производственного процесса (незавершенное про-

изводство). При образовании государственное предприятие надеется также денежными оборотными средствами. Реализовав газ и конденсат, предприятия возмещают израсходованные оборотные средства и вновь используют их в процессе производства. В добыче газа к оборотным фондам относят: фонтанные трубы, ингибиторы, химреагенты, смазочные и обтирочные материалы, запчасти, спецобувь, спецодежду и т. д.

Каждое предприятие заинтересовано увеличить срок использования основных фондов и уменьшить объем оборотных средств.

Установить заранее срок службы оборудования не всегда удастся, так как это зависит от многих факторов, и в частности от бережного обращения с ним, квалифицированного обслуживания, природных условий и других факторов. Поэтому срок жизни основных фондов определяется почти исключительно практикой и опытом их использования. Для этих целей ведется техническая паспортизация оборудования.

Технические паспорта ведутся на каждый отдельный вид основных фондов с момента ввода их в эксплуатацию до конца срока участия в производственном процессе. В техническом паспорте фиксируются все данные, характеризующие условия использования оборудования — время ввода его в эксплуатацию, режим работы, сроки и содержание проводимых ремонтов, причины нарушения нормальной эксплуатации или выхода из строя и т. д.

В паспорте скважины, например, имеются следующие сведения: дата ввода в эксплуатацию, конструкция, эксплуатационный объект, характеристика газа и конденсата, дата и причины появления воды, режимы эксплуатации, прирост добычи после интенсификации притока газа к скважине, сроки и содержание ремонтов скважины и т. д.

Поскольку по мере использования основных фондов они изнашиваются, их стоимость по частям переносится на готовую продукцию (газ и конденсат) и включается в затраты на ее производство (в себестоимость). Процесс переноса стоимости основных фондов на готовую продукцию называется амортизацией.

Для того чтобы решить, какую часть стоимости основных фондов необходимо ежегодно переносить на стоимость продукции, нужно знать степень их износа в течение года и срок их службы. На основании этого устанавливают норму амортизации, т. е. процент ежегодного переноса стоимости основных фондов на стоимость продукции.

Нормы амортизации скважин установлены исходя из 12-летнего срока их эксплуатации. Поэтому амортизационные отчисления осуществляются равными долями в течение 12 лет по 8,3% первоначальной их стоимости в год.

Кроме того, установлены отчисления на капитальный ремонт и модернизацию оборудования скважин отдельно по отдельным районам в размере от 0,5 до 2,5% в год от первоначальной стоимости.

Модернизация оборудования — это его усовершенствование в соответствии с современным техническим уровнем за счет конструктивных изменений, добавления или замены отдельных узлов, оснащения новыми контрольно-измерительными приборами или регулирующими и автоматическими устройствами и т. д.

Все затраты предприятия на производство и реализацию продукции, выраженные в денежной форме, образуют себестоимость продукции (газа и конденсата). Это важнейший качественный показатель работы предприятия, так как в нем в конечном счете отражаются результаты всей производственно-хозяйственной деятельности предприятия. Снижение себестоимости добычи газа и конденсата свидетельствует о том, что при одинаковых материальных, трудовых и денежных затратах удастся увеличить продукцию промысла. Снижение себестоимости продукции создает возможность для снижения цен на промышленную продукцию и товары народного потребления. При изыскания путей и способов снижения себестоимости изучают и используют данные структуры себестоимости. Под структурой себестоимости продукции понимается процентное соотношение отдельных видов затрат в общем итоге затрат на производство продукции.

Прибыль представляет собой разницу между выручкой от реализации продукции предприятия по оптовой цене и ее себестоимостью.

Рентабельность — обобщающий показатель экономической эффективности работы отдельного предприятия или газовой промышленности в целом.

Общая рентабельность — это отношение суммы прибыли к среднегодовой стоимости основных производственных фондов и нормируемых оборотных средств.

Показатель рентабельности показывает, какую прибыль получает предприятие на 1 рубль фондов.

Финансово-экономическая деятельность предприятия оценивается по показателям прибыли и рентабельности. Задания по прибыли и рентабельности, устанавливаемые в централизованном порядке, ориентируют газодобывающие предприятия не только на снижение издержек производства, но и на максимальное увеличение добычи газа и конденсата, на уменьшение капитальных вложений. На газодобывающих предприятиях уровень рентабельности составляет порядка 16%.

