

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия
(СибАДИ)»

Кафедра «Автоматизация производственных процессов
и электротехника»

И.В. Лазута, Р.Ю. Сухарев

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ОБОРУДОВАНИЕ
И АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Учебное пособие

Омск
СибАДИ
2015

УДК 665.6 : 681.5
ББК 33.36
Л17

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. В.Г. Хомченко (ОмГТУ);
канд. техн. наук, проф. А.И. Демиденко (СибАДИ)

Работа утверждена редакционно-издательским советом СибАДИ в качестве учебного пособия.

Лазута, И.В.

Л 17 Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи : учебное пособие / И.В. Лазута, Р.Ю. Сухарев. – Омск : СибАДИ, 2015. – 160 с.
ISBN 978-5-93204-836-8

Рассмотрены основные теоретические сведения о технологических процессах, оборудовании и автоматизации нефтегазодобычи. Изложенный материал позволит студентам освоить основы технологии бурения и эксплуатации скважин, сбора, подготовки, передачи и хранения углеводородов, а также ознакомиться с оборудованием и автоматикой, применяемой в нефтегазодобывающей отрасли. Учебный материал пособия приводится кратко и может служить дополнением к теоретическому материалу, изложенному в учебниках для высших учебных заведений.

Предназначено для изучения дисциплины «Технологические процессы автоматизированных производств» студентами направления бакалавриата и магистратуры «Автоматизация технологических процессов и производств», а также рекомендуется аспирантам при написании научных работ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Введение в нефтегазовую отрасль промышленности	5
1.1. Анализ состояния вопроса добычи нефти и газа.	5
1.2. Условия залегания нефти, газа и воды на месторождениях.....	6
1.3. Основы физикохимии нефти и газа.	9
1.3.1. Физико-химические свойства нефти	9
1.3.2. Физико-химические свойства природного газа.....	14
1.4. Классификация нефтей	19
1.5. Классификация и свойства товарных нефтепродуктов	22
Контрольные вопросы и задания	25
2. Бурение нефтяных и газовых скважин	26
2.1. Общие сведения и классификация скважин	26
2.2. Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин	32
2.3. Технологический процесс разработки нефтяных и газовых скважин	44
2.4. Управление технологическим процессом бурения	49
2.5. Технологические параметры и режимы бурения.....	51
2.6. Контрольно-измерительные приборы и автоматика в бурении.....	53
Контрольные вопросы и задания	78
3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.....	79
3.1. Общие сведения об эксплуатации скважин	79
3.2. Стадии эксплуатации скважин	80
3.3. Способы эксплуатации скважин.....	81
3.4. Фонтанный способ эксплуатации скважин.....	82
3.5. Газлифтный способ эксплуатации скважин.....	88
3.6. Насосный способ эксплуатации скважин	96
3.7. Ремонт скважин	103
Контрольные вопросы и задания	105
4. Сбор, подготовка, транспортирование и хранение нефти и газа.....	106
4.1. Автоматизированные системы сбора нефти, газа и воды	106
4.2. Технологические процессы промысловой подготовки нефти	113
4.3. Технологические процессы промысловой подготовки газа.....	123
4.4. Основы трубопроводного транспорта нефти и газа	142
4.5. Хранение нефти и газа	145
Контрольные вопросы и задания	155
Заключение	157
Библиографический список	158

ВВЕДЕНИЕ

Экономически наиболее значимой составной частью топливно-энергетического комплекса России на сегодняшний день является нефтегазовый комплекс. Нефтегазовый комплекс включает нефтегазодобывающую и нефтегазоперерабатывающую отрасли промышленности, а также различные отрасли транспорта (трубопроводный, железнодорожный, водный, морской и др.) нефти, газового конденсата, природного газа и продуктов их переработки.

Нефть и газ в настоящее время во всем мире и в России – основные виды энергетических ресурсов, на долю которых приходится около 70 % всех видов используемых ресурсов. Важными и актуальными задачами являются вопросы, связанные со всей цепочкой технологических процессов – от разведки месторождений до использования нефтепродуктов и газа.

Технологические процессы добычи углеводородов, такие как бурение и эксплуатация скважин, сбор, подготовка, передача и хранение нефти и газа, являются высокотехнологичными и на сегодняшний день не представляются возможными без использования контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Задачей курса «Технологические процессы автоматизированных производств» является формирование у студентов знаний о структуре и классификации процессов нефтегазовой отрасли; о технологическом оборудовании и автоматике, применяемой в нефтегазовой отрасли; о технологических схемах, режимах и технологических возможностях технологических процессов нефтегазовой отрасли.

1. ВВЕДЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. Анализ состояния вопроса добычи нефти и газа

Ресурсы и месторождения нефти. Мировые извлекаемые запасы нефти оцениваются в 141,3 миллиарда тонн. Этих запасов при нынешних объемах добычи нефти хватит на 42 года. Из них около 66 % расположено в странах Ближнего и Среднего Востока. Для этого региона характерно не только наличие огромных запасов нефти, но и концентрация их преимущественно на уникальных (более 1 миллиарда тонн) и гигантских (от 300 миллионов до 1 миллиарда тонн) месторождениях с исключительно высокой продуктивностью скважин. Среди стран этого региона первое место в мире по этому показателю занимает Саудовская Аравия, где сосредоточено более четверти мировых запасов нефти.

Второе место среди регионов мира занимает Американский континент – 14,5 % мировых извлекаемых запасов нефти. Наиболее крупными запасами нефти обладают Венесуэла, Мексика, США, Аргентина и Бразилия. Извлекаемые запасы нефти в Африке составляют 6,9 %, в т. ч. в Ливии – 2,9 %, Нигерии – 2,3 % и Алжире – 0,9 %. В Западной Европе крупные месторождения нефти и газа расположены в акватории Северного моря, главным образом на британских (0,5 млрд т) и норвежских (1,5 млрд т) территориях.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе промышленными запасами нефти обладают Китай (2,35 %), Индонезия (0,5 %), Индия, Малайзия и Австралия (в сумме 1 %). Восточноевропейские бывшие социалистические страны и страны, бывшие в составе СССР, владеют 5,8 % извлекаемых запасов нефти, в т.ч. Россия – 4,76 %, т. е. 6,64 млрд т.

Как видно из табл. 1.1, Россия с начала нового столетия интенсивно наращивает добычу нефти, несмотря на ограниченность ее запасов.

Ресурсы и месторождения природного газа. Мировые извлекаемые запасы природного газа оцениваются в 154,9 трлн м³. Ресурсов газа при нынешних темпах его добычи хватит на 63,1 года. По разведанным запасам природного газа первое место в мире занимает Россия – 31 %. Одна треть общемировых его запасов приходится на Ближний и Средний Восток, где он добывается преимущественно попутно с нефтью, т.е. на страны, обладающие крупными месторождениями нефти: Иран (14,9 % от общемировых запасов), Абу-Даби (4,0 %), Саудовская Аравия (3,9 %) и Кувейт (1,0 %).

В Азиатско-Тихоокеанском регионе значительными ресурсами газа обладают Индонезия, Малайзия и Китай.

Достаточно большие запасы газа (7,2 %) размещены в Африке, прежде всего в таких странах, как Алжир (2,9 %), Нигерия (2,2 %) и Ливия (0,9 %).

На Американском континенте обнаружено 12,7 % от общемировых запасов природного газа, в т.ч. США – 3,1 % (5-е место), Венесуэла – 2,7 %, Канада – 1,1 %. Западная Европа обладает 2,9 % от мировых запасов природного газа, в т.ч. Норвегия – 0,8 %, Нидерланды – 1,1 % и Великобритания – 0,5 %.

По объемам добычи газа в мире со значительным отрывом от других стран лидируют Россия и США. В число крупных газодобывающих стран мира входят Канада, Великобритания, Индонезия, Нидерланды, Алжир, Норвегия, Иран, Мексика и Узбекистан.

Крупнейшие компании нефтегазовой промышленности России: ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «АНК «Башнефть», ОАО «НК «РуссНефть».

Динамика добычи природного газа в России в 2000 – 2014 гг. приведена в табл. 1.1, откуда следует, что производство газа, который по сравнению с нефтью значительно менее исчерпан, заметно возросло с начала столетия.

Таблица 1.1

Динамика добычи нефти и газа в России в 2000 – 2014 гг.

Годы	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014
Нефть, млн т	320	380	459	486	494	510	526	526
Газ, млрд м ³	583	595	591	610	665	647	655	640

Разумеется, такие высокие объемы газодобычи в стране, в отличие от нефтяной отрасли, экономически оправданы, поскольку обоснованы исключительно большими его ресурсами.

1.2. Условия залегания нефти, газа и воды на месторождениях

Горные породы, имеющие большое число крупных пор, – резервуары нефти и газа (нефтяные и газовые залежи). Породы, такие как глины, сланцы и другие, практически непроницаемые для пластовых газожидкостных смесей, – естественные покрышки продуктивных

коллекторов нефти и газа, способствующие их накоплению. Промышленная ценность месторождения определяется не только его размерами, но и в значительной степени физическими свойствами коллекторов, пластовых жидкостей и газов, а также видом и запасом пластовой энергии.

Нефть и газ в нефтяных и газовых залежах насыщают пустоты между зернами, трещины и каверны пород, слагающих пласты. Большинство нефтегазовых месторождений приурочены к осадочным породам – хорошим коллекторам нефти (пески, песчаники, конгломераты, трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты). Естественные резервуары нефти и газа по происхождению и геометрической форме могут быть самыми различными. Простейшая природная структурная ловушка – **антиклинальная складка** (рис. 1.1).

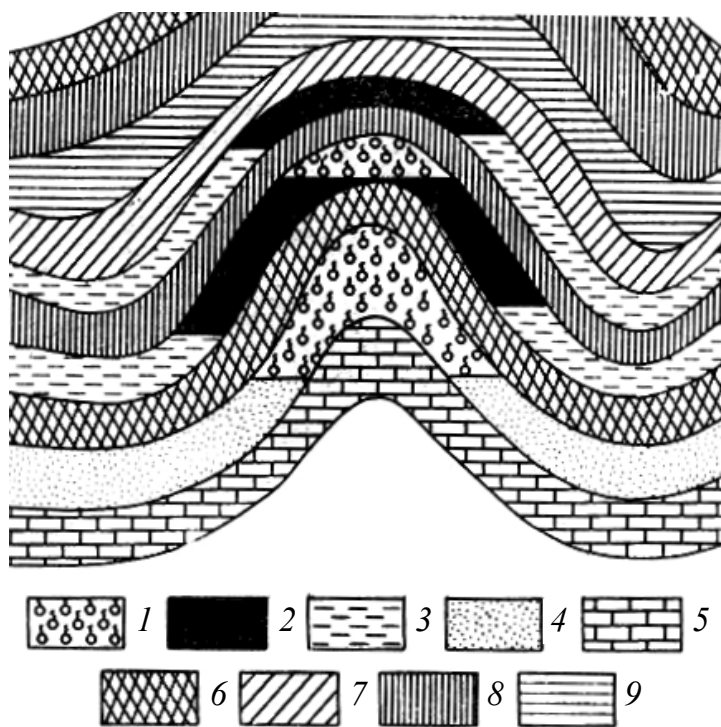


Рис. 1.1. Антиклинальная складка:

1 – газ; 2 – нефть; 3 – песчаники, насыщенные водой; 4 – песчаники;
5 – известняки; 6, 7, 8, 9 – глины различного состава

В зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяют на:

- 1) чисто газовые;
- 2) газоконденсатные;
- 3) газонефтяные (с газовой шапкой);
- 4) нефтяные (без газовой шапки с растворенным в нефти газом).

Газоконденсатные месторождения характеризуются тем, что содержащиеся в них углеводородные смеси находятся обычно в однофазном состоянии – тяжелые углеводороды полностью растворены в массе легких газообразных компонентов. При разработке газоконденсатного месторождения по мере падения давления из газа начинает выделяться конденсат. В первую очередь конденсируются наиболее тяжелые компоненты, а затем – все более легкие. Давление, при котором начинается выделение из газа конденсата, называется **давлением начала конденсации**.

Конденсат может выделяться как на поверхности, так и в пласте при снижении давления. В последнем случае конденсат впитывается породой пласта, и значительная часть его может остаться в пласте безвозвратно. Поэтому газоконденсатные месторождения следует разрабатывать при забойных давлениях, которые больше давления начала конденсации.

Нефть, газ и вода распределяются в залежи соответственно своим плотностям. Как правило, в продуктивной зоне пласта кроме нефти и газа содержится также вода, хотя продукцией скважин при разработке этого пласта может быть безводная нефть. Вода, по всей вероятности, осталась в нефтяной и газовой частях пластов со времени образования залежи. Породы нефтяных и газовых пластов отлагались в водоемах. В процессе накопления нефть и газ не смогли полностью вытеснить воду из пористой среды. В значительной мере это объясняется гидрофильностью большинства пород, слагающих продуктивные пласты. Вода частично остается в порах пласта в виде тончайших пленок, капелек в местах контакта зерен породы, а также в субкапиллярных порах. Эту капиллярно удерживаемую воду называют **связанной**. Иногда ее именуют также погребенной, остаточной, реликтовой и т. д.

Свойства нефти, воды и газа на поверхности сильно отличаются от их свойств в пластовых условиях, где они находятся при сравнительно высоких давлениях и температурах. Свойства нефти, воды и газов в пластовых условиях влияют на закономерности их движения в пористой среде. С ростом глубины залегания пластов повышается и температура. Расстояние по вертикали, на котором температура горных пород закономерно повышается на 1 °С, называется **геотермической ступенью**. Среднее значение геотермической ступени 33 м, но для различных месторождений ее величина неодинакова. Изменения пластового давления регистрируются при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Это дает возможность судить о процессах, происходящих в пласте.

1.3. Основы физикохимии нефти и газа

1.3.1. Физико-химические свойства нефти

Нефть – сложная многокомпонентная взаиморастворимая смесь газообразных, жидких и твердых углеводородов различного химического строения с числом углеродных атомов до 100 и более с примесью гетероорганических соединений серы, азота, кислорода и некоторых металлов.

По химическому составу, физическим свойствам и количеству растворенного газа нефти различных месторождений весьма отличаются друг от друга. Эти различия обуславливаются в первую очередь геологическими и биохимическими условиями, возрастом нефти, термобарическими условиями в пласте, глубиной залегания пласта, а также воздействием на нефть микроорганизмов и др.

В связи с этим речь можно вести лишь о составе, молекулярном строении и свойствах «среднестатистической» нефти. Менее всего колеблется элементный состав нефтей: 82 – 87 % углерода; 12 – 16,2 % водорода; 0,04 – 0,35 %, редко до 0,7 % кислорода; до 0,6 % азота и до 5 и редко до 10 % серы. Кроме названных компонентов, в нефти обнаружены в небольших количествах другие элементы, в т. ч. металлы (Ca, Mg, Fe, Al, Si, V, Ni, Na и др.).

Поскольку нефть представляет собой многокомпонентную непрерывную смесь углеводородов и гетероатомных соединений, то принято разделять нефть и нефтепродукты путем перегонки на отдельные компоненты, каждый из которых является менее сложной смесью. Такие компоненты называют **фракциями** или **дистиллятами**.

Фракционный состав нефти, согласно ГОСТ 2177–99, определяется при ее перегонке (ректификации) на стандартных перегонных аппаратах, снабженных ректификационными колоннами, например АРН-2. Существует несколько способов так называемой прямой гонки, но суть их одна: любой жидкий углеводород имеет свою температуру кипения, т. е. температуру, выше которой он испаряется.

Например, бензол C_6H_6 кипит при 80 °С, а толуол C_7H_8 – при 111 °С. При перегонке типичной нефти можно получить: 31 % бензина (углеводороды $C_4 - C_{10}$), 10 % керосина ($C_8 - C_{15}$), 15 % дизельного топлива ($C_{13} - C_{20}$), 20 % смазочных масел ($C_{21} - C_{40}$), 24 % остатка – мазута (с C_{40} и выше).

Углеводный состав нефти является наиболее важным показателем качества, определяющим выбор метода переработки, ассортимент и эксплуатационные свойства получаемых нефтепродуктов.

В зависимости от преобладания в нефти одного из трех представителей групп углеводородов в количестве более 50 % нефти именуются:

- 1) метановыми с преобладанием алканов – C_nH_{2n+2} ;
- 2) нафтеновыми с преобладанием алкенов – C_nH_{2ni} ;
- 3) ароматическими с преобладанием аренов – C_nH_{2n-6} .

Если к доминирующей группе углеводородов присоединяется другой углеводород в количестве не менее 25 %, то им дают комбинированное название, например *метанонафтеновые*.

Алканы составляют значительную часть групповых компонентов нефти, газоконденсатов и природных газов. Общее содержание их в нефти составляет 25 – 75 % и только в некоторых парафинистых нефтях типа мангышлакской достигает 40 – 50 %.

Алкены входят в состав всех фракций нефти, кроме газов. В среднем в нефтях различных типов они содержатся от 25 до 80 %.

Арены содержатся в нефти обычно в меньшем количестве (15–50 %), чем алканы и алкены, и представлены гомологами бензола в бензиновых фракциях. Данные вещества определяют характерный запах нефти.

Основные физические свойства нефти определяются следующими величинами:

1. **Плотность нефти** – это масса единицы объема нефти при температуре 20 °С и атмосферном давлении, колеблется от 700 до 1040 кг/м³. Нефть с плотностью ρ_n ниже 870 кг/м³ называют *легкой*, от 870 до 970 кг/м³ – *средней*, выше 970 кг/м³ – *тяжелой*.

Мазут имеет плотность от 900 до 990 кг/м³, керосин – 800 – 840 кг/м³, бензины – 700 – 800 кг/м³, газовые конденсаты – 650 – 720 кг/м³. Измеряется плотность **ареометром** – прибором для определения плотности жидкости по глубине погружения поплавка (трубка с делениями и грузом внизу).

Под **относительной плотностью нефти** ρ_{0n} понимают отношение величин абсолютной плотности нефти ρ_n к плотности дистиллированной воды ρ_e , определённой при 4 °С:

$$\rho_{0n} = \frac{\rho_n}{\rho_e}. \quad (1.1)$$

С возрастанием температуры плотность дегазированной нефти уменьшается. Зависимость плотности нефти от температуры оценивается выражением

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \zeta (20 - T)], \quad (1.2)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20 °С; ζ – коэффициент объёмного расширения нефти (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Значения коэффициента объёмного расширения нефти

ρ , кг/м ³	ζ , 1/°С		ρ , кг/м ³	ζ , 1/°С
800–819	0,000937		900–919	0,000693
820–839	0,000882		920–939	0,000650
840–859	0,000831		940–959	0,000607
860–879	0,000782		960–979	0,000568
880–899	0,000738		980–999	0,000527

2. Вязкость нефти – свойство нефти оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга, т. е. характеризует подвижность (текучесть) жидкости.

Существует **динамическая** μ_n и **кинематическая (относительная)** ν_n **вязкость нефти**. Кинематическая вязкость может быть получена как отношение динамической вязкости к плотности нефти:

$$\nu_n = \frac{\mu_n}{\rho_n}. \quad (1.3)$$

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu_n \frac{dV}{dy}, \quad (1.4)$$

где F – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dV ; A – площадь перемещающихся слоёв нефти; dy – расстояние между движущимися слоями нефти.