Задача газодобывающего предприятия состоит не только в извлечении газа и конденсата из недр, но и в доведении их до товарных кондиций и, наконец, в реализации своей продукции.

Реализация означает превращение натуральной формы продукта в его денежную форму. Реализованной продукцией считают с момента поступления денег потребителя на расчетный счет предприятия-поставщика.

Товарная продукция — это добытые газ и конденсат

после соответствующей обработки на промысле, отвечающие заданным требованиям и готовые для реализации. Исчисляется в оптовых ценах, а также в натуральном выражении (тыс. м³ и тонны).

Валовая продукция — это весь газ и конденсат, добытые из недр. Ее оценивают в неизменных (сопоставимых) ценах: для газа 6 руб./1000 м³, для конденсата 11 руб./т.

Товарной продукции обычно меньше, чем валовой поскольку на промыслах часть газа используют в качестве топлива, а также имеются эксплуатационные потери продукции на продувки, во время исследований, аварий, ремонтов.

Операторы должны стремиться сократить до минимума такие потери, что позволяет без дополнительных затрат увеличивать объем товарной продукции.

Улучшить экономические показатели предприятия можно за счет прироста добычи в результате повышения производительности, повышения коэффициента эксплуатации скважин, а также сокращения потерь газа и конденсата.

Общую прибыль можно увеличить за счет увеличения объема реализации газа и конденсата и снижения эксплуатационных затрат.

Рассмотрим возможности и пути снижения эксплуатационных затрат, а также и снижения себестоимости добычи газа и конденсата. В структуре эксплуатационных затрат статьями расходов являются следующие.

1. Вспомогательные материалы (реагенты, ингибиторы и т. д.).
2. Основная заработная плата.
3. Дополнительная заработная плата.
4. Отчисления на социальное страхование.
5. Расходы на подготовку и освоение производства.
6. Амортизация скважин.

7. Расходы на содержание и эксплуатацию промыслового оборудования.

8. Расходы на компримирование газа (на ПДКС).

9. Расходы на внутрипромысловую транспортировку конденсата.

10. Цеховые расходы.

11. Общепромысловые расходы.

12. Прочие производственные расходы.

13. Внепроизводственные расходы.

Соотношения между отдельными статьями расхода на каждом промысле имеют различные значения.

Рассмотрим факторы, воздействие на которые может снизить эксплуатационные затраты, а вместе с этим и себестоимость добычи газа и конденсата.

Амортизационные отчисления составляют до 60—80% расходов, причем в основном это амортизация скважин. Поэтому главный фактор уменьшения эксплуатационных расходов —

сокращение числа скважин. Чтобы с меньшим числом скважин обеспечить тот же отбор газа, требуется увеличить их производительность. Для этого проводят мероприятия по увеличению производительности скважин, назначают оптимальные режимы их эксплуатации, поддерживают в технически исправном состоянии оборудование скважин и т. д.

Расходы на реагенты могут достигать 10—20% общих расходов и более. Поэтому выбирают с начала разработки или заменяют в процессе разработки более дорогие реагенты (метанол) на более дешевые (хлористый кальций) или на регенерируемые (ДЭГ) и строго контролируют их расход.

Степень использования производственных мощностей промысла существенно влияет на снижение себестоимости добычи. Например, на Шебелинском месторождении при увеличении коэффициента использования мощностей на 0,03% (с 0,95 до 0,98) себестоимость добычи газа снизилась почти на 3%. Оператор должен прилагать все силы, чтобы по его вине не допускались остановки скважин и простой оборудования.

Научно-технический прогресс в добыче газа и конденсата особенно эффективен. Так применение на месторождении Медвежье кустового размещения скважин, повышение их производительности до 1—1,5 млн. м³/сут., сокращение числа скважин, использование блочно-комплектного оборудования и других новых научно-технических решений позволили сократить сроки ввода месторождения в разработку, снизить затраты и сэкономить около 180 млн. руб. За комплекс научно-технических решений и ускоренный ввод в разработку месторождения Медвежье группе специалистов газовой промышленности в 1978 г. присуждена Государственная премия.

§ 3. ОПЛАТА ТРУДА И МАТЕРИАЛЬНОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ

Труд — это целенаправленное воздействие (физическое, умственное) человека при помощи орудий труда на предмет труда с целью получения определенной продукции (результатов труда).

Объективная закономерность социализма — оплата по труду в соответствии с его количеством и качеством.

Для учета количества труда и его затрат используют систему нормирования труда.

Нормы времени характеризуют затраты рабочего времени, необходимые для выполнения производственной операции или производства единицы продукции.

Норма выработки — это выраженное в натуральных единицах (тыс. м³, тоннах) количество продукции, которое должно быть произведено за единицу времени (час, смену, сутки). Нормы выработки могут быть индивидуальными или бригадными.

Нормы обслуживания устанавливают необходимое число рабочих для обслуживания единицы оборудования либо число единиц оборудования, обслуживаемых одним или группой рабочих.

Разработкой норм на предприятиях занимаются нормировщики, технологи, мастера. Затраты рабочего времени изучаются методами хронометража, фотографии рабочего дня, фотохронометража и статистическим методом моментных наблюдений.

Внедрение новой техники и технологии, совершенствование организации производства, рост квалификации и опытности работников, результаты соцсоревнований — все это ведет к тому, что фактическая выработка рабочих оказывается выше норм, а количество обслуживаемого оборудования больше положенного по нормам.

Поэтому периодически нормы затрат труда пересматриваются в сторону их снижения, что способствует росту производительности труда.

Производительность труда оценивается количеством выработанной продукции, приходящейся на одного работника в единицу рабочего времени, или рабочим временем, затраченным работником на производство единицы продукции.

Неуклонный рост производительности труда — экономический закон социализма. В. И. Ленин еще в 1919 г. подчеркивал: «Повышение производительности труда составляет одну из коренных задач, ибо без этого окончательный переход к коммунизму невозможен»¹.

Партия и Правительство уделяют постоянное внимание делу повышения производительности труда в нашей стране. В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы» предусмотрено повысить производительность труда в газовой промышленности в 1976—1980 гг. на 43—45%.

Уровень производительности труда зависит от многих факторов: технической оснащенности и применяемой технологии; культурно-технического уровня и квалификации работников, в частности операторов; организации труда и производства, организации технического нормирования, оплаты труда, материального и морального стимулирования; организации социалистического соревнования и распространения опыта новаторов и передовиков производства; состояния трудовой дисциплины на производстве, условий труда и быта работников; постоянного состава работников; природных условий и т. д.

В десятой пятилетке рост производительности труда в добыче газа намечается за счет технического переоснащения промыслов новым высокоэффективным оборудованием в блочном исполнении, бурения скважин большой производительности, широкого применения методов увеличения притока газа к скважинам, внедрения достижений научно-технического прогресса, а также за счет повышения квалификации операторов и ИТР.

Важное средство повышения производительности труда — правильная организация заработной платы.

¹ В. И. Ленин. Полн. собр. соч., т. 38, с. 97.

Заработная плата представляет собой выраженную в денежной форме часть общественного продукта, поступающую в личное потребление трудящихся в соответствии с количеством и качеством затраченного ими труда. В нашей стране в плановом порядке предусматривается постоянный рост средней заработной платы. Для того чтобы обеспечить постоянный рост социалистического воспроизводства, необходимы определенные накопления средств в народном хозяйстве. Это обеспечивается за счет опережающего роста производительности труда по сравнению с ростом заработной платы. Трудящиеся нашей страны заинтересованы в росте производительности труда, так как в результате этого не только увеличивается их заработная плата, но и растут фонды общественного потребления, растет могущество социалистического государства, ускоряется движение к коммунизму.

Для регулирования заработной платы по отраслям промышленности и установления правильных соотношений в оплате квалифицированного и неквалифицированного, тяжелого и легкого труда применяется тарифная система. Она включает в себя тарифно-квалификационные справочники, тарифные ставки и сетки для рабочих, должностные оклады для инженерно-технических работников, районные коэффициенты.

Тарифно-квалификационный справочник служит для тарификации работ и рабочих. Справочники выпускаются по отдельным отраслям (добыча нефти и газа, бурение скважин, капитальный ремонт скважин и т.д.). Для профессий, имеющих не только в газовой промышленности, существует специальный тарифно-квалификационный справочник. В справочнике для каждой профессии приведены подробные описание и характеристика сложности работ различных видов и в соответствии с этим основные требования к объему знаний исполнителя. Простые работы отнесены к низким разрядам, сложные — к высоким. Разряд рабочего и разряд выполняемой им работы должны совпадать.