С динамической вязкостью нефти связан параметр **текучесть** – величина, обратная вязкости:

$$\varphi_n = \frac{1}{\mu_n}. \quad (1.5)$$

Единица динамической вязкости μ_n в системе СИ – [Па·с], кинематической ν_n – [м²·с]. На практике часто пользуются единицами системы СГС – пуаз [П] и сантипуаз [сП]: 1 П = 0,1 Па·с; 1 сП = 10⁻³ Па·с и стоксами [Ст] и сантистоксами [сСт]: 1 Ст = 10⁻⁴ м²/с; 1 сСт = 1 мм²/с.

При повышении давления величина вязкости несколько возрастает, но незначительно. С возрастанием температуры вязкость нефти уменьшается, а с понижением – возрастает, особенно интенсивно при отрицательных значениях температуры. Вязкость нефти уменьшается с повышением количества углеводородного газа, растворенного в ней (рис. 1.2). Чем выше молекулярная масса газа, то есть чем больше содержание газового компонента с большей молекулярной массой углеводорода (от СН₄ к С₄Н₁₀), растворенного в нефти, тем ниже вязкость нефти.

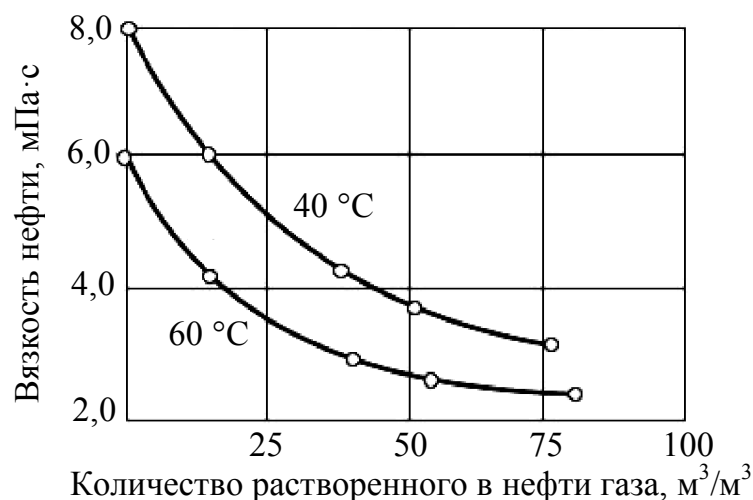


Рис. 1.2. Изменение вязкости нефти балаханского месторождения при насыщении её газом

Динамическая вязкость воды при 20 °С составляет около 1 сП, вязкость нефти в зависимости от ее характеристики и температуры может изменяться от 1 до нескольких десятков сантипуазов, а у отдельных нефтей вязкость достигает 100, даже 200 сП (0,1 – 0,2 Па·с).

Определение динамической вязкости нефти весьма затруднительно. На практике определяют относительную вязкость, а по ней кинематическую и абсолютную. Относительная вязкость показывает, во сколько раз вязкость данной нефти при данной температуре больше или меньше вязкости воды (вязкость воды при 20 °С ≈ 1 сПз). Относительную вязкость определяют с помощью **вискозиметра Энглера**, то есть оценивают отношение времени истечения испытуемой жидкости при температуре T ко времени истечения такого же объёма воды при 20 °С.

3. **Сжимаемость нефти** – это изменение объема нефти при изменении давления. Сжимаемость характеризуется **коэффициентом объемного сжатия** β_n , который представляет относительное изменение объема, приходящееся на единицу изменения давления:

$$\beta_n = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.6)$$

где ΔV – изменение объема нефти, м³; V_0 – исходный объем нефти, м³; Δp – изменение давления, Па.

Коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, не содержащей растворенный газ, равен $4 \cdot 10^{-10} - 7 \cdot 10^{-10}$ 1/Па.

Объемный коэффициент пластовой нефти b – это отношение объема нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти при атмосферном давлении и температуре 20 °С:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}. \quad (1.7)$$

Известны месторождения, для которых объемный коэффициент пластовой нефти достигает 3,5 и более. Для пластовой воды объемные коэффициенты составляют 0,99 – 1,06.

С помощью объемного коэффициента можно определить **усадку нефти** – уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность:

$$u = \frac{b-1}{b} \cdot 100 \%. \quad (1.8)$$

4. **Давление насыщения нефти газом** – давление газа, находящегося в термодинамическом равновесии с пластовой нефтью. Если давление, оказываемое на пластовую нефть, становится ниже давления насыщения, то из нефти начинает выделяться растворенный газ. Нефть, находящаяся в пласте при давлении выше давления насыщения, называется **недонасыщенной**. Если давление насыщения равно пластовому давлению, то пластовая нефть называется **насыщенной**.

5. **Газовый фактор** – количество газа в м³, приведенное к атмосферному давлению, приходящееся на 1 т нефти. Для нефтяных месторождений России газовый фактор колеблется от 20 до 1000 м³/т (в среднем он составляет около 100 м³/т).

6. **Испаряемость нефти** – свойство нефти терять легкие фракции вследствие их улетучивания. Испарение с поверхности поющей жидкости называется статическим. Испарение усиливается

в динамических условиях, то есть при отводе газа, согласно принципу Ле Шателье. Процесс испарения интенсифицируется с повышением температуры и понижением давления, так как для отрыва молекул от жидкой фазы и перехода их в паровую (газообразную) необходимо затратить энергию.

При испарении в адиабатических условиях тепло отбирается от испаряемой жидкости, вследствие чего происходит её охлаждение. Испарение в закрытой ёмкости происходит до тех пор, пока насыщенные пары вещества не заполнят пространство над жидкостью. Испаряемость нефти находится в прямо пропорциональной зависимости от её давления насыщенных паров.

7. **Температура застывания нефти** – температура, при которой нефть, налитая в пробирку под углом 45° , остаётся неподвижной в течение 1 мин. Для маловязкой нефти величина температуры застывания составляет -25°C и её транспорт ведут при температуре окружающей среды. С увеличением содержания парафина температура застывания увеличивается и может достигать значения $+30^\circ\text{C}$ (нефти полуострова Мангышлак).

8. **Токсичность нефти и нефтепродуктов** заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм.

1.3.2. Физико-химические свойства природного газа

Природный газ представляет собой смесь предельных углеводородов состава $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, в которой содержатся метан, этан, пропан, бутан и иногда пары более тяжелых углеводородов. Часто в состав природных газов входят азот N_2 (до 40 % по объему), углекислота CO_2 , сероводород H_2S и редкие газы. Состав газов, добываемых из чисто газовых месторождений, представлен в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Состав газа газовых месторождений, объёмный %

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	N_2	CO_2	Относит. плотность
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,03	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,15	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	–	1,0	0,1	0,56
Заполярье	98,6	0,17	0,02	0,013	1,1	0,18	0,56

В газе газовых и газоконденсатных месторождений обычно преобладает метан: его доля достигает 98,8 %; в нефтяном (попутном) газе доля метана намного меньше, однако увеличивается доля более тяжелых углеводородов – этана, пропана и бутана. Состав газовых смесей выражается в виде массовой, объемной или молярной доли компонентов в процентах.

Основные физические свойства природного газа определяются следующими величинами:

1. **Плотность газа** как массу единицы объема газа можно определить взвешиванием или вычислить, зная относительную молярную массу газовой смеси M :

$$\rho_z = \frac{M}{V_m} = \frac{M}{24,05}, \quad (1.9)$$

где V_m – молярный объем газа при стандартных условиях.

Обычно плотность газа ρ_z находится в пределах 0,73– 1,0 кг/м³. В расчетах часто используют более удобную величину – **относительную плотность** ρ_{0z} – отношение плотности газа к плотности воздуха ρ_v при нормальных условиях (20 °С и 0,1013 МПа). Для углеводородных газов относительная плотность ρ_{0z} по воздуху изменяется в пределах 0,6 – 1,1.

$$\rho_{0z} = \frac{\rho_z}{\rho_v}. \quad (1.10)$$

2. **Вязкость газа** характеризует способность газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой и зависит от его состава, температуры и давления.

С повышением давления от 0,1 до 1,2 МПа **динамическая вязкость газа** μ_z увеличивается, а **кинематическая вязкость** ν_z практически не меняется (снижение скорости и длины пробега молекул при увеличении давления компенсируется ростом плотности). Температура влияет на динамическую вязкость по-разному: при низких давлениях с повышением температуры она увеличивается (у жидкостей, наоборот, уменьшается при увеличении температуры), а при высоких (5 – 10 МПа) – снижается. Такие свойства объясняются степенью близости газа к жидкому состоянию. Динамическая вязкость природного газа обычно составляет $(1,1 – 1,6) \cdot 10^{-5}$ Па·с.

Азот, углекислый газ, сероводород, гелий, в том числе и воздух, являются более вязкими составляющими природного газа. Величины

вязкости для них изменяются в диапазоне от $(1 - 2,5) \cdot 10^{-5}$ Па·с. Особое влияние на величину вязкости газа оказывает азот. При содержании в углеводородном газе более 5 % азота следует учитывать его влияние на вязкость газа и оценивать средневзвешенную вязкость смеси по принципу аддитивности:

$$\mu_z = N_{N_2} \mu_{N_2} + (1 - N_{N_2}) \mu_{CH}, \quad (1.11)$$

где μ_z – динамическая вязкость смеси газов; μ_{N_2} и μ_{CH} – динамические вязкости азота и остальных углеводородов смеси; N_{N_2} – молярная доля азота в составе газа.

3. **Сжимаемость газа** характеризует свойство газа уменьшать свой объём под действием всестороннего равномерного внешнего давления.

Для расчета состояния природного газа обычно пользуются обобщенным газовым законом в виде уравнения Клапейрона, в которое вводится поправка на **коэффициент сжимаемости** K_Z , предложенный Д. Брауном и Д. Катцом и учитывающий отклонения поведения реального газа от идеального состояния:

$$pV = K_Z NRT = K_Z MRT/m, \quad (1.12)$$

где N – относительная молярная масса газа; M – масса газа; m – молярная масса газа; p – давление; V – объём газа; R – газовая постоянная ($0,0831$ Дж/моль·К); T – абсолютная температура.

Коэффициент сжимаемости газа – это отношение удельного объёма газа к удельному объёму идеального газа с такой же молярной массой. Например, для метана при стандартных условиях, согласно ГОСТ 30319.2–96, $K_Z = 0,9981$.

Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного значения давления этот газ сконденсируется, т.е. перейдет в жидкое состояние. Для каждого газа существует определенная предельная температура, выше которой ни при каком давлении газ нельзя перевести в жидкое состояние. Наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни было высоко давление, называется **критической температурой** (табл. 1.4).

Давление, соответствующее критической температуре, называется критическим (см. табл. 1.4). Таким образом, **критическое давление** – это предельное давление, при котором и менее которого газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни низка была температура. Так, например, критическое давление для метана приблизительно равно 4,7 МПа, а критическая температура – 82,5 °С.

Таблица 1.4

Критические давления и температуры нефтяных газов

№ п/п	Компонент	Относительная молярная масса N , г/моль	$P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К
1	Метан CH_4	16,04	4,63	190,55
2	Этан C_2H_6	30,07	4,87	305,45
3	Пропан C_3H_8	44,09	4,26	369,82
4	Изобутан $(CH_3)_3CH$	58,12	3,65	408,13
5	Бутан C_4H_{10}	58,12	3,797	425,16
6	Изопентан $(CH_3)_2CHCH_2CH_3$	72,15	3,381	460,40
7	Пентан $CH_3(CH_2)_3CH_3$	72,15	3,369	469,60
8	Гексан $CH_3(CH_2)_4CH_3$	86,17	3,031	507,40
9	Гептан $CH_3(CH_2)_5CH_3$	100,20	2,736	640,61
10	Азот N_2	28,02	3,399	126,25
11	Диоксид углерода CO_2	44,01	7,387	304,15
12	Сероводород H_2S	34,08	9,01	373,55

4. **Растворимость газа** в жидкости при неизменной температуре определяется по формуле

$$S = \alpha P^b, \quad (1.13)$$

где S – объем газа, растворенного в единице объема жидкости, приведенной к стандартным условиям; P – давление газа над жидкостью; α – **коэффициент растворимости** газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворенный в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 МПа; b – показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального.

Значения коэффициентов α и b зависят от состава газа и жидкости. Коэффициент растворимости α для нефти и газа основных месторождений России изменяется в пределах $5 - 11 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на 1 МПа. Показатель b изменяется в пределах $0,8 - 0,95$. Растворимость газообразных углеводородов в нефти подчиняется закону Генри при низких давлениях, то есть растёт до определённой величины (рис. 1.3).

Растворимость газообразных углеводородов в нефти увеличивается с повышением содержания в ней парафиновых фракций. Работает принцип подобия: подобное растворяется в подобном. Из анализа представленных зависимостей следует, что растворимость газов в нефти зависит от состава и свойств нефти.

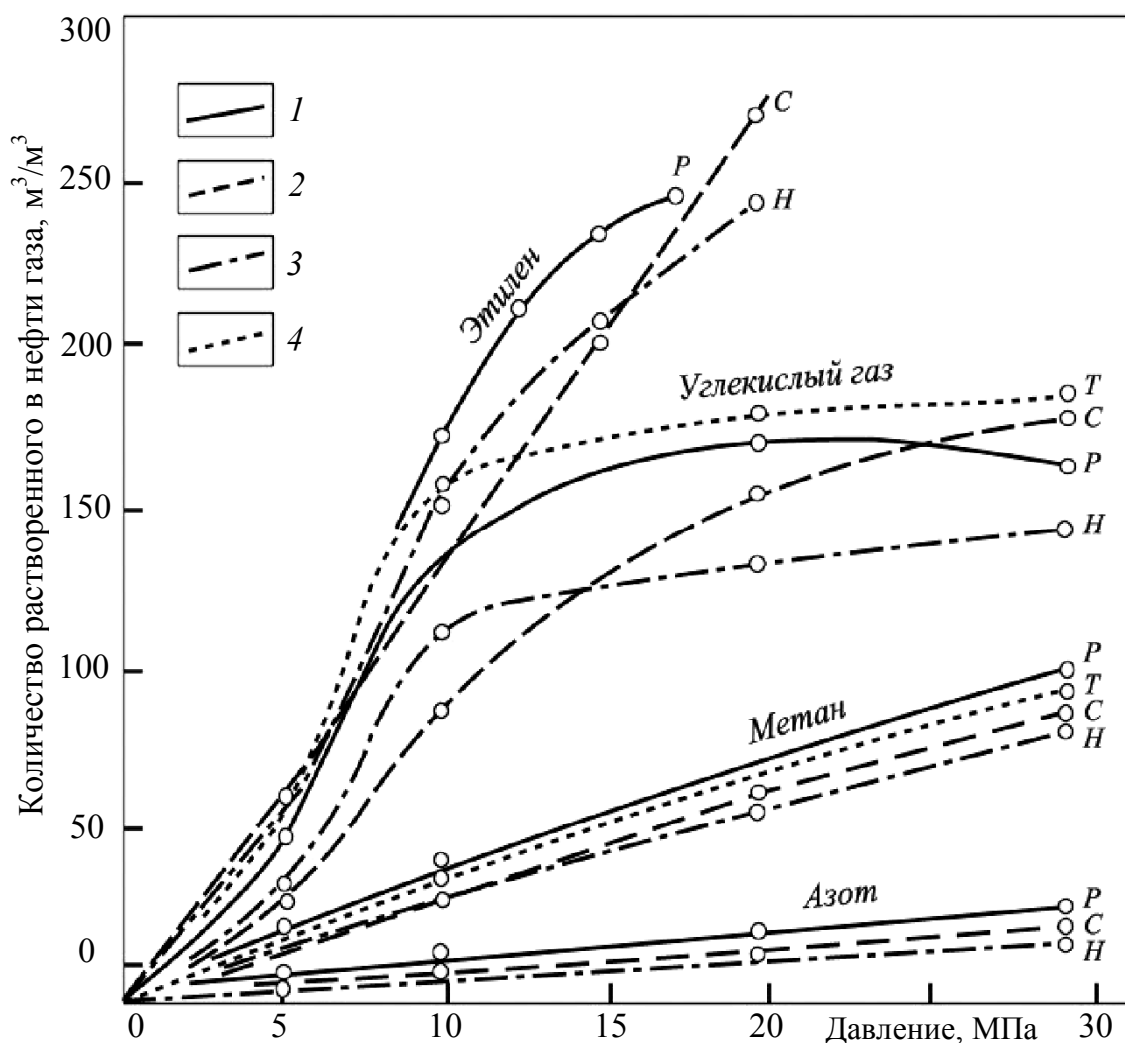


Рис. 1.3. Изотермы растворимости газов в нефти при температуре 50 °С по данным Т.П. Сафроновой и Т.П. Жузе:
 1 – ромашкинская (Р); 2 – сураханская (С); 3 – небитдагская (Н);
 4 – туймазинская (Т)

5. **Испаряемость газа** является показателем попутного нефтяного газа и характеризуется **коэффициентом разгазирования**, определяемым количеством газа, выделившегося из единицы объема нефти при снижении её давления на 1 МПа.

6. **Теплоемкость газа** – количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на 1 °С. Весовая теплоемкость газа измеряется в кДж/кг, объемная – в кДж/м³.

7. **Теплота сгорания газа** определяется количеством тепла, выделяющимся при сжигании единицы веса или единицы объема данного вещества. Теплота сгорания газов выражается в кДж/кг и кДж/м³ и является основным показателем, характеризующим качество газа.

8. **Воспламеняемость газа.** Природные газы могут воспламениться или взрываться, если они смешаны в определенных соотношениях с воздухом и нагреты до температуры их воспламенения при наличии открытого огня. Минимальные и максимальные содержания газа в газоздушных смесях, при которых может произойти их воспламенение, называются *верхним* и *нижним пределом взрываемости*. Для метана эти пределы составляют от 5 до 15 %. Эта смесь называется гремучей и давление при взрыве достигает 0,8 МПа.

1.4. Классификация нефтей

Существует множество научных классификаций нефтей (химическая, генетическая, технологическая и др.), но до сих пор нет единой международной их классификации.

Промышленная классификация. На начальном этапе развития нефтяной промышленности основным показателем качества нефти была плотность. Нефть с плотностью ρ_n ниже 870 кг/м³ называют *легкой*, от 870 до 970 кг/м³ – *средней*, выше 970 кг/м³ – *тяжелой*.

В легкой нефти содержится больше бензиновых и керосиновых фракций и сравнительно мало серы и смол. Из этой нефти можно вырабатывать смазочные масла высокого качества. Тяжелые нефти, напротив, характеризуются высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, гетероатомных соединений, поэтому они мало пригодны для производства масел и дают относительно малый выход топливных фракций.

Химическая классификация. Классификация предложена Грозненским нефтяным научно-исследовательским институтом (ГрозНИИ). За ее основу принято преимущественно содержание в нефти одного или нескольких классов углеводородов.

Различают 6 типов нефти:

- 1) парафиновая;
- 2) парафиноциклановая;
- 3) циклановая;
- 4) парафинонафтеноароматическая;
- 5) нафтеноароматическая;
- 6) ароматическая.