Рабочий (оператор), желающий получить более высокий разряд, должен повысить свою квалификацию, освоить более сложную работу в результате индивидуальной или курсовой подготовки. После ее завершения он сдает экзамен квалификационной комиссии, в состав которой входят представители администрации, профсоюзной организации, передовики производства. Комиссия проверяет теоретические знания и практические навыки и решает вопрос о присвоении рабочему соответствующего разряда.

Тарифные ставки характеризуют меру оплаты труда рабочих каждого квалификационного разряда в единицу времени. В газовой, нефтяной и некоторых других отраслях промышленности установлены дневные тарифные ставки. На основе тарифных ставок оплачивается труд рабочих-повременщиков и определяются расценки для оплаты рабочих-сдельщиков. Тарифные ставки возрастают от низшего разряда к высшему. Отношение тарифных ставок каждого разряда к ставке I разряда называется тариф-

ным коэффициентом, а отношение тарифной ставки максимального разряда сетки к ставке I разряда называется диапазоном тарифной ставки.

Тарифные коэффициенты и квалификационные разряды образуют третий элемент тарифной системы — тарифные сетки.

Ряд тарифных коэффициентов показывает, насколько ставка данного квалификационного разряда выше ставки первого разряда и насколько увеличивается оплата при переходе от одного разряда к другому, высшему. Абсолютное возрастание ставки увеличивается также по мере повышения разряда. Тарифная сетка создает материальную заинтересованность операторов в повышении своей квалификации. К первому разряду относятся неквалифицированные рабочие и наиболее простые работы, а к высшему — наиболее сложные работы и рабочие высшей квалификации. Размер оплаты труда операторов каждого разряда определяется уровнем тарифной ставки первого разряда, умноженной на соответствующий тарифный коэффициент.

В промышленности применяют две формы заработной платы: сдельную и повременную.

В добыче газа и конденсата применяют повременную и повременно-премиальную формы оплаты труда.

Повременная форма оплаты труда применяется, когда труд рабочих трудно поддается нормированию. Возможны простая повременная и повременно-премиальная формы оплаты труда. При простой повременной оплате труда заработная плата рабочего зависит от количества отработанного времени и тарифной ставки за единицу рабочего времени. В добыче газа в основном применяется повременно-премиальная форма оплаты, при которой помимо тарифной ставки выплачивается премия за высокие показатели труда. Так, операторы за выполнение месячного плана получают премию до 20% к тарифной ставке и 2% за каждый процент перевыполнения плана. Размер премий может достигать 40% тарифной ставки.

Для районов с трудными природно-климатическими условиями (Север, пустыни и др.) введены районные коэффициенты к заработной плате в пределах от 1,1 до 2,0. Этим материально компенсируются трудности, которые приходится испытывать при работе в Заполярье, пустынях, безводных и отдаленных местах, а также создается стимул для привлечения работников в эти районы, для регулирования распределения их по территории страны. Для заполярных районов Крайнего Севера районный коэффициент равен 2,0, для многих районов Якутии 1,7, для Пермской области и Туркмении 1,3 и т. д.

Труд ИТР, служащих, руководящих работников газодобывающих предприятий оплачивается по повременно-премиальной системе на основе должностных окладов. Должностные оклады зависят от производительности и сложности оборудования и сооружений промысла, от сложности его эксплуатации и т. д.

Газодобывающие предприятия подразделены по указанным признакам на пять групп. Должностные оклады по группам уменьшаются от 100% для первой группы до 65% для пятой группы. ИТР и служащие премируются за выполнение и перевыполнение плана по добыче, себестоимости, производительности труда, снижению норм расхода реагентов и т. д.

На каждом предприятии за счет отчислений от прибыли по установленным нормативам в зависимости от количественных и качественных показателей его работы создается фонд материального стимулирования. Этот фонд подразделяется на три части: фонд материального поощрения, фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства и фонд развития производства.

При невыполнении плана реализации и прибыли отчисления в фонд материального стимулирования осуществляются в меньших размерах, чем предусмотрено нормативами.