В парафиновых нефтях (типа узеньской, жетыбайской) все фракции содержат значительное количество алканов: бензиновые – не менее 50 %, а масляные – 20 % и более. Количество асфальтенов и смол исключительно мало.

В парафиноциклановых нефтях и их фракциях преобладают алканы и циклоалканы, содержание аренов и смолисто-асфальтовых веществ мало. К ним относят большинство нефтей Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Для циклановых нефтей характерно высокое (до 60 % и более) содержание циклоалканов во всех фракциях. Они содержат некоторое количество твердых парафинов, смол и асфальтенов. К циклановым относят нефти, добываемые в Баку (балаханская и сураханская) и на Эмбе (доссорская и макатская) и др.

В парафинонафтоароматических нефтях содержатся примерно в равных количествах углеводы всех трех классов, твердых парафинов не более 1,5 %. Количество смол и асфальтенов достигает 10 %.

Нафтоароматические нефти характеризуются преобладающим содержанием цикланов и аренов, особенно в тяжелых фракциях. Алканы содержатся в небольшом количестве только в легких фракциях. В состав данных нефтей входит около 15–20 % смол и асфальтенов.

Ароматические нефти характеризуются преобладанием аренов во всех фракциях и высокой плотностью. К ним относят прорвинскую в Казахстане и бугурусланскую в Татарстане.

Согласно химической классификации, наиболее распространены четыре основных типа нефтей: А – алкановый парафинистый; В – алкановый малопарафинистый; С – циклоалкановый и D – циклановый.

Технологическая классификация. Согласно технологической классификации, нефти подразделяют на:

- 1) 3 класса (I – III) по содержанию серы в нефти (малосернистые, сернистые и высокосернистые);
- 2) 3 типа по потенциальному содержанию фракций, перегоняющихся до 350 °C (T1 – T3);
- 3) 4 группы по потенциальному содержанию базовых масел (M1–M4);
- 4) 4 подгруппы по качеству базовых масел, оцениваемому индексом вязкости (И1 – И4);
- 5) 3 вида по содержанию парафинов (П1 – П3).

Из малопарафинистых нефтей вида III можно получать без депарафинизации реактивные и зимние дизельные топлива, а также дистиллятные базовые масла. Из парафинистых нефтей П2 без депарафинизации можно получить реактивное топливо и лишь летнее дизельное топливо. Из высокопарафинистых нефтей П3, содержащих более 6 % парафинов, даже летнее дизельное топливо можно получить только после депарафинизации.

Предварительную оценку потенциальных возможностей нефтяного сырья можно осуществить по комплексу показателей, входящих в технологическую классификацию нефтей. Результаты исследований нефти представляют обычно в виде кривых зависимости истинной температуры кипения, плотности, молекулярной массы, содержания серы, низкотемпературных и вязкостных свойств от фракционного состава нефти, а также в форме таблиц с показателями, характеризующими качество данной нефти, ее фракций и компонентов нефтепродуктов.

Техническая классификация. Для оценки товарных качеств подготавливаемых на промыслах нефтей в 2002 г. был разработан применительно к международным стандартам и принят новый ГОСТ РФ Р 51858–2002, в соответствии с которым подготовленные нефти подразделяют:

- 1) по содержанию общей серы на четыре класса (1 – 4);
- 2) по плотности при 20 °С на пять типов (0 – 4);
- 3) по содержанию воды и хлористых солей на 3 группы (1 – 3);
- 4) по содержанию сероводорода и легких меркаптанов на 3 вида (1 – 3).

Условное обозначение марки нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. Например, нефть марки 2,2Э,1,2 означает, что она сернистая, поставляется на экспорт, средней плотности, по качеству промысловой подготовки соответствует 1-й группе и по содержанию сероводорода и легких меркаптанов – 2-му виду.

Чтобы упростить экспорт, были придуманы некие стандартные сорта нефти, связанные либо с основным месторождением, либо с группой месторождений.

Маркерные сорта нефти – это сорта нефти с определенным составом, цены на которые широко используются при покупке и продаже различных видов сырой нефти для удобства производителей и потребителей нефти. Введение сортности необходимо в связи с разностью состава нефти (содержания серы, различного содержания групп алканов, наличия примесей) в зависимости от месторождения.

Стандартом для цен служат нефти сортов West Texas Intermediate (WTI) и Light Sweet (США), Brent (Великобритания), Dubai Crude (Дубай, Объединённые Арабские Эмираты), Urals и Siberian Light (Россия), Statfjord (Норвегия), Kirkuk (Ирак), Iran Light и Iran Heavy (Иран).

1.5. Классификация и свойства товарных нефтепродуктов

Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает исключительно большой ассортимент (более 500 наименований) газообразных, жидких и твердых нефтепродуктов. Требования к ним весьма разнообразны и диктуются постоянно изменяющимися условиями применения или эксплуатации того или иного конкретного нефтепродукта.

Поскольку требования как к объему производства, так и к качеству товаров диктуют их потребители, то принято классифицировать нефтепродукты по их назначению, т. е. по направлению их использования в отраслях народного хозяйства.

Различают следующие группы нефтепродуктов:

1. Моторные топлива.
2. Энергетические топлива.
3. Нефтяные масла.
4. Углеродные и вяжущие материалы.
5. Нефтехимическое сырье.
6. Нефтепродукты специального назначения.

1. Моторные топлива в зависимости от принципа работы двигателей подразделяют на:

- 1.1. Бензины (авиационные и автомобильные).
- 1.2. Реактивное топливо.
- 1.3. Дизельное топливо.
2. Энергетические топлива подразделяют на:
 - 2.1. Газотурбинные.
 - 2.2. Котельные и судовые.
3. Нефтяные масла подразделяют на:
 - 3.1. Смазочные.
 - 3.2. Несмазочные.

Различают следующие подгруппы смазочных масел:

- моторные для поршневых и реактивных двигателей;
- трансмиссионные и осевые, предназначенные для смазки автомобильных и тракторных гипоидных трансмиссий (зубчатых передач различных типов) и шеек осей железнодорожных вагонов и тепловозов;
- индустриальные масла, предназначенные для смазки станков, машин и механизмов различного промышленного оборудования, работающих в разнообразных условиях и с различной скоростью и нагрузкой. По значению вязкости их подразделяют на легкие (швейное, сепараторное), средние и тяжелые.

раторное, вазелиновое, приборное, веретенное, велосит и др.), средние (для средних режимов скоростей и нагрузок) и тяжелые (для смазки кранов, буровых установок, оборудования мартеновских печей, прокатных станков и др.);

- энергетические масла (турбинные, компрессорные и цилиндры), предназначенные для смазки энергетических установок и машин, работающих в условиях нагрузки, повышенной температуры и воздействия воды, пара и воздуха.

Несмазочные (специальные) масла предназначены не для смазки, а для применения в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах, в пароструйных насосах и гидравлических устройствах, в трансформаторах, конденсаторах, маслонаполненных электрокабелях в качестве электроизолирующей среды (трансформаторное, конденсаторное, гидравлическое, вакуумное). К ним же относятся вазелиновое, медицинское, парфюмерное и другие масла.

4. Углеродные и вяжущие материалы включают:

4.1. Нефтяные коксы.

4.2. Битумы.

4.3. Нефтяные пеки (связующие, пропитывающие, брикетные, волокнообразующие и специальные).

5. Нефтехимическое сырье. К этой группе можно отнести:

5.1. Арены (бензол, толуол, ксилолы, нафталин и др.).

5.2. Сырье для пиролиза (нефтезаводские и попутные нефтяные газы, прямогонные бензиновые фракции, алкенсодержащие газы и др.).

5.3. Парафины и церезины. Вырабатываются как жидкие парафины, получаемые карбамидной и адсорбционной депарафинизацией нефтяных дистиллятов, так и твердые парафины, получаемые при депарафинизации масел. Жидкие парафины являются сырьем для получения белково-витаминных концентратов, синтетически-жирных кислот и поверхностно-активных веществ (ПАВ).

6. Нефтепродукты специального назначения подразделяют на:

6.1. Термогазойль (для производства технического углерода).

6.2. Консистентные смазки (антифрикционные, защитные и уплотнительные).

6.3. Осветительный керосин.

6.4. Присадки к топливам и маслам, деэмульгаторы.

6.5. Элементная сера.

6.6. Водород и др.

В потреблении нефтепродуктов более 50 % в настоящее время составляют моторные топлива. Так, ежегодно в мире потребляется более 1,5 млрд т моторных топлив, сжигаемых в многомиллионных двигателях внутреннего сгорания, установленных в автомобильных, железнодорожных и авиационных транспортных машинах, речных и морских судах, сельскохозяйственной, строительной, горнорудной и военной технике. Естественно, в структуре НПЗ преобладают технологические процессы по производству моторных топлив, а также моторных масел.

Всю совокупность свойств нефтепродуктов, определяющих их качество, можно подразделить на следующие три группы:

- физико-химические;
- эксплуатационные;
- технические.

К *физико-химическим* относятся свойства нефтепродуктов, характеризующие состояние и состав нефтепродуктов (плотность, элементный, фракционный и групповой углеводородный составы, вязкость, теплоемкость и т. д.). Они позволяют косвенно судить о том или ином эксплуатационном свойстве. Например, по фракционному составу судят о пусковых свойствах бензинов, по плотности реактивного топлива – о дальности полета и т.д.

Эксплуатационные свойства нефтепродуктов призваны обеспечить надежность и экономичность эксплуатации ДВС, машин и механизмов, характеризуют полезный эффект от их использования по назначению и определяют область их применения (например, испаряемость, горючесть, воспламеняемость, детонационную стойкость, прокачиваемость, смазочную способность и др.).

Технические свойства нефтепродуктов (физическая и химическая стабильность, токсичность, пожаро- и взрывоопасность, коррозионная активность и др.) проявляются в процессах их хранения, транспортирования и длительной эксплуатации.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите страны, занимающие лидирующие места по запасам нефти и природного газа.
2. Назовите места залегания углеводородов в природе.
3. Какова структура антиклинальной складки?
4. Перечислите типы углеводородных залежей.
5. Что называется давлением начала конденсации?
6. Что представляет собой нефть?
7. Приведите молекулярный состав нефти.
8. Что называется фракциями нефти?
9. Как классифицируются нефти по углеводородному составу?
10. Перечислите величины, определяющие основные физические свойства нефти.
11. Что понимают под относительной плотностью нефти?
12. Как определяется текучесть нефти?
13. В чем измеряется вязкость нефти в системе СИ и СГС?
14. Как влияют на вязкость нефти температура и количество растворенного в ней газа?
15. Каково назначение вискозиметра Энглера?
16. Как определить объемный коэффициент пластовой нефти?
17. Как определить усадку нефти?
18. Что представляет собой давление насыщения нефти газом?
19. Что представляет собой газовый фактор?
20. Что представляет собой природный газ?
21. Перечислите величины, определяющие основные физические свойства природного газа.
22. Что понимают под относительной плотностью природного газа?
23. Как влияют на вязкость природного газа температура и давление?
24. Что представляет собой коэффициент сжимаемости газа?
25. Что называется критической температурой природного газа?
26. Что называется критическим давлением природного газа?
27. Что представляет собой теплоемкость газа?
28. Перечислите классификации нефтей.
29. Перечислите маркерные сорта нефти.
30. В чем суть химической классификации нефтей?
31. Приведите классификацию товарных нефтепродуктов.

2. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

2.1. Общие сведения и классификация скважин

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка (вертикальная или наклонная) глубиной от нескольких метров до нескольких километров и диаметром свыше 75 мм, сооружаемая в толще горных пород.

Бурение скважины – это технологический процесс углубления в толщу горных пород путем их направленного разрушения специальным инструментом.

Скважины бурят на суше и на море при помощи специальных буровых установок. Непрерывный рост добычи нефти и газа возможен лишь при условии бурения тысяч скважин, обеспечивающих разведку и ввод в эксплуатацию десятков новых нефтяных и газовых месторождений.

Элементы структуры скважины (рис. 2.1):

- 1) **устье** – пересечение трассы буровой скважины с дневной поверхностью;
- 2) **забой** – дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу;
- 3) **стенка** – боковая поверхность буровой скважины;
- 4) **ось скважины** – воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины;
- 5) **ствол скважины** – пространство в недрах, занимаемое обсадной колонной;
- 6) **обсадная колонна** – колонна соединенных между собой обсадных труб, предназначенных для укрепления скважины;
- 7) **цементное кольцо** – цементный раствор, закачанный между стенкой и обсадной колонной с целью герметизации скважины.

Углубление скважины осуществляется путем разрушения породы по всей площади забоя (**сплошное бурение**) или по его периферийной части (**колонковое бурение**) (рис. 2.2). В последнем случае в центре скважины остается **кern** – цилиндрический столбик породы, который периодически поднимают на поверхность для изучения пройденного разреза пород.

Расстояние от устья до забоя по оси ствола – длина скважины L , а по проекции оси на вертикаль – ее глубина H .

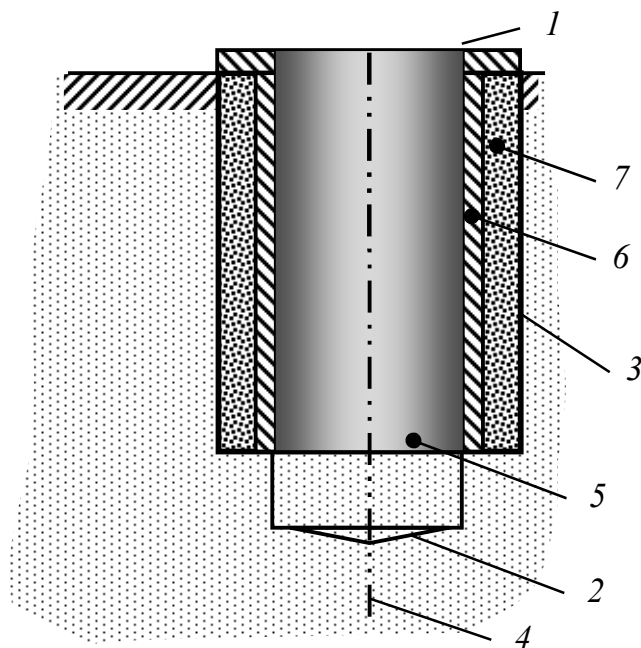


Рис. 2.1. Схема структуры скважины:
 1 – устье скважины; 2 – забой скважины; 3 – стенка скважины; 4 – ось скважины; 5 – ствол скважины;
 6 – обсадная колонна; 7 – цементное кольцо

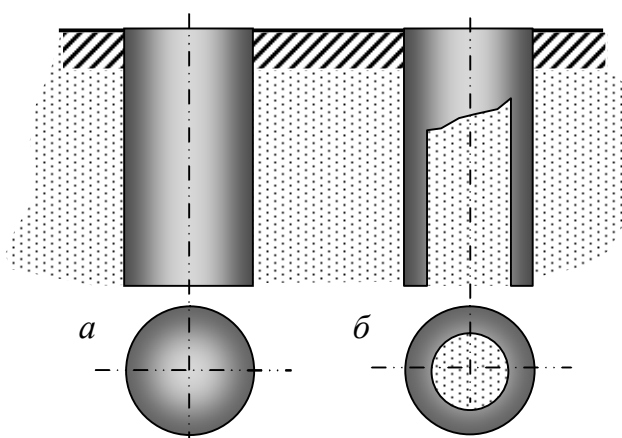


Рис. 2.2. Схема углубления скважины:
 а – сплошное; б – колонковое

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются **наклонно направленными**.

Наклонные скважины бурят, когда продуктивные пласты залегают под акваториями морей, озер, рек, под территориями населенных пунктов, промышленных объектов, в заболоченной местности, а также для удешевления строительства буровых сооружений.

В последние годы все большее распространение получают вертикальные и наклонные скважины, имеющие горизонтальные окончания большой протяженности. Это делается для того, чтобы увеличить площадь поверхности, через которую в скважину поступает нефть, и соответственно увеличить дебит.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений наклонно направленные скважины эффективны во многих других случаях:

- ✓ при бурении в обход осложненных зон горных пород;
- ✓ при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;
- ✓ при глушении открытых фонтанов;
- ✓ при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые, неоднородные пласты – коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа, залежи на поздней стадии разработки.

В скважину спускают специальные трубы – обсадные колонны определенного назначения: **направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.**

Под **конструкцией скважины** понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом (рис. 2.3). На рабочей схеме конструкции скважины (рис. 2.3, б) вверху над каждым рядом обсадных колонн пишется диаметр (мм), а внизу – глубина (м) трубы; интервал подъема цементного раствора обозначается штриховкой, выше которой отмечается высота его подъема; иногда приводится номер долота.

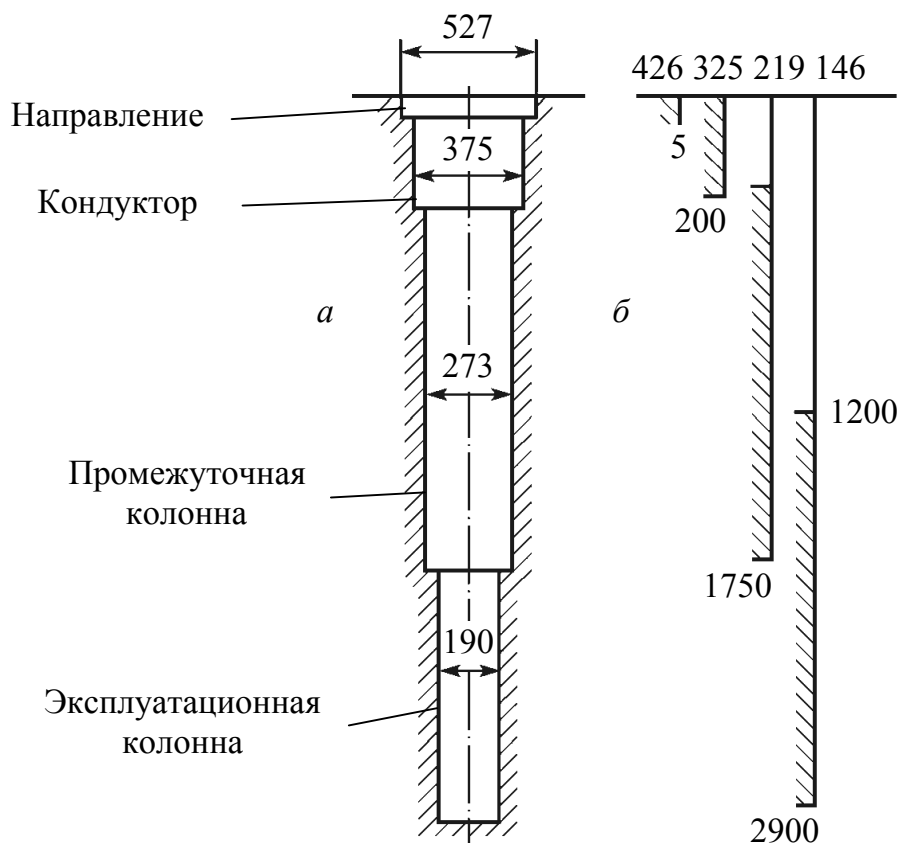


Рис. 2.3. Структура скважины:
а – профиль ствола; б – рабочая схема

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине **тампонажным цементным раствором**. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пла-

стов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине. Низ кондуктора, как и низ всех спускаемых после него колонн, заканчивается короткой утолщенной трубой, называемой *башмаком*.

Промежуточные (технические) колонны необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина – пласт».

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 – 300 м и 500 м.

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется **хвостовиком (потайной колонной)**. Хвостовики часто применяют при креплении глубоких скважин.

Классификация нефтяных и газовых скважин. Скважины можно классифицировать по назначению, профилю ствола и фильтра, степени совершенства и конструкции фильтра, количеству обсадных колонн, расположению на поверхности земли и т.д.

По назначению различают скважины:

- опорные;
- параметрические;
- поисковые;
- разведочные;
- эксплуатационные;
- специальные.

Опорные скважины проектируются с задачей изучения основных черт глубинного строения малоисследованных крупных регионов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления. В процессе и по окончании бурения в скважинах проводится комплекс исследований, предусмотренных специальной инструкцией. В результате опорного бурения дается оценка прогнозных запасов нефти и газа.

Параметрические скважины закладываются для изучения глубинного строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления. В отличие от опорных скважин в целях ускорения поисковых работ и снижения их стоимости без ущерба для решения основных геологических задач эти скважины бурятся с сокращенным отбором керна. В результате бурения параметрических скважин могут быть уточнены прогнозные запасы и выявлены запасы нефти и газа категории C_2 .

Поисковые скважины проектируются по данным параметрического бурения и геофизических работ для выяснения наличия или отсутствия залежей нефти и газа на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях. При проводке скважины предусматривают полный отбор керна в пределах возможно продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических разделов, а также проведение комплекса промыслово-геофизических исследований и опробование возможно продуктивных горизонтов. В результате бурения поисковых скважин могут быть определены запасы категорий C_1 и C_2 .

Разведочные скважины бурятся на площадях после выявления при поисковом бурении их нефтегазоносности. На первой стадии (предварительная разведка) цель бурения таких скважин – оценка промышленного значения месторождений (залежей) и составление технико-экономических докладов (ТЭД) об экономической целесообразности их разведки. Задача второй стадии (детальная разведка) после утверждения ТЭД – подготовка запасов промышленных категорий ($A + B + C$) и сбор исходных данных для составления проектов разработки месторождений (залежей).

При бурении разведочных скважин предусматриваются отбор керна в пределах продуктивных горизонтов, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований, в том числе отбор керна боковым грунтоносом и опробование горизонтов, включая пробную эксплуатацию. Продуктивные разведочные скважины на месторождениях, вводимых в разработку, передаются в фонд эксплуатационных.

Эксплуатационные скважины бурятся в соответствии с проектами разработки нефтяных и газовых месторождений. В эту категорию входят также нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины. Эксплуатационные скважины предназначены для извлечения нефти и газа из разрабатываемой залежи; нагнетательные – для закачки в продуктивный пласт воды, газа или воздуха; оценочные – для оценки коллекторов продуктивных горизонтов; наблюдательные и пьезометрические – для систематического наблюдения за изменением давления, водонефтяного контакта в процессе эксплуатации скважины.

В нефтяной и газовой промышленности бурятся также *специальные скважины*, которые предназначены для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

2.2. Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин

В качестве оборудования для прокладки скважин используется буровая установка, предназначенная для удержания на весу бурильной колонны, ее подачи, спуска, подъема и наращивания.

Буровая установка – это комплекс наземного оборудования, необходимый для выполнения операций по проводке скважины, в состав которого входят:

- 1) буровая вышка;
- 2) оборудование для спускоподъемных операций;
- 3) бурильное оборудование;
- 4) силовой привод;
- 5) циркуляционная система бурового промывочного раствора;
- 6) привышечные сооружения.

В ГОСТ 16293–89 включены 11 классов буровых установок, главными параметрами которых являются допускаемая нагрузка на крюке и условный диапазон глубин бурения. Соответственно в шифре новых буровых установок указывают условную глубину бурения и допускаемую нагрузку на крюке (например, БУ1600/100ЭУ). К важным отличительным признакам, указываемым в шифре буровой установки, относятся тип силового привода (Д – дизельный, ДГ – дизель-гидравлический, ДЭР – дизель-электрический регулируемый, Э – электрический на переменном токе, ЭП – электрический на постоянном токе и др.) и монтажеспособность буровой установки (У – универсальная монтажеспособность).

В комплектные буровые установки входят буровое оборудование и сооружения, оборудование системы циркуляции бурового раствора в скважине, его очистки от выбуренной породы и газа, восстановления его свойств, комплекс механизмов для автоматизации спускоподъемных операций (АСП), регулятор подачи долота и др.

На рис. 2.4 показан общий вид и состав, а на рис. 2.5 приведена структурная схема буровой установки для глубокого вращательного бурения с промывкой скважины буровым промывочным раствором.

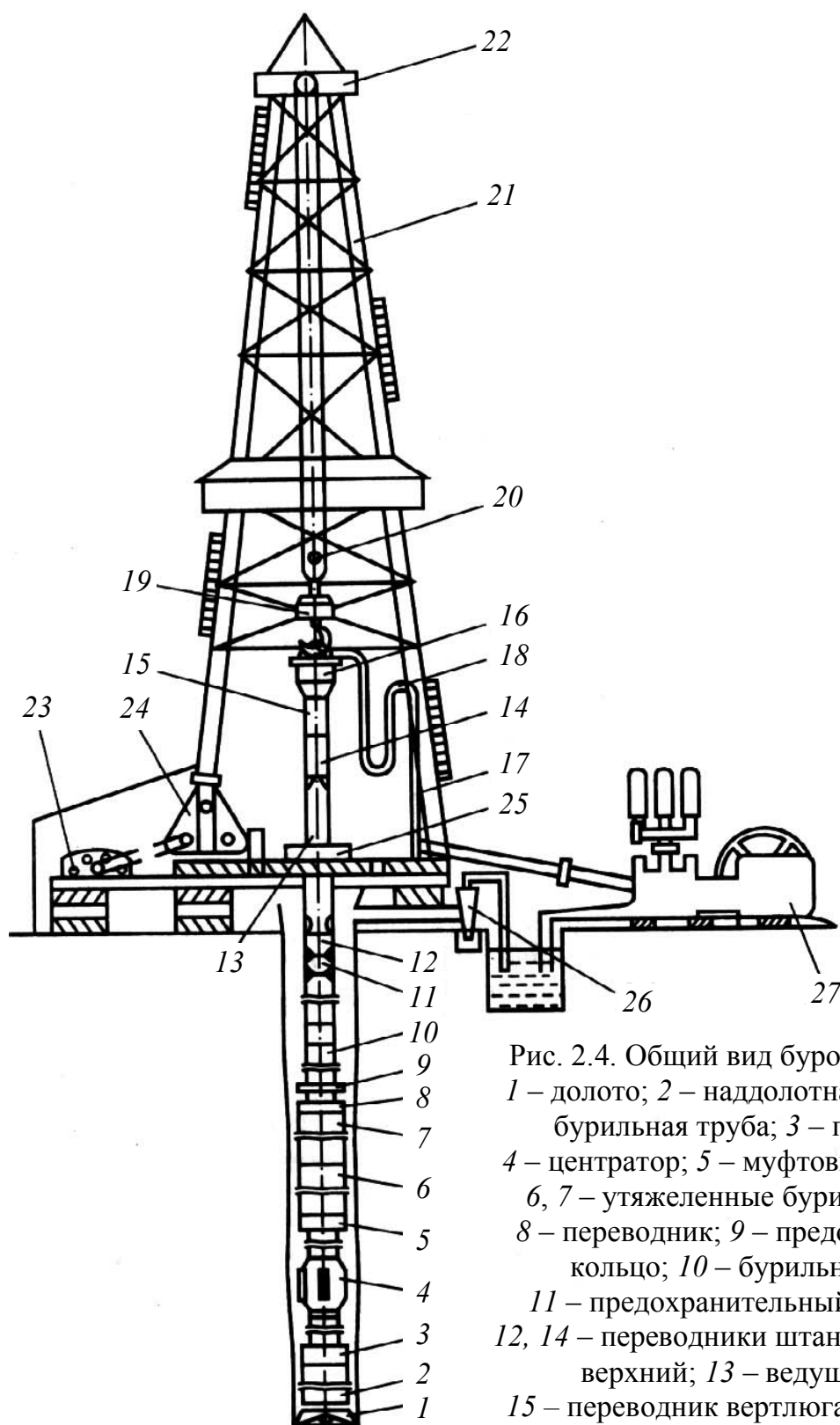


Рис. 2.4. Общий вид буровой установки:
 1 – долото; 2 – наддолотная утяжеленная
 бурильная труба; 3 – переводник;
 4 – центратор; 5 – муфтовый переводник;
 6, 7 – утяжеленные бурильные трубы;
 8 – переводник; 9 – предохранительное
 кольцо; 10 – бурильные трубы;
 11 – предохранительный переводник;
 12, 14 – переводники штанговые нижний и
 верхний; 13 – ведущая труба;
 15 – переводник вертлюга; 16 – вертлюг;
 17 – стояк; 18 – шланг; 19 – крюк;
 20 – талевый блок; 21 – вышка;
 22 – кронблок; 23 – редуктор;
 24 – лебедка; 25 – ротор;
 26 – шламоотделитель; 27 – буровой насос

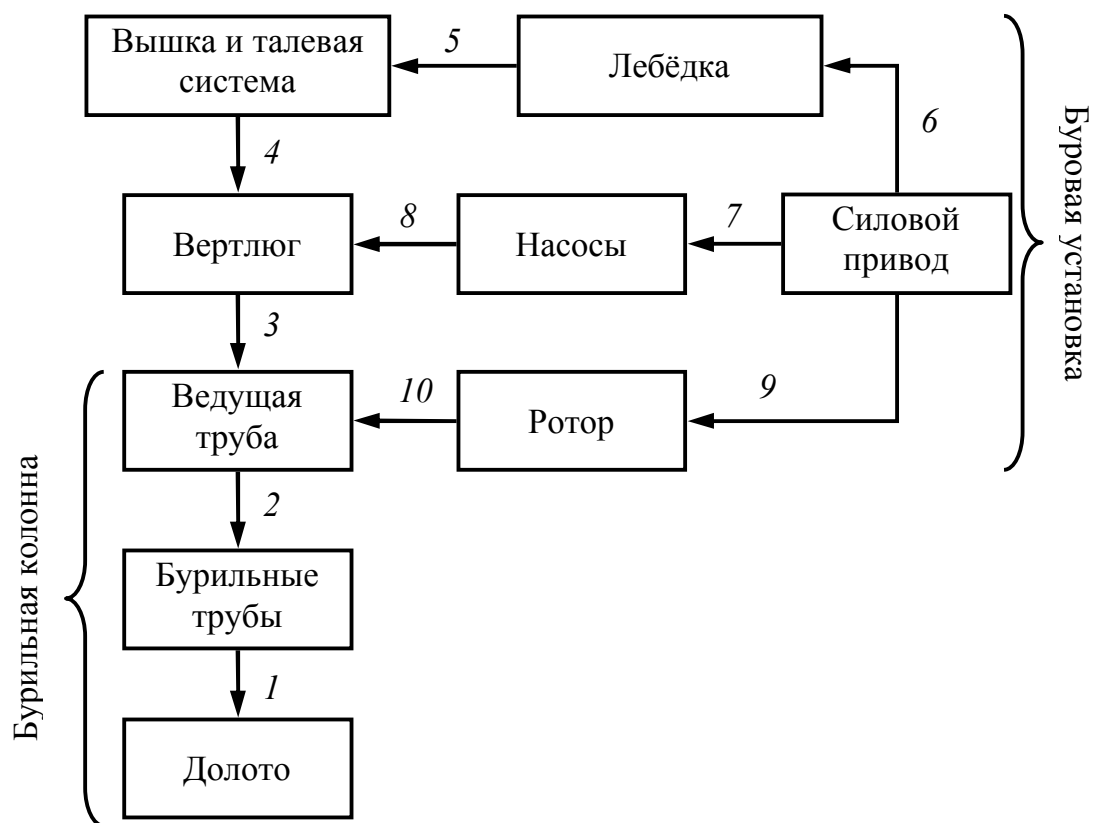


Рис. 2.5. Структурная схема буровой установки:
 1 – переводник к центратору; 2, 3 – переводники ведущей трубы и вертлюга;
 4 – крюк; 5 – ведущая ветвь каната; 6, 7, 9 – передачи лебедки и ротора;
 8 – линия высокого давления; 10 – зажимы ротора

В настоящее время отечественными предприятиями выпускаются буровые установки:

- 1) ОАО «УРАЛМАШ» грузоподъемностью 160 – 500 т (БУ2500/160 ДПБМ; БУ3200/200 ДГУ-1М; БУ4000/260 ДГУ-Т и др.);
- 2) ОАО «Волгоградский завод буровой техники»;
- 3) предприятие «UPET SA» (Румыния), входящее в машиностроительную корпорацию ПГ «Генерация»;
- 4) ОАО «Кунгурский машиностроительный завод»;
- 5) ЗАО «ИЖДРИЛ» установки буровые мобильные K160, AE520RU-125.

Для выполнения спускоподъемных операций можно применять различные подъемные системы: механические полиспасты, рычажные или зубчатые, гидравлические и др. Однако до настоящего времени конструкторам не удалось создать подъемную систему для буровой установки более конкурентоспособную, чем полиспастная.

Оборудование для механизации спускоподъемных операций (рис. 2.6) включает талевую систему и лебедку. Талевая система состоит из неподвижного **кронблока** (рис. 2.7, а), установленного в верхней части буровой вышки, **талевого блока** (рис. 2.7, б), соединенного с кронблоком **талевым канатом**, один конец которого крепится к барабану лебедки, а другой закреплен неподвижно, и **бурового крюка**. Талевая система является полиспастом (системой блоков), который в буровой установке предназначен в основном для уменьшения натяжения талевого каната, а также для снижения скорости движения бурильного инструмента, обсадных и бурильных труб.

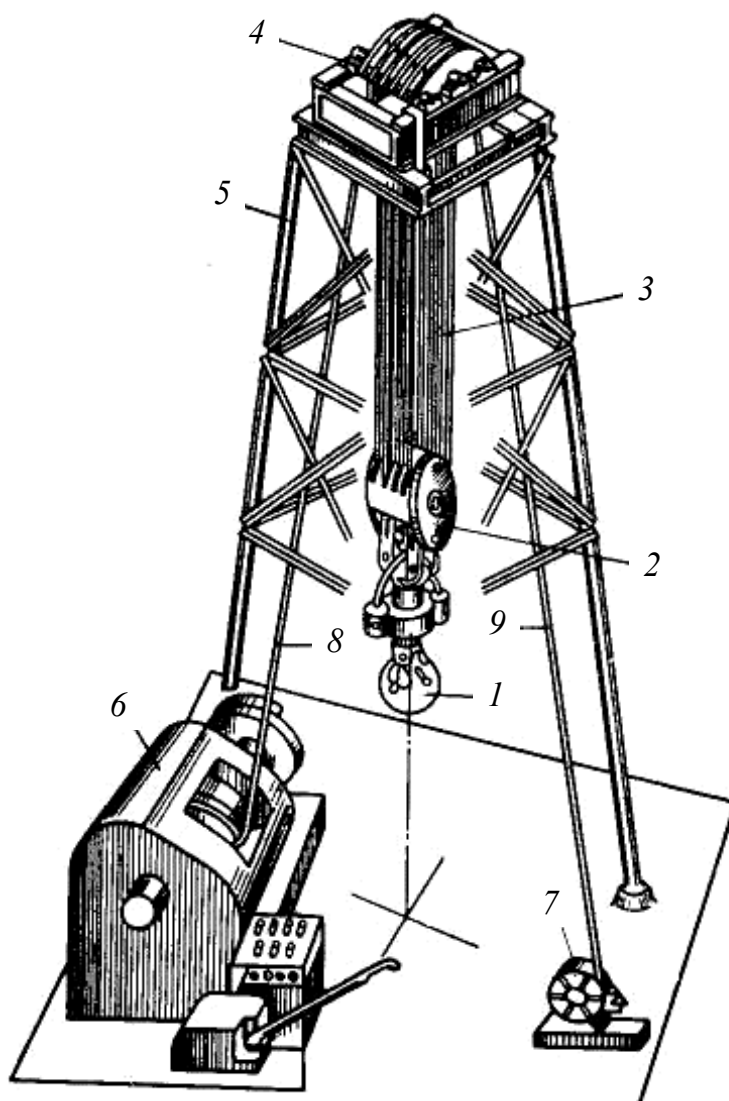


Рис. 2.6. Внешний вид талевой системы:
 1 – крюк; 2 – талевый блок; 3 – несущие ветви;
 4 – кронблок; 5 – вышка; 6 – лебедка; 7 – приспособление для крепления неподвижного конца каната; 8 и 9 – ведущая и неподвижная ветви каната

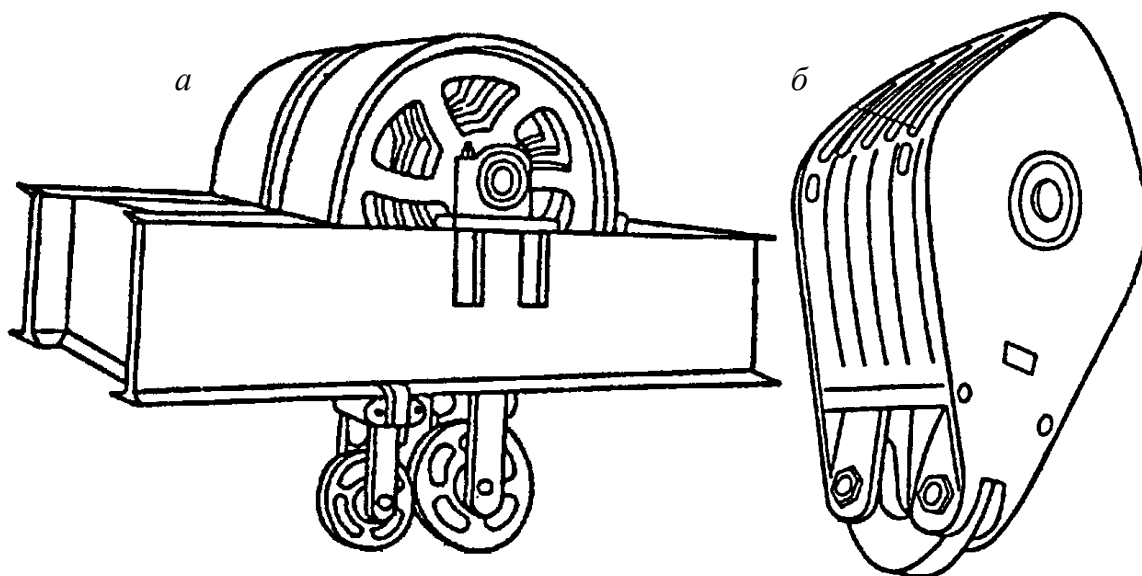


Рис. 2.7. Внешний вид оборудования тале́вой системы:
а – кронблок; *б* – тале́вый блок

Для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию замковых соединений бурильных труб внедрены **автоматические буровые ключи** АКБ-4 и **подвесные ключи** ПБК-1, **пневматический клиновой захват** ПКР-560 для механизированного захвата и освобождения бурильных труб.