Фонд материального поощрения используется: на премирование рабочих, инженерно-технических работников и служащих; для единовременного поощрения отличившихся рабочих, ИТР и служащих, за выполнение особо важных производственных заданий; для выплаты вознаграждений работникам за общие годовые итоги работы предприятия в соответствии с получаемой ими заработной платой и с учетом продолжительности непрерывного стажа работы на данном предприятии; на премирование по результатам социалистического соревнования; на оказание материальной помощи работникам. Фонд материального поощрения по указанным направлениям в виде сметы распределяется администрацией предприятия с участием профсоюзной организации.

Фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства расходуется на строительство жилых домов, культурно-бытовых учреждений, пионерских лагерей, домов отдыха и их капитальный ремонт.

Фонд развития производства используют для модернизации оборудования, внедрения автоматизации, новой техники и т. д.

Сочетание повременно-премиальной оплаты труда и материального поощрения создает заинтересованность каждого работника не только в результатах своего личного труда, но и в успехах коллектива предприятия в целом. Личные и общественные интересы становятся едиными.

§ 4. СОЦИАЛИСТИЧЕСКОЕ СОРЕВНОВАНИЕ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПЕРЕДОВОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОПЫТА

Социалистическое соревнование на всех этапах социалистического и коммунистического строительства было и остается могучим средством развития творческой инициативы масс, формиру-

вания социалистического коллективизма. Оно всегда служило эффективным методом подъема производительных сил, совершенствования производственных отношений, воспитания трудящихся, привлечения их к управлению производством.

Необходимо всемерно повышать роль трудовых коллективов в решении вопросов соревнования, неуклонно осуществлять ленинские принципы его организации — гласность, сравнимость результатов, возможность практического повторения опыта.

В результате самоотверженного труда и организации социалистического соревнования за девятую пятилетку страна получила сверх плана 9 млрд. м³ газа. Темп роста промышленной продукции составил 81 %, производительность труда увеличилась на 50 %.

Цель организации социалистического соревнования в газодобывающей промышленности — достижение наивысшего прироста добычи в развивающихся районах и сохранение устойчивого уровня добычи в старых газодобывающих районах страны.

При организации соревнования используются различные способы и методы: проводится «Всесоюзное социалистическое соревнование производственных подразделений предприятий», соревнования на звание «Лучший по профессии», общественные смотры экономии и бережливости, высокой культуры производства, творчества молодежи. В целях обмена передовым производственным опытом проводятся технические конференции, совещания и семинары, работают школы по обмену передового опыта, организуются экскурсии на передовые предприятия, поездки на ВДНХ, выпускаются специальные кинофильмы (например, «Лучшее газопромысловое управление — Шебелинское ГПУ»). Большое внимание уделяется вопросам повышения общеобразовательного уровня рабочих и их профессионального мастерства.

Результаты социалистического соревнования получают высокую оценку. По итогам Всесоюзного социалистического соревнования за 1975 г. переходящими Красными знаменами Министерства газовой промышленности и ЦК профсоюза рабочих нефтяной, химической и газовой промышленности награждено 15 предприятий и организаций отрасли. За образцовый труд в девятой пятилетке около 2,5 тыс. работников министерства награждены орденами и медалями Советского Союза.

Передовики производства газовой промышленности награждаются также знаками «Почетный работник газовой промышленности» и «Отличник газовой промышленности», а также почетными грамотами министерства и ЦК профсоюза рабочих нефтяной, химической и газовой промышленности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Оруджев С. А.* Газовая промышленность по пути прогресса. М., «Недра», 1976.
2. *Муравьев В. М., Серeda Н. Г.* Основы нефтяного и газового дела. М. «Недра», 1967.
3. *Муравьев В. М.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1973.
4. *Корогаев Ю. П.* Эксплуатация газовых месторождений. М., «Недра», 1975.
5. *Ширковский А. И., Задора Г. И.* Добыча и подземное хранение газа. М., «Недра», 1974.
6. *Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа.* М., «Недра», 1976.
7. *Андреев Г. С.* Запорная арматура. Л., «Недра», 1974.
8. *Берсeneв И. С., Бекетов П. Н., Вигдорчик Д. Я.* Слесарь-газовик (Справочное руководство). М., «Недра», 1977.
9. *Тараненко Б. Ю., Герман В. Т.* Автоматическое управление газопромысловыми объектами. М., «Недра», 1976.
10. *Романов Н. М., Эстрин Р. Я.* Техника безопасности при добыче газа и газового конденсата. М., «Недра», 1977.
11. *Янович А. Н., Аствацатуров А. Ц., Бусурин А. А.* Охрана труда и техника безопасности в газовом хозяйстве. М., «Недра», 1978.