Ключ АКБ-4 (рис. 2.8) устанавливается между лебедкой и ротором 4 на специальном фундаменте. Его основными частями являются блок ключа 1, каретка с пневматическими цилиндрами 2, стойка 3 и пульт управления 5. Блок ключа – основной механизм, непосредственно свинчивающий и развинчивающий бурильные трубы. Он смонтирован на каретке, которая перемещается при помощи двух пневматических цилиндров по направляющим: либо к бурильной трубе, установленной в роторе, либо от нее.

Зажимные устройства, как и механизм передвижения блока ключа, работают от пневматических цилиндров, включаемых с пульта управления 5. Для этого в систему подается сжатый воздух от ресивера. Ключ ПБК-1 подвешивается в буровой на канате. Высота его подвески регулируется пневматическим цилиндром с пульта управления.

Пневматический клиновой захват ПКР-560 служит для механизированного захвата и освобождения бурильных и обсадных труб. Он монтируется в роторе и имеет четыре клина, управляемых с пульта посредством пневмоцилиндра.

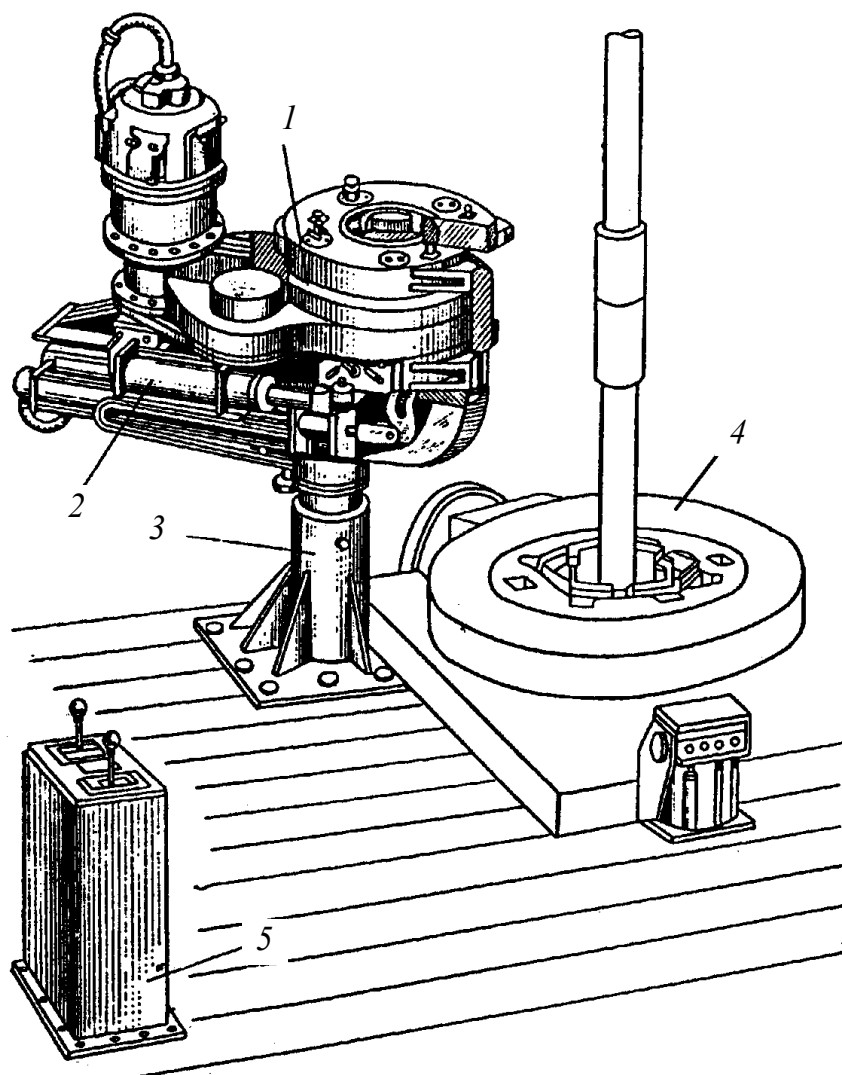


Рис. 2.8. Внешний вид ключа буровой автоматический АКБ-4

Вертлюг (рис. 2.9) – это механизм, соединяющий невращающиеся талевую систему и буровой крюк с вращающимися бурильными трубами, а также обеспечивающий ввод в них бурового раствора под давлением. Корпус вертлюга 2 (рис. 2.9, а) подвешивается на буровом крюке (или крюкоблоке) с помощью штропа 4. В центре корпуса проходит напорная труба 5, переходящая в ствол 7, соединенный с бурильными трубами. Именно к напорной трубе присоединяется напорный рукав для подачи бурового раствора в скважину. Напорная труба и ствол жестко не связаны, а последний установлен в корпусе 2 на подшипниках 1, чем обеспечивается неподвижное положение штропа, корпуса и напорной трубы при вращении бурильных труб вместе со стволом. Для герметизации имеющихся зазоров между неподвижной и подвижной частями вертлюга служат сальники 3.

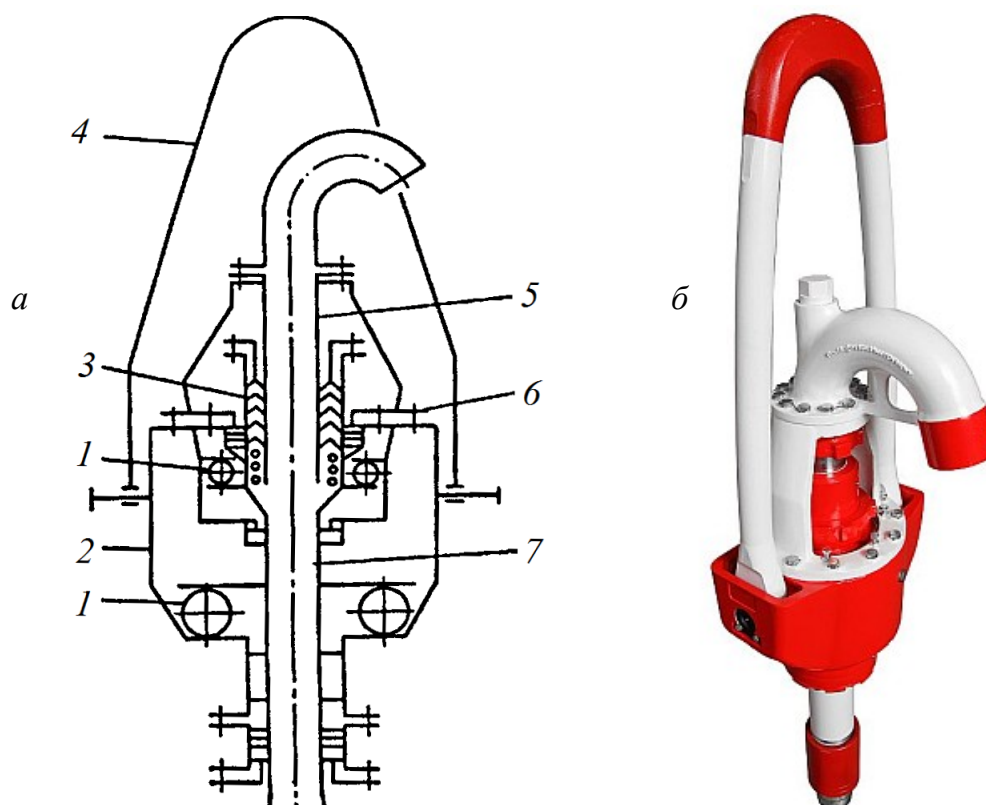


Рис. 2.9. Вертлюг буровой ВБ-60÷250:
а – схема общая; б – внешний вид

Бурильная колонна – комплекс бурильного оборудования, состоящий из ведущей трубы, бурильных труб, бурильных замков, переводников, утяжеленных бурильных труб, центраторов.

Ведущая труба имеет в большинстве случаев квадратное сечение. Вращающий момент от ротора передается ведущей трубе через вкладыши, вставляемые в ротор. Для каждого размера трубы применяют соответствующие вкладыши, позволяющие ей свободно перемещаться вдоль оси скважины.

Бурильные трубы предназначены для передачи вращения долоту (при роторном бурении) и восприятия реактивного момента двигателя при бурении с забойными двигателями, создания нагрузки на долото, подачи бурового раствора на забой скважины для очистки его от разбуренной породы и охлаждения долота, подъема из скважины изношенного долота и спуска нового и т.п. Для проводки стволов нефтегазовых скважин чаще всего используют бурильные трубы диаметром 114, 121, 146 и 168 мм. Их соединяют по две-три штуки в **свечи**, которые устанавливают вертикально внутри вышки на специальный **подсвечник** и тем самым значительно ускоряют и облегчают спускоподъемные операции.

Для бурения нефтяных и газовых скважин в России применяют только вращательный метод. Наиболее распространенные способы вращательного бурения – роторное, турбинное и бурение электробуром.

При роторном бурении двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб, соединенных с силовой установкой **ротором** (рис. 2.10). При этом методе скважина как бы высверливается вращающимся породоразрушающим инструментом – **долотом** (рис. 2.11). Разрушенная порода удаляется из скважины закачиваемым в колонну труб через вертлюг и выходящим через закоронное пространство буровым раствором, пеной или газом. Нагрузка на долото создается частью веса бурильных труб.

Роторы предназначены для передачи вращательного движения бурильной колонне с требуемой частотой и для поддержания на весу бурильной колонны во время бурения, при спускоподъемных и вспомогательных работах. Ротор состоит из станины 1, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол 2 с укрепленным зубчатым венцом, вала 6 с цепным колесом 7 с одной стороны и конической шестерней – с другой, кожуха 5 с наружной рифельной поверхностью, вкладышей 4 и зажимов 3 для ведущей трубы (см. рис. 2.10).

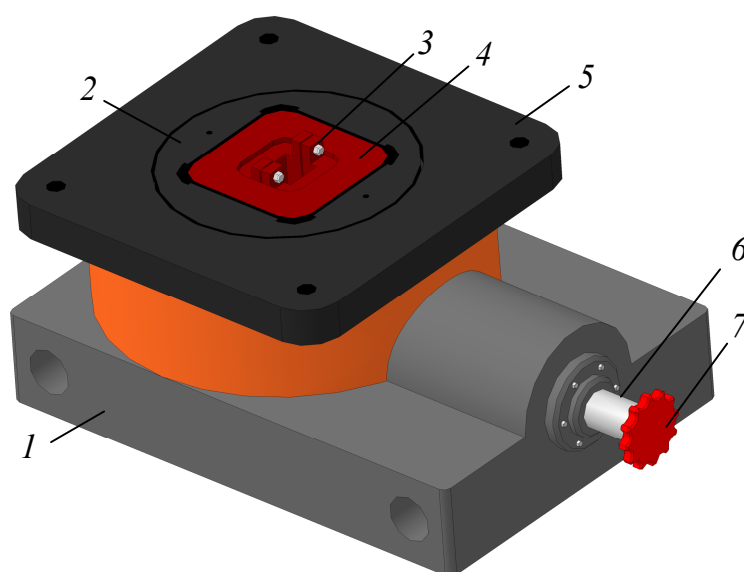


Рис. 2.10. Внешний вид ротора

Диаметр отверстия в столе ротора определяет максимальный диаметр долота, которое может пройти через него. В связи с этим выпускают роторы с различными диаметрами проходного отверстия (от 400 до 700 мм). В центральное отверстие вставляют два вкладыша 4, а внутрь – два зажима 3. В образовавшемся между зажимами отверстии квадратного сечения свободно размещается ведущая труба также

квадратного сечения. Поэтому ведущая труба имеет возможность свободно перемещаться вдоль оси ротора и воспринимать вращающий момент от стола ротора. Для смазки трущихся деталей и отвода тепла, образующегося при работе зубчатых передач и подшипников, в корпус ротора заливается масло.

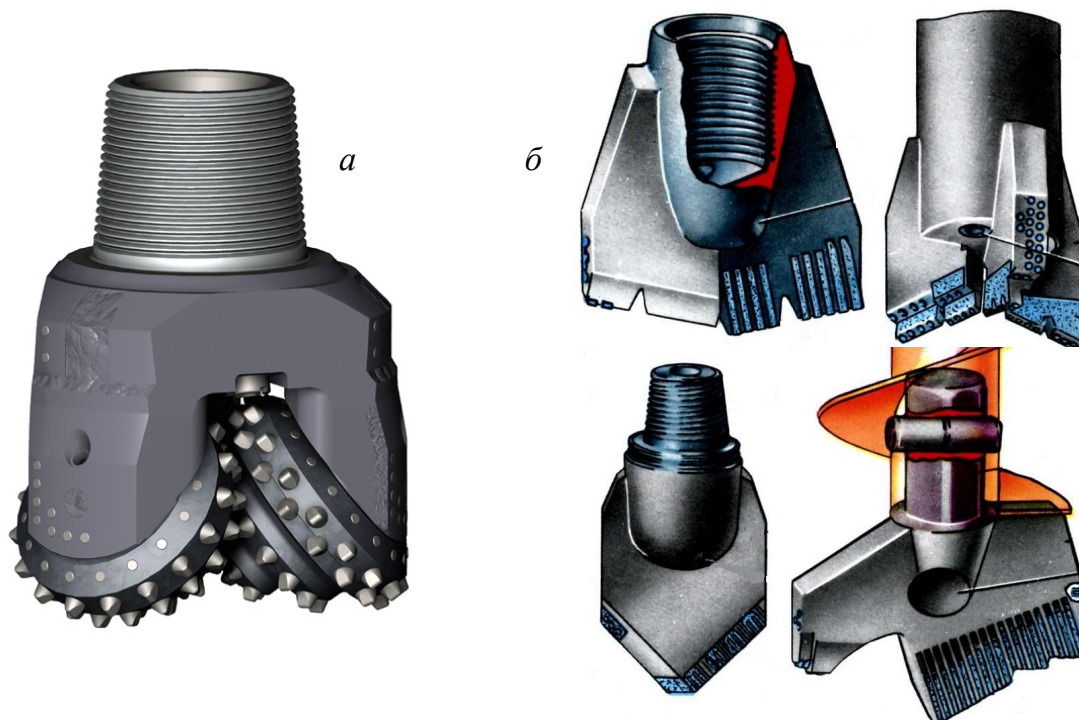


Рис. 2.11. Внешний вид бурильных долот:
а – трехшарошечное долото; б – лопастные долота

При турбинном бурении долото приводится во вращение забойным гидравлическим двигателем – **турбобуром**, установленным над долотом и преобразующим гидравлическую мощность потока промысловой жидкости, поступающей из бурильной колонны, в механическую работу вращающегося вала турбобура и долота. Турбина современного турбобура многоступенчатая (число ступеней от 25 до 350), осевого типа и состоит из систем статоров и роторов (рис. 2.12).

Как правило, система статоров связана с корпусом турбобура, а система роторов – с валом турбобура. В статоре и роторе поток жидкости меняет направление движения и, перетекая из ступени в ступень, отдает часть гидравлической мощности каждой ступени. В результате мощность, создаваемая всеми ступенями, суммируется на валу турбобура и подводится к долоту. Расчеты показали, что для эффективной работы турбобура необходимо иметь около 100 турбин, т. е. 100 роторов и 100 статоров. С увеличением числа турбин не только повышаются мощность и вращающий момент, но и снижается частота вращения вала турбобура.

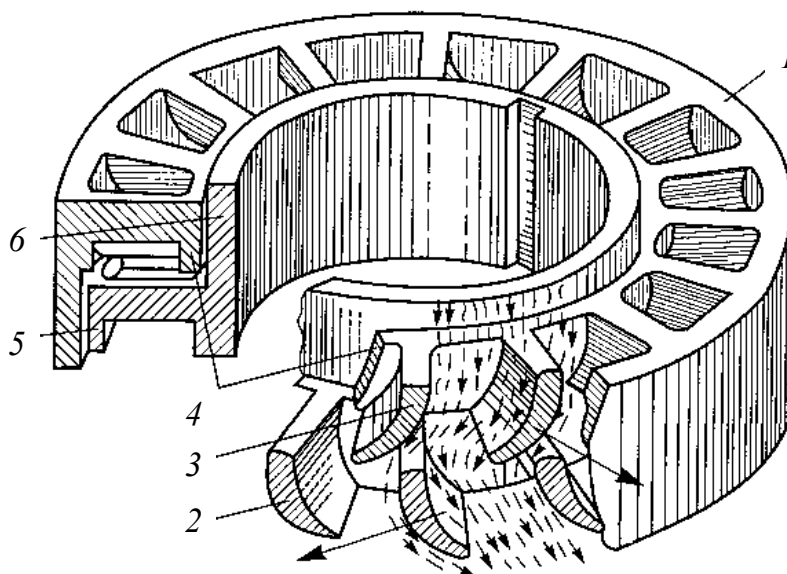


Рис. 2.12. Внешний вид турбины турбобура:

1 – наружный обод статора; 2 – лопатка ротора; 3 – лопатка статора;
4 – внутренний обод статора; 5 – наружный обод ротора; 6 – внутренний обод ротора

Для бурения скважин турбинным способом с отбором керна разработаны колонковые турбобуры (турбодолота), предусматривающие применение съемной грунтоноски. **Колонковый турбобур** представляет собой турбобур с полым валом, на конец которого навинчивается бурильная головка. В верхней части головки грунтоноски имеется бурт для захвата ее ловителем, спускаемым в бурильную колонну при помощи лебедки. В остальном конструкция колонковых турбобуров аналогична конструкции обычных турбобуров. В России выпускаются турбобуры с наружным диаметром от 102 до 235 мм, что позволяет применять их при бурении скважин долотами различных диаметров.

Основные преимущества роторного бурения перед турбинным – независимость регулирования параметров режима бурения, возможность отработки больших перепадов давления на долоте, значительное увеличение проходки за рейс долота в связи с меньшими частотами его вращения и др.

При использовании **электробуров** вращение долота осуществляется электрическим трехфазным двигателем переменного тока. Энергия к нему подается с поверхности по кабелю, расположенному внутри колонны бурильных труб.

Электробур (рис. 2.13) состоит из двух основных узлов – электродвигателя и шпинделя. Вращающий момент двигателя передается на вал шпинделя через зубчатую муфту. Электробур с долотом спускается в скважину на бурильных трубах, которые служат не только для поддержания его на весу, восприятия реактивного момента и по-

дачи на забой промывочной жидкости, но и для размещения токоподводящего кабеля. Электробур присоединяют к нижнему концу бурильной колонны, а долото крепят к валу электробура.

В трубном корпусе электробура размещен статор 6. Пакеты ротора 7 с алюминиевой обмоткой насажены на полый вал двигателя 5. Ротор расположен в статоре с зазором 0,5 – 0,6 мм на сторону. Внутренняя полость двигателя заполнена сухим изоляционным маслом. От внешней среды внутренняя полость двигателя изолирована верхним 4 и нижним 8 сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещены лубрикаторы двигателя 3 и сальника 2.

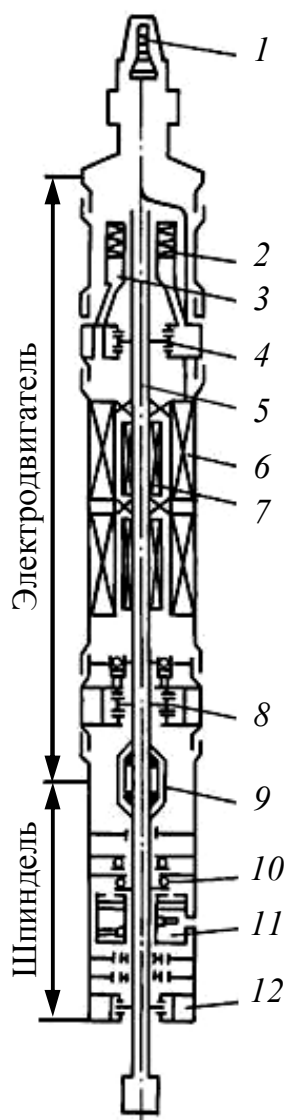


Рис. 2.13. Принципиальная схема электробура

Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня 1 до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник. Снизу к двигателю присоединяется шпиндель. В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках 10. Полый вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников. Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты 9. В месте соединения валов находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение 12. Шпиндель заполнен густым машинным маслом и оснащен лубрикатором 11. Избыточное давление лубрикатор создает за счет усилия сжатой пружины, которая давит на поршень. Под поршнем находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

В настоящее время выпускают электробуры с диаметрами корпуса 250, 215 и 170 мм для бурения скважин долотами соответственно диаметрами 295, 243 и 190 мм.

Преимущество электрического двигателя перед гидравлическим турбобуром состоит в том, что у электробура частота вращения, момент и другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины и в возможности контроля процесса работы двигателя с поверхности. К недостаткам относятся сложность подвода энергии к электродвигателю, особенно при повышенном давлении, и необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Силовой привод снабжает энергией лебедку, буровые насосы и ротор. Привод буровой установки может быть *дизельным, электрическим, дизель-электрическим* и *дизель-гидравлическим*. Дизельный привод применяют в районах, не обеспеченных электроэнергией необходимой мощности. Электрический привод от электродвигателей переменного и постоянного тока отличается простотой в монтаже и эксплуатации, высокой надежностью и экономичностью, но применим только в электрифицированных районах. Дизель-электрический привод состоит из дизеля, который вращает генератор, питающий, в свою очередь, электродвигатель. Дизель-гидравлический привод состоит из двигателя внутреннего сгорания и турбопередачи. Последние два типа привода автономны, но в отличие от дизельного не содержат громоздких коробок перемены передач и сложных соединительных частей, имеют удобное управление, позволяют плавно изменять режим работы лебедки или ротора в широком диапазоне.

Технологическое оборудование для промывки скважины представляет ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции.

Циркуляционная система буровой установки служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора, приготовления новых его порций и закачки очищенного раствора в скважину. Циркуляционная система (рис. 2.14) включает в себя систему отвода использованного раствора (желоба 2 от устья скважины 1), механические средства отделения частичек породы (вибросито 3, гидроциклоны 4), ёмкости для химической обработки, накопления и отстоя очищенного раствора 6, 8, шламонасос 7, блок приготовления свежего раствора 5 и буровые насосы 9 для закачки бурового раствора по нагнетательному трубопроводу 10 в скважину.

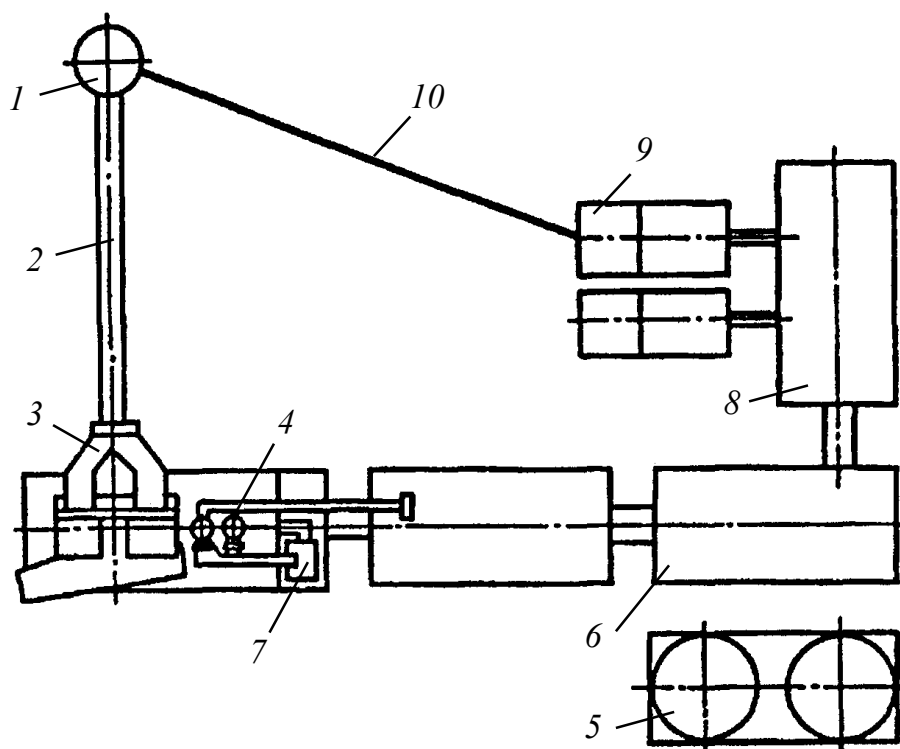


Рис. 2.14. Схема циркуляционной системы буровой установки

2.3. Технологический процесс разработки нефтяных и газовых скважин

Полный цикл разработки скважины включает следующие основные операции:

- 1) подготовительные земляные работы;
- 2) монтаж буровой установки;
- 3) подготовительные работы к бурению скважин;
- 4) процесс бурения;
- 5) спуск обсадных труб и их цементирование;
- 6) испытание скважины на приток нефти или газа (освоение);
- 7) демонтаж оборудования.

В ходе подготовительных земляных работ выбирают место для буровой, прокладывают подъездную дорогу, подводят системы электроснабжения, водоснабжения и связи. Если рельеф местности неровный, то планируют площадку.

Монтаж вышки и оборудования производится в соответствии с принятой для данных конкретных условий схемой их размещения. Оборудование стараются разместить так, чтобы обеспечить безопасность в работе, удобство в обслуживании, низкую стоимость строи-

тельно-монтажных работ и компактность в расположении всех элементов буровой.

Подготовка к бурению включает устройство направления и пробный пуск буровой установки. В ходе пробного бурения проверяется работоспособность всех элементов и узлов буровой установки.

Как правило, верхние участки разреза скважины представлены современными отложениями, легко размываемыми в процессе бурения циркулирующим потоком жидкости. Поэтому бурить скважину начинают только после того, как предпримут необходимые меры против размывания породы под основанием буровой. Для этого до бурения скважины сооружают **шурф** до устойчивых пород (4 – 8 м) и в него спускают трубу с вырезанным окном в ее верхней части – **направление** (см. подр. 2.1). К окну в трубе приваривают короткий металлический желоб, по которому в процессе бурения промывочная жидкость направляется в желобную систему и к очистным механизмам. Пространство между направлением и стенкой шурфа цементируют.

Цель цементирования обсадной колонны – получение прочного, концентрично расположенного в затрубном пространстве кольца цементного камня, надежно изолирующего вскрытые скважиной поглощающие, газо-, водо-, нефтепроявляющие горизонты. Для цементирования обсадных колонн применяют цементные растворы,готавливаемые из **тампонажных цемента** и воды.

Наиболее распространены одноступенчатый и двухступенчатый способы цементирования обсадных колонн. Одноступенчатый способ цементирования обсадных колонн (рис. 2.15) заключается в следующем. До закачки цементного раствора в обсадную колонну опускают нижнюю цементировочную пробку 2, предназначенную для отделения цементного раствора от находящейся в колонне промывочной жидкости. Нижняя пробка 2 имеет отверстие, перекрытое резиновой перепонкой. После этого на колонну навинчивают головку 1 с верхней цементировочной пробкой, не имеющей сквозного отверстия.

Затем цементный раствор закачивают в обсадную колонну. Требуемый объем этого раствора определяется исходя из условия, чтобы к концу цементирования в обсадной колонне осталась небольшая порция цементного раствора (цементный стакан), а за обсадной колонной цементный раствор поднялся на заданную высоту. После окончания закачки цементного раствора в обсадную колонну проталкивают верхнюю (без отверстия) цементировочную пробку 4 и затем прокачивают промывочную жидкость.

Когда нижняя пробка дойдет до упорного кольца, она остановится. Давление над пробкой повысится и резиновая перепонка лопнет. При дальнейшей закачке промывочной жидкости в колонну верхняя пробка подойдет к нижней и закроет отверстие в ней. Возникнет гидравлический удар. Манометр *б* на цементировочной головке зафиксирует скачок давления. После этого краны цементировочной головки закрывают и скважину оставляют в покое на 16 часов для за- твердевания цементного раствора за кондуктором и на 24 часа – за промежуточной и эксплуатационной колоннами.

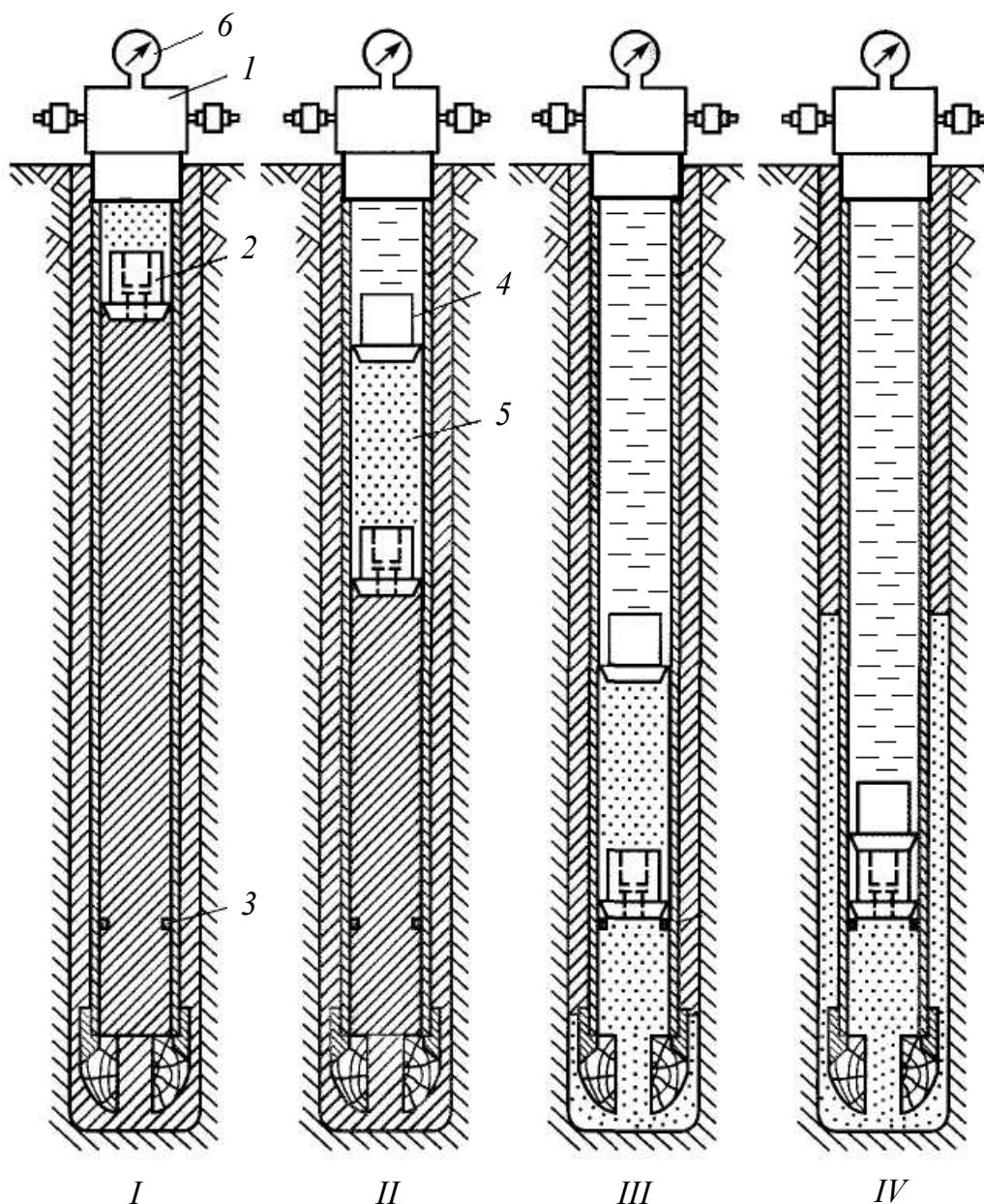


Рис. 2.15. Стадии одноступенчатого цементирования

После установки направления и проведения ряда других работ (контрольный осмотр оборудования, монтаж и наладка приборов, оснастка полиспастной системы, бурение шурфа под ведущую трубу) составляют акт о готовности смонтированной буровой и приступают к бурению скважины.

Пробуриив неустойчивые, мягкие, трещиноватые и кавернозные породы, осложняющие процесс бурения (обычно 50 – 400 м), перекрывают и изолируют эти горизонты, для чего в скважину спускают первую обсадную колонну – кондуктор, состоящую из свинченных стальных труб, а её затрубное пространство цементируют.

После спуска кондуктора не всегда удастся пробурить скважину до проектной глубины из-за прохождения новых осложняющих горизонтов или из-за необходимости перекрытия продуктивных пластов, не подлежащих эксплуатации данной скважиной. В таких случаях возникает потребность в спуске и последующем цементировании промежуточной колонны.

При дальнейшем углублении скважины вновь могут встретиться горизонты, подлежащие изоляции. Тогда спускают и изолируют третью обсадную колонну, называемую **второй промежуточной колонной**. В этом случае ранее спущенная обсадная колонна будет называться **первой промежуточной**. В осложненных условиях бурения таких промежуточных колонн может быть три и даже четыре.

Пробуриив скважину до проектной глубины, спускают и цементируют эксплуатационную колонну, предназначенную для подъема нефти или газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа) в продуктивный пласт в целях поддержания давления.

Если в скважину кроме направления и кондуктора спускают только эксплуатационную колонну, то конструкцию называют **одноколонной**. Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускают промежуточные и эксплуатационные колонны, то конструкцию называют **двухколонной** (при одной промежуточной колонне) или **трехколонной** (при двух промежуточных колоннах).

Во время бурения происходит непрерывный спуск (подача) бурильного инструмента таким образом, чтобы часть веса его нижней части передавалась на долото для обеспечения эффективного разрушения породы. Применение вращательного способа бурения скважин привело к необходимости непрерывной **промывки** или **продувки** их в процессе бурения. Данные операции применяют для очистки забоя и ствола скважины от частиц выбуренной породы.

Основные функции бурового промывочного раствора:

- 1) вынос разбуренных частиц породы на поверхность;
- 2) удерживание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции;
- 3) создание противодавления на стенки скважины и укрепление стенок скважины;
- 4) глинизация стенок скважины;
- 5) охлаждение долота, турбобура и бурильной колонны;
- 6) смазка трущихся деталей долота, турбобура;
- 7) передача энергии турбобуру;
- 8) защита бурового оборудования от коррозии.

Буровые растворы классифицируются следующим образом:

- на водной основе, представителями которой являются вода и глинистые растворы;
- на углеводородной основе (нефтяные растворы);
- аэрированные жидкости.

Сущность продувки скважин воздухом заключается в том, что для очистки забоя, выноса выбуренной породы на дневную поверхность, охлаждения долота вместо промывочной жидкости в скважину нагнетают газообразные агенты: сжатый воздух, естественный газ и выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания.

При бурении скважины очистка бурового раствора производится по следующей функциональной схеме (рис. 2.16). Буровой раствор после выхода из скважины *1* по линии *R1* поступает на вибросита *2*, после очистки на которых попадает в емкость *3*, откуда насосом *4* по линии *R2* подается для очистки на пескоотделитель *5*. По линии *R3* очищенный раствор поступает в емкость *6*, из которой по линии *R4* насосом *7* подается для дальнейшей очистки на илоотделитель *8*. После очистки на илоотделителе раствор по линии *R5* поступает в емкость *10*. Для тонкой очистки раствор из емкости *10* насосом *12* подается на центрифугу *13* по линии *R6*, после чего раствор по линии *R7* возвращается в емкость *10*. В скважину очищенный буровой раствор подается насосом *14* по линии *R8* из емкости *10*. Шлам с вибросит и шнек с центрифуги по линиям *R9 – R12* удаляются в амбар.

Для дегазации бурового раствора при бурении интервалов с газопроявлениями в систему очистки бурового раствора включается дегазатор *16*, в этом случае дегазированный раствор подается насосом *4* на пескоотделитель *5* из емкости *11* через заслонку *9* и далее очищается по приведенной выше схеме.

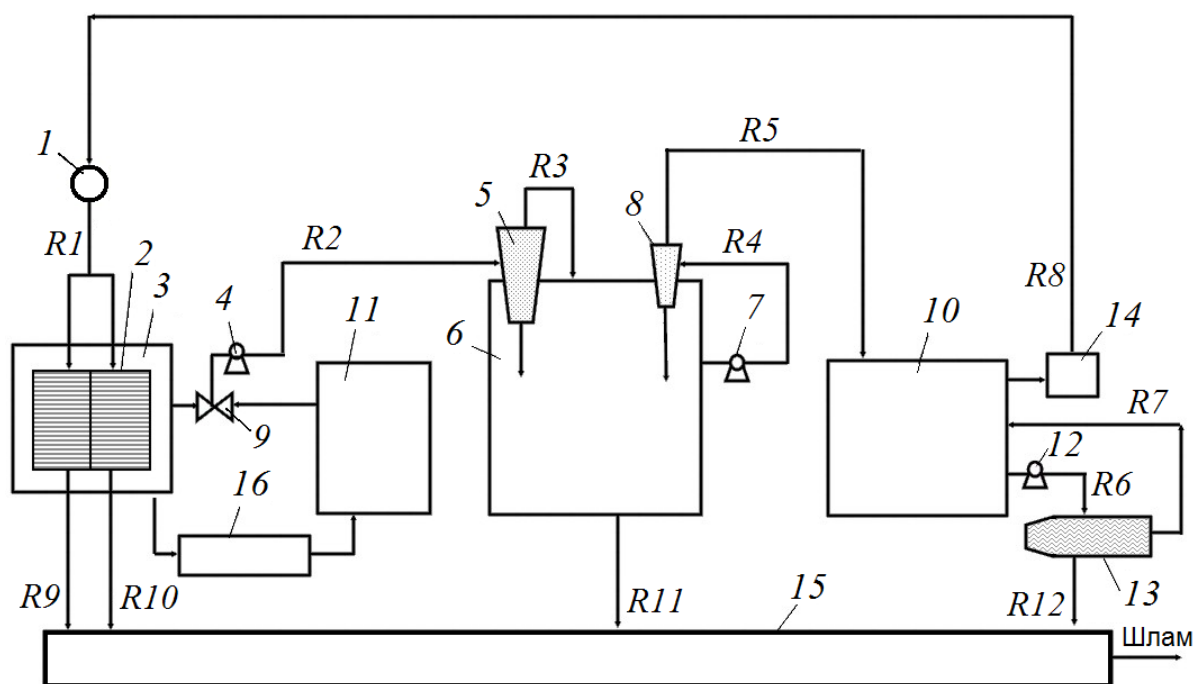


Рис. 2.16. Функциональная схема системы очистки бурового раствора

После завершения работ по сообщению эксплуатационной колонны с пластом приступают к вызову притока нефти или газа из пласта. Существует несколько методов вызова притока нефти из пласта [метод замещения жидкости, метод воздушной подушки, метод поршневания (свабирования), метод аэрации, использование пусковых клапанов, струйных аппаратов, двухфазных пен], суть которых сводится к снижению противодавления на пласт, т. е. к проведению определенных мероприятий, в результате которых гидростатическое давление в скважине становится меньше пластового.