Важнейшие единицы международной системы (СИ)

Наименование величин	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное

I. Основные единицы

Длина	метр	м	m
Масса	килограмм	кг	kg
Время	секунда	с	s
Сила электрического тока	ампер	А	A
Термодинамическая температура ¹	кельвин	К	K
Количество вещества	моль	моль	mol
Сила света	кандела	кд	cd

II. Дополнительные единицы

Плоский угол	радиан	рад	rad
Телесный угол	стерадиан	ср	sr

III. Производные единицы

Напор	метр	м	m
Площадь	квадратный метр	м ²	m ²
Объем, вместимость	кубический метр	м ³	m ³
Скорость	метр в секунду	м/с	m/s
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с ²	m/s ²
Грузоподъемность	килограмм	кг	kg
Частота колебаний	герц	Гц	Hz
Частота вращения, частота ударов	секунда в минус первой степени	с ⁻¹	s ⁻¹
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м ³	kg/m ³
Линейная плотность	килограмм на метр	кг/м	kg/m
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м ³ /кг	m ³ /kg
Сила (сила тяжести, подвижная сила), вес	ньютон	Н	N
Момент силы; крутящий (вращающий) момент	ньютон-метр	Н·м	N·m

¹ Кроме температуры Кельвина (обозначение Т) допускается применять температуру Цельсия (обозначение t), определяемую из выражения $t = T - T_0$, где $T_0 = 273,15$ К. Температура Кельвина выражается в кельвинах, температура Цельсия — в градусах Цельсия (обозначение международное и русское °С). По размеру градус Цельсия равен Кельвину.

Наименование величин	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		Русское	международное
Давление, механическое напряжение	паскаль	Па	Pa
Градиент давления	паскаль на метр	Па/м	Pa/m
Поверхностное натяжение, адгезионная прочность	ньютон на метр	Н/м	N/m
Работа; энергия; количество теплоты; термодинамический потенциал (энтальпия, внутренняя энергия и др.), энергия излучения	джоуль	Дж	J
Удельная работа; удельная энергия; удельное количество теплоты; удельный термодинамический потенциал (удельная энтальпия, удельная внутренняя энтальпия)	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Мощность; тепловой поток	ватт	Вт	W
Поверхностная плотность теплового потока	ватт на квадратный метр	Вт/м ²	W/m ²
Объемная плотность теплового потока	ватт на кубический метр	Вт/м ³	W/m ³
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па·с	Pa·s
Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду	м ² /с	m ² /s
Массовый расход; массовая подача насоса и компрессора	килограмм в секунду	кг/с	kg/s
Объемный расход (объемная подача) насоса и компрессора	кубический метр в секунду	м ³ /с	m ³ /s
Проницаемость горных пород	квадратный метр	м ²	m ²
Удельная теплота сгорания топлива	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Объемная теплота сгорания топлива	джоуль на кубический метр	Дж/м ³	J/m ³
Удельная теплоемкость; удельная энтропия; удельная газовая постоянная	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·К)	J/(kg·K)

Наименование величин	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
Объемная теплоемкость	джоуль на кубический метр-кельвин	Дж/(м ³ ·К)	J/(m ³ ·K)
Универсальная газовая постоянная	джоуль на моль-кельвин	Дж/(моль·К)	J/(mol·K)
Температурный градиент; геотермический градиент	кельвин на метр	К/м	K/m
Коэффициент теплоотдачи (теплообмена); коэффициент теплопередачи	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м ² ·К)	W/(m ² ·K)
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·К)	W/(m·K)
Температуропроводность	квадратный метр на секунду	м ² /с	m ² /s
Тепловое сопротивление	квадратный метр-кельвин на ватт	(м ² ·К)Вт	m ² K/W
Температурный коэффициент линейного или объемного расширения	кельвин в минус первой степени	К ⁻¹	K ⁻¹
Количество электричества; электрический заряд	кулон	Кл	C
Электрическое напряжение, электрический потенциал, электродвижущая сила	вольт	В	V
Электрическая емкость	фарада	Ф	F
Электрическое сопротивление	ом	Ом	Ω
Удельное электрическое сопротивление	ом-метр	Ом·м	Ω·m
Электрическая проводимость	сименс	См	S
Удельная электрическая проводимость	сименс на метр	См/м	S/m
Магнитный поток	вебер	Вб	Wb
Магнитная индукция	тесла	Т	T
Магнитодвижущая сила	ампер	А	A
Индуктивность; взаимная индуктивность	генри	Г	H
Молярная концентрация	моль на кубический метр	моль/м ³	mol/m ³
Молярная масса	килограмм на моль	кг/моль	kg/mol
Молярный объем	кубический метр на моль	м ³ /моль	m ³ /mol