Разработка скважины в зависимости от конкретных условий может занимать от нескольких часов до нескольких месяцев. После появления нефти и газа скважину принимают эксплуатационники, а буровую установку передвигают на несколько метров для бурения очередной скважины.

2.4. Управление технологическим процессом бурения

Технологии и технике сооружения скважин уделяется большое внимание, разрабатываются новейшее буровое оборудование и инструмент, совершенствуется технология бурения, форсируются все виды работ.

Прогресс и высокие показатели при бурении скважин во многом зависят от оперативного контроля и организации, применения контрольно-измерительной аппаратуры, внедрения средств автоматики. Применение аппаратуры и средств автоматики обеспечивает безаварийность работ, улучшает технико-экономические показатели, требует повышения технической грамотности обслуживающего персонала, влечет за собой повышение культуры производства.

Управление технологическим процессом бурения включает контроль, регулирование и управляющие воздействия, обеспечивающие эффективное функционирование управляемого объекта в изменяющихся условиях. Контроль дает информацию о технологических параметрах процесса в данный момент времени, возможность проследить за их изменением и получить отклик на управляющее воздействие.

Регулирование – это действия, направленные на приведение отдельных параметров процесса в заданные пределы или их изменение в соответствии с регламентом процесса. Успешное управление возможно только при условии соответствующего информационного обеспечения.

Информационное обеспечение технологического процесса включает получение информации, ее передачу и анализ для выработки управляющих решений в изменяющихся условиях и обеспечение обратной связи для реализации решений. Чем выше уровень информационного обеспечения, тем в большей степени эти функции перекладываются на автоматические системы управления.

В настоящее время повсеместно внедряется дистанционное информационное обеспечение. Это позволяет на диспетчерских пунктах (участках) оборудовать специальные пульта, на которых монтируют показывающие и регистрирующие приборы технологических параметров бурения каждой буровой. Диспетчер (инженер участка) получает возможность круглосуточно следить за работой буровых и при необходимости незамедлительно вносить нужные коррективы в процесс проводки скважины.

Отечественной разработкой является станция контроля и управления процессом бурения «Леуза-1», разработанная ПНФ «Геофизика» и АНК «Башнефть». За рубежом подобные станции серийно выпускаются фирмами «Индастрис», «Бароид» и «Мартин Деккер» (США), «Жеосервис» и «Матра» (Франция).

2.5. Технологические параметры и режимы бурения

Под *режимом бурения* понимается определенное сочетание технологических параметров, влияющих на *показатели бурения*:

- 1) осевая нагрузка на долото;
- 2) частота вращения долота;
- 3) расход промывочного бурового раствора;
- 4) давление промывочного бурового раствора;
- 5) качество промывочного бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига).

Правильное назначение и контроль над расходом и давлением бурового раствора в процессе бурения являются важным фактором успешного проведения скважин. Одновременное наблюдение за показаниями расходомера и измерителя давления позволяет получать важную информацию о процессе бурения и работе насоса.

Например, внезапный рост расхода при одновременном падении давления может служить сигналом обрыва бурильных труб или, в обратном случае, – прихвата инструмента. Также необходимо контролировать дифференциальный расход бурового раствора, который определяется разностью между расходом жидкости на входе в скважину и на выходе из нее, что очень важно для своевременного обнаружения поглощения бурового раствора или притока в скважину пластового флюида.

Эффективность работы долота оценивается параметрами:

- 1) механической скоростью бурения $V_{\text{мех}}$, м/ч;
- 2) проходкой на долото h , м.

При выборе режима бурения следует учитывать, что с изменением одного из параметров не всегда увеличиваются механическая скорость проходки $V_{\text{мех}}$ и проходка на долото h . Для каждой породы и способа бурения существует оптимальное сочетание нагрузки на долото, частоты вращения долота и расхода бурового раствора.

Сочетание технологических параметров, позволяющее получать наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения при данной технической вооруженности буровой, называется *оптимальным режимом бурения*.

При турбинном способе бурения в случае увеличения расхода промывочной жидкости при неизменной нагрузке на долото частота вращения вала турбобура (долота) n_0 растет прямо пропорционально. Если же нагрузка на долото будет увеличена, а расход промывочной жидкости останется постоянным, то частота вращения вала турбобура (долота) уменьшится.

При создании нагрузки на долото частота вращения вала турбобура (долота) n_d уменьшается, а вращающий момент увеличивается. Эффективная работа турбобура будет обеспечена при таких нагрузках на долото, когда мощность на валу турбобура N достигнет максимального значения. В этот период частота вращения вала турбобура составляет примерно половину частоты вращения долота при отсутствии на него нагрузки, а вращающий момент – около половины момента, развиваемого при торможении вала турбобура. При максимальной мощности на валу турбобура турбина имеет и максимальное значение КПД.

При роторном бурении отсутствует ярко выраженная взаимосвязь параметров режима бурения, поэтому можно устанавливать любые комбинации параметров режима бурения и контролировать их. Расход промывочной жидкости устанавливается с учетом качественной очистки забоя скважины. Нагрузка на долото и частота его вращения устанавливаются с учетом твердости проходимых пород.

При проектировании режимов бурения на хорошо изученных площадях осевая нагрузка может определяться по формуле

$$P_d = \alpha_z p_{ш} F_k, \quad (2.1)$$

где α_z – коэффициент, учитывающий изменение твердости горных пород в конкретных условиях забоя ($\alpha_z = 0,33 : 1,59$), для практических расчетов принимается равным 1; $p_{ш}$ – твердость горной породы по штампу; F_k – площадь контакта зубьев долота с забоем, m^2 .

Данная формула позволяет получить лишь ориентировочные значения P_d , так как не учитывает работоспособность опор и вооружения долот в зависимости от частоты вращения.

Если α_z и $p_{ш}$ неизвестны, то для шарошечных долот с диаметром больше 190 мм осевую нагрузку на долото определяют по следующей формуле:

$$P_d = P_{y\partial} D_\partial, \quad (2.2)$$

где $P_{y\partial}$ – удельная нагрузка по диаметру долота, kH/mm (см. табл. 2.1); D_∂ – диаметр долота, mm .

Частота вращения долота определяется по формуле

$$n = (P_{\max y\partial} / P_i) n_{p\min}, \quad (2.3)$$

где $P_{\max y\partial}$ – максимальная рекомендуемая удельная нагрузка по диаметру долота, kH/mm ; $n_{p\min}$ – минимальная частота вращения ротора, берётся по его характеристике для конкретной буровой установки; P_i – текущее значение нагрузки на 1 мм диаметра для конкретного типа долота.

Таблица 2.1

Рекомендуемые значения P_{yd}

Горные породы	P_{yd} , кН/мм*
Весьма мягкие	< 0,2
Мягкие и среднемягкие, а также мягкие породы с прослойками пород средней твердости и твердых	0,2 – 0,5
Породы средней твердости, а также породы средней твердости с прослойками твердых пород	0,5 – 1,0
Твердые породы	1,0 – 1,5
Крепкие и очень крепкие породы	> 1,5

* 1. С уменьшением диаметра долота эти величины снижаются и для $D = 140$ мм долот они ниже примерно в 1,5 – 2 раза.

2. Наибольшее значение P_{yd} лимитируется прочностью вооружения долота и подшипников.

Расход бурового раствора определяется исходя из скорости восходящего потока $V_{в.п.}$, которая для мягких пород составляет 1,5 м/с, а для очень крепких – 0,4 м/с. Для остальных пород скорость восходящего потока определяется линейной интерполяцией или по формуле

$$Q = V_{в.п.} \nu (D_C^2 - d_{б.т.}^2) \frac{\pi}{4}, \quad (2.4)$$

где Q – расход бурового раствора, м³/с; ν – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины, для очень мягких пород (песок) $\nu = 1,3$, для крепких пород $\nu = 1,05$; D_C – диаметр скважины, м; $d_{б.т.}$ – диаметр буровых труб, м.

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения определяется «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

2.6. Контрольно-измерительные приборы и автоматика в бурении

Эффективность бурения скважин существенно зависит от полноты и достоверности результатов контроля технологических параметров режима бурения, цементирования скважин, показателей свойств буровых и тампонажных растворов, исходных материалов и др. Без полной и достоверной информации невозможно ведение технологических процессов при бурении скважин в оптимальных режимах, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели.

Многообразие решаемых при сооружении скважин задач, многообразие процессов и операций, частая невозможность прямым путем измерять технологические параметры объясняют большое многообразие контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) в бурении. Поэтому буровую КИПиА классифицируют не по одному, а по ряду признаков.

Основные классификации буровой КИПиА:

- по функционально-технологическому признаку;
- по способам измерения и контроля;
- по способу отображения информации;
- по виду унифицированного сигнала датчика.

По функционально-технологическому признаку (основная классификация) буровая КИПиА может быть разделена на пять классов.

1-й класс аппаратуры: аппаратура для контроля технологических параметров процессов, оборудования, машин, механизмов, инструмента, скважин, агента для удаления продуктов разрушения. С помощью данной аппаратуры контролируется режим работы, силовая загрузка, техническое состояние, параметры оборудования, инструмента и т.д., участвующих в процессах.

В данном классе технологической аппаратуры важнейшими являются семь основных групп:

1) *аппаратура для контроля режима работы породоразрушающего инструмента:* измерители осевой нагрузки, частоты оборотов (буровые тахометры), аппаратура для контроля режима промывки или продувки (измерители расхода и давления), измерители крутящего момента, измерители частоты и энергии ударов;

2) *аппаратура для контроля работы привода (электродвигателей, двигателей внутреннего сгорания, гидро- и пневмопривода):* приборы для контроля напряжения питания электродвигателей, приборы для контроля загрузки электродвигателей по току и др., аппаратура для измерения момента на валу привода, частоты оборотов и др.;

3) *аппаратура для контроля силовой загрузки и состояния бурового оборудования и инструмента:* измерители усилий, давлений и напряжений в узлах и деталях бурового агрегата и инструмента, аппаратура для контроля технического состояния буровых труб (толщиномеры, индикаторы износа, дефектоскопы), аппаратура для контроля загрузки талевого каната (счетчики работы талевого каната, измерители усилий), аппаратура для контроля износа вооруженности и состояния породоразрушающего инструмента;

4) *аппаратура для контроля работы забойных буровых машин;*
5) *аппаратура для контроля работы скважинных специальных снарядов и инструмента:* сигнализаторы прекращения эжекции струйного насоса, сигнализаторы наполнения колонковой трубы керном, сигнализаторы изменения режима работы при смене горных пород и др.;

6) *аппаратура для контроля спускоподъемных операций:* измерители скорости и высоты подъема элеватора, счетчики количества поднятых свечей, измерители глубины спуска и подъема инструмента и др.;

7) *аппаратура для контроля геометрических и геологических параметров скважины:* аппаратура для проведения исследований по статике и динамике подземных вод, для контроля параметров процесса откачки (скважинные расходомеры, дебитомеры, уровнемеры, определители направления потоков, манометры, термометры, аппаратура для выявления зон поглощений и водопритоков и др.), аппаратура для контроля процессов крепления скважин, аппаратура для определения и исследования аварийных ситуаций в скважине.

2-й класс аппаратуры: аппаратура для контроля технико-экономических показателей (ТЭП) процесса бурения скважин, контроля эффективности процесса бурения – измерители углубки за отрезок времени, рейсовой углубки, измерители механической и рейсовой скорости бурения, аппаратура для контроля затрат времени на технологические процессы и операции, электросчетчики, счетчики расхода топлива, воды, раствора, реагентов.

3-й класс аппаратуры: комплексная аппаратура, включающая несколько измерителей из первого и второго класса, конструктивно оформленная в виде единого контрольно-измерительного пульта с рядом показывающих приборов, блока питания и органов управления и отдельных датчиков на контролируемые параметры (ГП, ПКМ, ИРБ, КУРС, РУМБ).

4-й класс аппаратуры: аппаратура для определения свойств материалов, жидкостей, реагентов, участвующих в осуществлении технологических процессов (аппаратура для определения свойств горных пород, параметров промывочных жидкостей, цементных растворов и др.).

5-й класс аппаратуры: аппаратура для контроля параметров и показателей, характеризующих состояние техники безопасности и охраны труда при выполнении работ по сооружению скважин.

Условия эксплуатации КИПиА в бурении скважин резко отличаются от условий эксплуатации ее в любой другой отрасли. Аппаратура работает в условиях сильных вибраций, тряски, динамических нагрузок, резкой смены и большой разности температур, влажности, давления, больших колебаний напряжения питания и частоты электрического тока. Общие требования к аппаратуре общепромышленного применения относятся и к буровой КИПиА: высокая надежность, простота устройства и эксплуатации, точность, минимальная стоимость. При бурении скважин особое значение приобретают такие требования, как высокая надежность и простота устройства.

КИПиА основных параметров бурения:

- измерители веса снаряда и осевой нагрузки;
- измерители частоты вращения бура;
- измерители механической скорости бурения;
- измерители давления и расхода бурового раствора;
- измерители и ограничители крутящего момента;
- измерители активной и реактивной мощности.

Измерители веса снаряда и осевой нагрузки. Наиболее распространенными в настоящее время являются измерители веса снаряда и осевой нагрузки, связанные с гидравлической системой подачи станка и с неподвижным концом каната талевой системы. Для буровых станков с широко распространенной гидравлической системой подачи наиболее простым и приемлемым является встраивание датчиков в гидравлическую систему станка, т.е. точкой съема сигнала является давление масла в гидроцилиндрах вращателя. При подаче инструмента с лебедки в качестве точек съема сигнала могут быть взяты реакции (усилия, крутящий момент, напряжения) на крюке в элементах буровой установки (ходовая ветвь, рабочие струны, неподвижный конец каната талевой системы, талевый блок, опоры осей кронблока, оттяжные ролики, кронблочная рама, ноги мачты).

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 (рис. 2.17) предназначен для индикации и регистрации усилия в неподвижном конце каната талевой системы (т.е. и усилия на крюке) при бурении скважин, а по виду записи этого усилия, зная технологический процесс, судят о произведенных операциях во времени.

В ГИВ-6 в качестве регистратора применен самопишущий манометр типа МСТМ-410 с записью от центра к периферии. Чувствительным элементом манометра является трубчатая пружина на предел измерения 10 кгс/см^2 ; цена деления диаграммы – $0,1 \text{ кгс/см}^2$, класс точности – 1, завод часового механизма – на 8 сут.

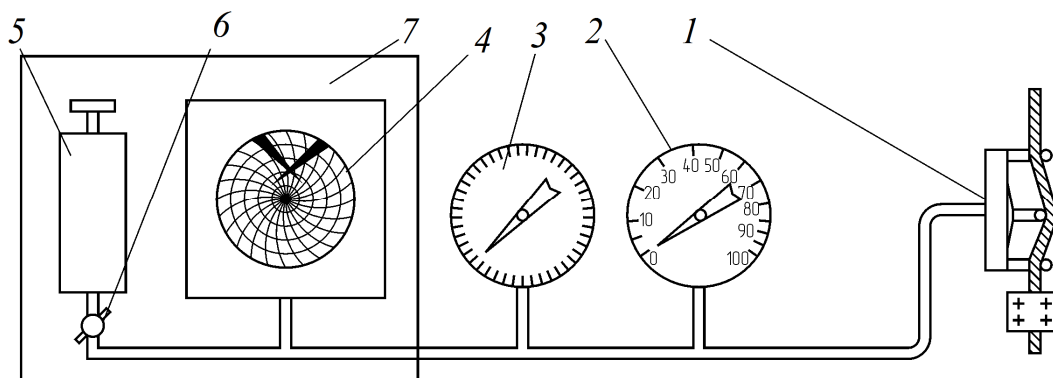


Рис. 2.17. Общий вид гидравлического индикатора веса ГИВ-6:
 1 – трансформатор давления; 2 – основной указатель; 3 – верньерный указатель; 4 – регистратор; 5 – пресс-бачок; 6 – вентиль; 7 – щит

Пресс-бачок служит для заполнения всей системы рабочей жидкостью и представляет собой цилиндр с днищем и крышкой. К днищу крепится штуцер для подсоединения трубопровода. Через крышку проходит винт с воротком, винт шарнирно соединен с поршнем. В крышке имеется пробка для залива рабочей жидкости.

Верньерный указатель предназначен для уточнения показаний индикатора веса при изменении нагрузки на долото и устроен аналогично основному. В отличие от основного верньерный указатель имеет 360-градусную шкалу с 40 неоцифрованными делениями. При нормальном давлении 10 кгс/см^2 стрелка прибора поворачивается на 180° . Таким образом, чувствительность его превышает чувствительность основного указателя примерно в 6,7 раза ($180^\circ/270^\circ \approx 6,6$).

Основной указатель (рис. 2.18) смонтирован в литом корпусе. В корпусе смонтирована трубчатая манометрическая пружина Бурдона, неподвижный конец которой впаян в держатель, а свободный закрыт наконечником, который тягой шарнирно связан с хвостовиком сектора трибосекторного механизма.

На неподвижном конце талевого каната трансформатор давления монтируется так, что канат оказывается преломленным между крайними роликами обоймы и средним опорным роликом, опирающимся на мембрану. **Трансформатор давления** (ТД-2А, ТД-4, ТД-5) (рис. 2.19) состоит из корпуса 1, в приливах которого крепятся обоймы 2 и 3, несущие боковые ролики. В средней части корпуса расположена камера давления 4, перекрытая резиновой мембраной, прижатой к корпусу крышкой 5. На мембрану опирается поплавок 6, несущий обойму 7 среднего ролика. Соединение трансформатора с гидравлической линией индикатора осуществляется дюритовым шлан-

гом, присоединенным к штуцеру 8, расположенному в дне корпуса. Там же расположено отверстие для выпуска воздуха, заглушаемое пробкой 9. На канате трансформатор давления поддерживается зажимом 10. Трансформатор предназначен для канатов диаметром от 15 до 19 мм и может быть отрегулирован на два предела измерения усилий натяжения каната: от 100 до 4000 и от 200 до 8000 кгс. Регулировка производится изменением угла преломления каната за счет установки прокладок под торцы обойм среднего и боковых роликов.