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Основы добычи природного газа	5
§ 1. Условия залегания газа в недрах	5
§ 2. Бурение и конструкция газовых скважин	15
§ 3. Исследование газовых и газоконденсатных скважин	20
§ 4. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений	29
§ 5. Промысловая обработка газа и конденсата	41
Глава II. Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин	53
§ 1. Основные положения	53
§ 2. Подземное и наземное оборудование скважин	58
§ 3. Технологические режимы эксплуатации скважин	68
§ 4. Технология эксплуатации скважин	71
§ 5. Увеличение производительности скважин	82
Глава III. Оборудование газовых и газоконденсатных промыслов	85
§ 1. Трубы и их соединительные части	85
§ 2. Трубопроводная арматура	88
§ 3. Газосепараторы	110
§ 4. Разделители жидких смесей	115
§ 5. Теплообменное оборудование	115
§ 6. Абсорберы	118
§ 7. Оборудование огневой регенерации ДЭГа	120
§ 8. Адсорберы	121
§ 9. Турбодетандерные агрегаты	121
§ 10. Установка искусственного холода	122
§ 11. Оборудование блочно-комплектного автоматизированного газового промысла	123
Глава IV. Контрольно-измерительные приборы	124
§ 1. Приборы для контроля и измерения параметров и показателей процесса добычи газа	125
§ 2. Приборы для комплексных исследований скважин	144
§ 3. Приборы для контроля за физико-химическими свойствами и качеством продукции промысла	148
Глава V. Эксплуатация блочно-комплектного автоматизированного газового промысла	153
§ 1. Состав блочно-комплектного автоматизированного газового промысла	153
§ 2. Газо- и конденсатосборные сети	154
§ 3. Установка предварительной подготовки газа УППГ	156
§ 4. Установка комплексной подготовки газа УКПГ	158
§ 5. Головные сооружения ГС	165
§ 6. Содержание труда операторов	166
§ 7. Организация труда операторов	171
Глава VI. Автоматизация газовых и газоконденсатных промыслов	177
§ 1. Элементы автоматизации промыслов	178

§ 2. Автоматизация отдельных технологических операций	187
§ 3. Автоматическое управление технологическими процессами промысловой обработки газа	191
§ 4. Автоматическое управление промыслом	196
Глава VII. Охрана труда на газовых и газоконденсатных промыслах	201
§ 1. Основные положения по охране труда	201
§ 2. Организация труда операторов на рабочем месте	204
§ 3. Производственная санитария на промыслах	207
§ 4. Техника безопасности на промыслах	215
Глава VIII. Организация и экономика газодобывающих предприятий	236
§ 1. Организация, управление и планирование в добыче газа и конденсата	236
§ 2. Экономика и повышение эффективности добычи газа и конденсата	245
§ 3. Оплата труда и материальное стимулирование	250
§ 4. Социалистическое соревнование и распространение передового производственного опыта	254
Список литературы	256
Приложение. Важнейшие единицы международной системы (СИ)	257

ГЕННАДИЙ ИВАНОВИЧ ЗАДОРА

**ОПЕРАТОР ПО ДОБЫЧЕ
ПРИРОДНОГО ГАЗА**

Редактор издательства *Т. К. Лазарева*
Переплет художника *В. Д. Петухова*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Е. Н. Семенова*
Корректор *М. П. Курылева*

ИБ № 3342

Сдано в набор 16.11.79
Подписано в печать 16.01.80. Т-04820.
Формат 60×90¹/₁₆. Бумага типограф. № 2
Гарнитура «Литературная». Печать высокая
Усл. печ. л. 16,5. Уч.-изд. л. 17,93.
Тираж 5000 экз.
Заказ 1975/7598—6 Цена 65 коп.

Издательство «Недра», 103633,
Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19

Московская типография № 11
Союзполиграфпрома при Государственном
комитете СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.
Москва, 113105, Нагатинская ул., д. 1.