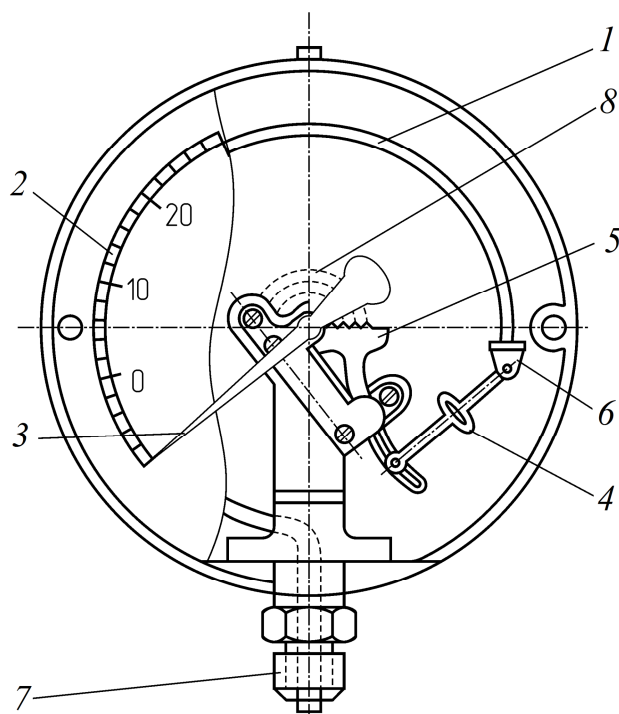


Рис. 2.18. Общий вид трубчатого манометра:
1 – трубка Бурдона; 2 – шкала; 3 – стрелка;
4 – поводок; 5 – зубчатый сектор; 6 – пробка;
7 – штуцер; 8 – упругая пружинка

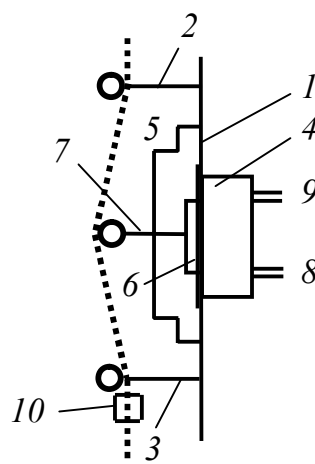


Рис. 2.19. Принципиальная схема трансформатора давления ТД-2А

Гидравлический измеритель веса ГИВ-1Э (рис. 2.20, а) предназначен для измерения и регистрации усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении и капитальном ремонте скважин.

В состав прибора входят: трансформатор давления ТД-300 с электронным преобразователем давления КРТ-5-Ех, микропроцессорный блок измерения и индикации, показывающий и регистрирующий усилие натяжения каната в кН, и пресс-бачок для заполнения прибора. В энергонезависимой памяти прибора хранится информация за последние 80 суток, которая может быть снята при помощи устройства считывания с целью просмотра и хранения в компьютере.

Принцип действия измерителя основан на преобразовании усилия натяжения Q конца талевого каната 2, вызванного нагруженным весом инструмента 6, в давление в камере трансформатора и в последующем непрерывном пропорциональном преобразовании его в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4 – 20 мА преобразователем давления 5 (рис. 2.20, б). Канат преломлен между крайними опорами на корпусе 1 и средней опорой 3, опирающейся на мембрану 4. Электрический сигнал с преобразователя давления типа КРТ5-Ех поступает в процессор микропроцессорного блока, в котором происходит обработка сигнала с последующей индикацией результата измерений на устройстве индикации.

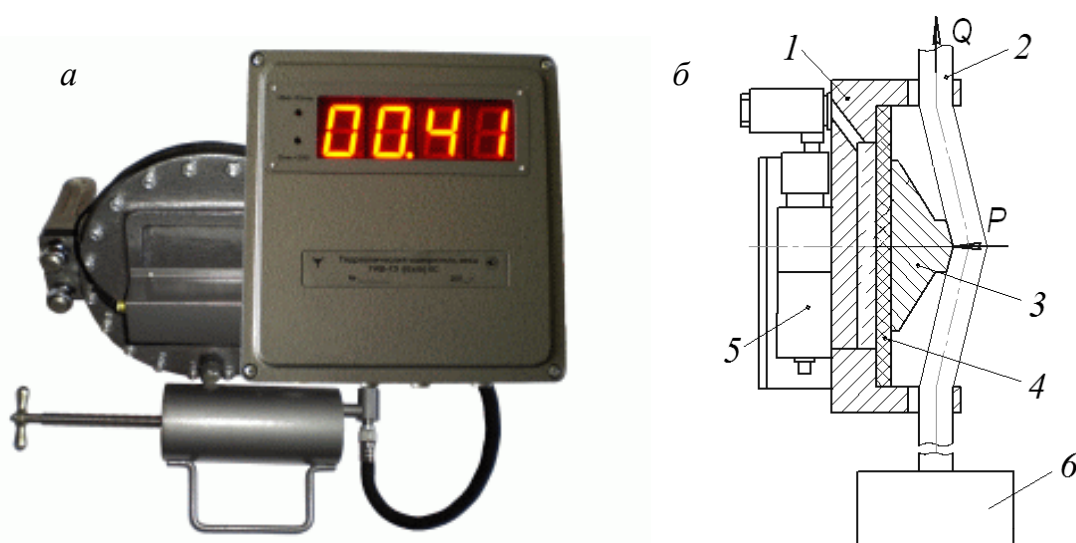


Рис. 2.20. Гидравлический измеритель веса ГИВ-1Э:
а – внешний вид; б – принципиальная схема трансформатора давления ТД-300

Измеритель ГИВ-1Э выполняет следующие функции:

- сигнализирует о предельных нагрузках, которые могут быть установлены в зависимости от характера выполняемой работы и типа подъемника (световая и звуковая сигнализация);
- автоматическую регистрацию веса подвешенного инструмента на неподвижном конце талевого каната в масштабе реального времени;
- обмен информацией с устройством считывания и хранения информации (УСХИ) и персональным компьютером;
- возможность записи полученной информации на жесткие и гибкие магнитные диски для создания базы данных;
- просмотр на экране персонального компьютера гистограммы нагрузок в реальном масштабе времени.

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1 предназначен для оснащения буровых станков с талевой системой по схеме с неподвижным концом каната, в который встраивается датчик усилий, определяющий усилие на крюке при взвешивании бурового снаряда, при бурении, при производстве спускоподъемных операций. После взвешивания и «запоминания» веса снаряда при бурении определяется осевая нагрузка.

Таким образом, измеритель МКН-1 предназначен для:

- визуального контроля веса снаряда;
- визуального контроля и регистрации осевой нагрузки в процессе бурения;
- визуального контроля и регистрации усилия на крюке при спускоподъемных операциях и аварийных работах.

В состав измерителя МКН-1 входят:

- ✓ датчик нагрузки ДН (растяжения – ДНР или сжатия – ДНС);
- ✓ показывающий и регистрирующий прибор ПРП-1;
- ✓ комплект кабелей (кабель датчика и кабель питания).

Измеритель МКН-1 может снабжаться устройством сигнализации, срабатывающим при достижении измеряемым параметром задаваемых наименьшего и наибольшего значений. Принцип действия датчика нагрузки основан на использовании магнитоупругого эффекта, который заключается в изменении магнитной проницаемости ферромагнитных материалов под действием механического напряжения.

Измерители частоты вращения бура. Знание частоты оборотов вала забойных машин дает возможность оптимизировать процесс бурения при применении регулируемого привода бурового станка и передаче крутящего момента породоразрушающему инструменту с помощью бурового вала.

По принципу действия датчики угловой скорости могут быть разделены на три основные группы: *механические, гидравлические и электрические*. Самые распространенные в буровой контрольно-измерительной аппаратуре – электрические датчики **тахометры**.

Электрические тахометры весьма разнообразны как по типу используемого преобразователя, так и по методу измерения и типу измерительной цепи.

С точки зрения точности измерений угловой скорости электрические тахометры можно разбить на две группы:

- тахометры, работающие по принципу амплитудной модуляции (тахометры с индукционными преобразователями), выходной величиной которых является ЭДС;

- тахометры, работающие по принципу частотной модуляции (индуктивные, контактные, фотоэлектрические), выходной величиной которых является частота тока или напряжения.

Тахометры второй группы характеризуются большей точностью, так как частота выходного тока или напряжения практически не зависит от колебаний напряжения источника питания, температуры и других факторов.

С точки зрения используемых преобразователей и методов измерения электрические тахометры можно разбить на следующие группы: индукционные; электроимпульсные; фотоэлектрические; стробоскопические.

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре находят применение главным образом индукционные тахометры – **тахогенераторы**.

На рис. 2.21 показаны некоторые схемы датчиков тахометров, применяемых в буровой аппаратуре и регулируемом приводе.

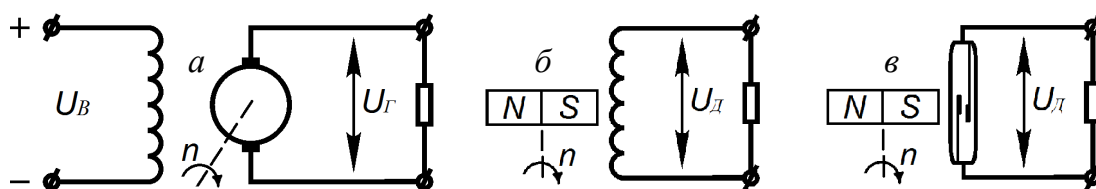


Рис. 2.21. Принципиальные электрические схемы индукционных тахометров: а – тахогенератор постоянного тока; б – датчик с катушкой индуктивности и пластинкой постоянного магнита; в – датчик с герконом и пластинкой постоянного магнита

Тахометры широко применяются для измерения линейных скоростей (при предварительном преобразовании линейного перемещения в угловое), например, скорости спуска и подъема инструмента, механической скорости бурения.

Измерители механической скорости бурения. Применение измерителей механической скорости дает возможность оперативно влиять на процесс бурения, изменяя режимные параметры, добиваясь более высоких показателей. Измерители механической скорости бурения могут работать по двум схемам: измеряющие **мгновенную механическую скорость** и измеряющие **среднюю механическую скорость**. Измерители первой группы дают значение скорости бурения в каждый момент времени (мгновенные значения), т.е. наглядную картину изменения скорости. Измерители второй группы дают усредненные показания за определенное время или в определенном интервале.

Сигнал для датчика механической скорости бурения может быть взят от поступательно движущихся синхронно с углубкой элементов буровой установки (ведущая штанга, вертлюг-сальник, талевый блок, рабочие струны и ходовая ветвь талевой системы, кремальера, направляющие штоки, траверса вращателя) или вращающихся частей (барабан лебедки, ролики кронблока и талевого блока). Кроме того, связь датчиков может быть осуществлена с гидравлической системой станка или пристроенных гидроцилиндров.

Измеритель скорости проходки ИСП, разработанный СКБ НПО «Геотехника», реализует формулу А.И. Дряхлова

$$V_{\text{мех}} = V_{\text{в}} - \frac{L_{\text{скв}}}{ES} \cdot \frac{dG_{\text{ос}}}{dt}, \quad (2.5)$$

где $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения; $V_{\text{в}}$ – скорость подачи верха бурового инструмента; $L_{\text{скв}}$ – глубина скважины (длина бурового инструмента); ES – жесткость поперечного сечения бурового инструмента; $G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка.

Измеритель предназначен для измерения механической скорости бурения при подаче инструмента с лебедки до глубины 1500 м станками различного типа с талевой системой ТС 1х2 или ТС 2х3 со встроенным измерителем нагрузки МКН-1. Прибор включает в себя датчик скорости подачи верха бурового инструмента ДС и вторичный показывающий прибор ПП.

Измеритель ИСП обеспечивает непрерывный контроль механической скорости при различных режимах бурения, в том числе и «на выбурку» с полностью заторможенной лебедкой.

Датчик скорости подачи ДС состоит из приводного ролика, редуктора и асинхронного двигателя, работающего в генераторном режиме. Датчик своим роликом пристраивается к торцу барабана лебедки. Измерительная схема прибора построена по компенсационному принципу (рис. 2.22).

Вторичный показывающий прибор ПП имеет два канала: «нагрузка на забой» и «скорость подачи». Сигнал, пропорциональный нагрузке на забой, от датчика ДНР измерителя МКН-1 поступает на вход одной из компенсационных систем, усиливается нуль-усилителем НУ1 и приводит во вращение ротор реверсивного двигателя РД1, ось которого кинематически связана с осью компенсатора К1. Напряжение на выходе усилителя НУ1 пропорционально скорости изменения нагрузки на забой $dG_{\text{ос}}/dt$. С выхода усилителя сигнал

подается на делитель напряжения $ДН$, который умножает этот сигнал на величину, пропорциональную длине бурового инструмента и обратно пропорциональную жесткости его поперечного сечения ES .

На пульте делитель напряжения имеет шкалу с оцифровкой глубины скважины (переключается бурильщиком в соответствии с глубиной скважины). Напряжение с выхода делителя $ДН$ суммируется с напряжением датчика скорости $ДС$ и подается на вторую компенсационную систему с отсчетным устройством $ОУ$. Эта система измеряет суммарное напряжение, пропорциональное механической скорости бурения.

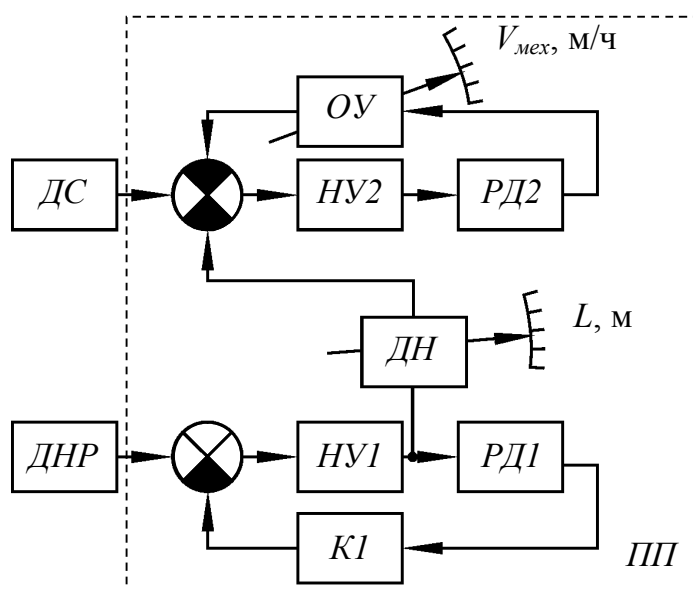


Рис. 2.22. Структурная схема ИСП

Измеритель скорости бурения ИСБ (СКБ НПО «Геотехника») (рис. 2.23) предназначен для буровых станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР при подаче бурового инструмента со шпинделя. Точкой съема сигнала является скорость поступательного движения элементов вращателя (траверсы, направляющего штока) при синхронном их движении с верхом бурового инструмента при бурении.

В комплект измерителя ИСБ входят измерительный пульт, преобразователь, шток, гибкий валик, привод с элементами крепления.

Работа измерителя ИСБ основана на механическом преобразовании скорости линейного движения направляющего штока (траверсы) в частоту вращения ротора тахогенератора переменного тока и измерении сигнала показывающим прибором непосредственной оценки (микроамперметром М325), шкала которого проградуирована в единицах скорости бурения м/ч.

Измерительный преобразователь скорости бурения ИПС состоит из тахогенератора АДП-262, повышающего редуктора ($i_P = 29,06$) и муфты одностороннего действия, которая обеспечивает разъединение кинематической цепи привода при движении шпинделя бурового станка вверх или его остановке и тем самым защиту редуктора преобразователя от механических перегрузок.

ИПС преобразует вращение входного вала в электрическое напряжение переменного тока. Номинальное напряжение питания обмотки возбуждения тахогенератора 100 В, 50 Гц. Напряжение поступает с феррорезонансного стабилизатора напряжения, находящегося в пульте. Выходное напряжение – сигнал датчика подается на вход измерительной схемы пульта.

Привод преобразует поступательное перемещение штока во вращение оси ИПС. Связь привода с преобразователем обеспечивается с помощью гибкого валика. Проволочный гибкий валик правого вращения заключен в защитный шланг.

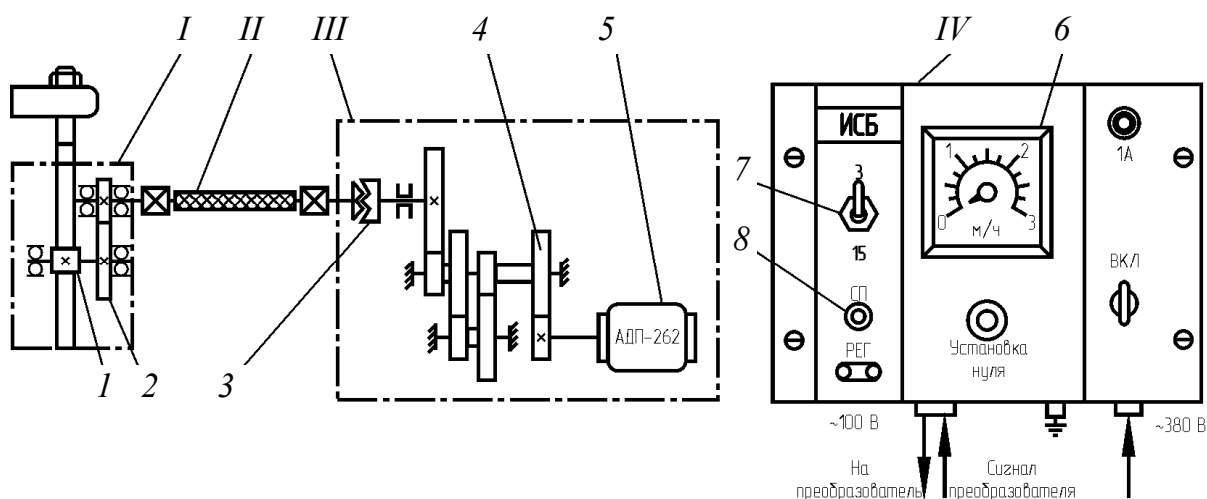


Рис. 2.23. Принципиальная схема и общий вид панели измерителя ИСБ:
 I – привод; II – гибкий вал; III – преобразователь скорости; IV – измерительный пульт; 1 – зубчато-реечная передача; 2 и 4 – повышающий редуктор; 3 – муфта одностороннего действия; 5 – тахогенератор АДП-262; 6 – измерительный прибор; 7 – тумблер переключения пределов измерения; 8 – сигнальная лампа

Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ, разработанный кафедрой «Техника разведки месторождений полезных ископаемых» НИ Томского политехнического университета, предназначен для буровых станков с подачей инструмента с лебедки.

Основными узлами регистратора являются: пульт, датчик и самопишущий миллиамперметр НЗ43.

Датчик регистратора *1* своим основанием *2* крепится на мачте *3* (рис. 2.24, *а*) и имеет тросовую связь *4* с вертлюгом-сальником *5*. Тросик одним витком охватывает барабан датчика и преобразует поступательное движение инструмента во вращение якоря *6* (рис. 2.24, *б*). Второй конец тросика прикреплен к каретке-контргрузу *7*, движущейся по оттяжке *8* при перемещении вертлюга-сальника.

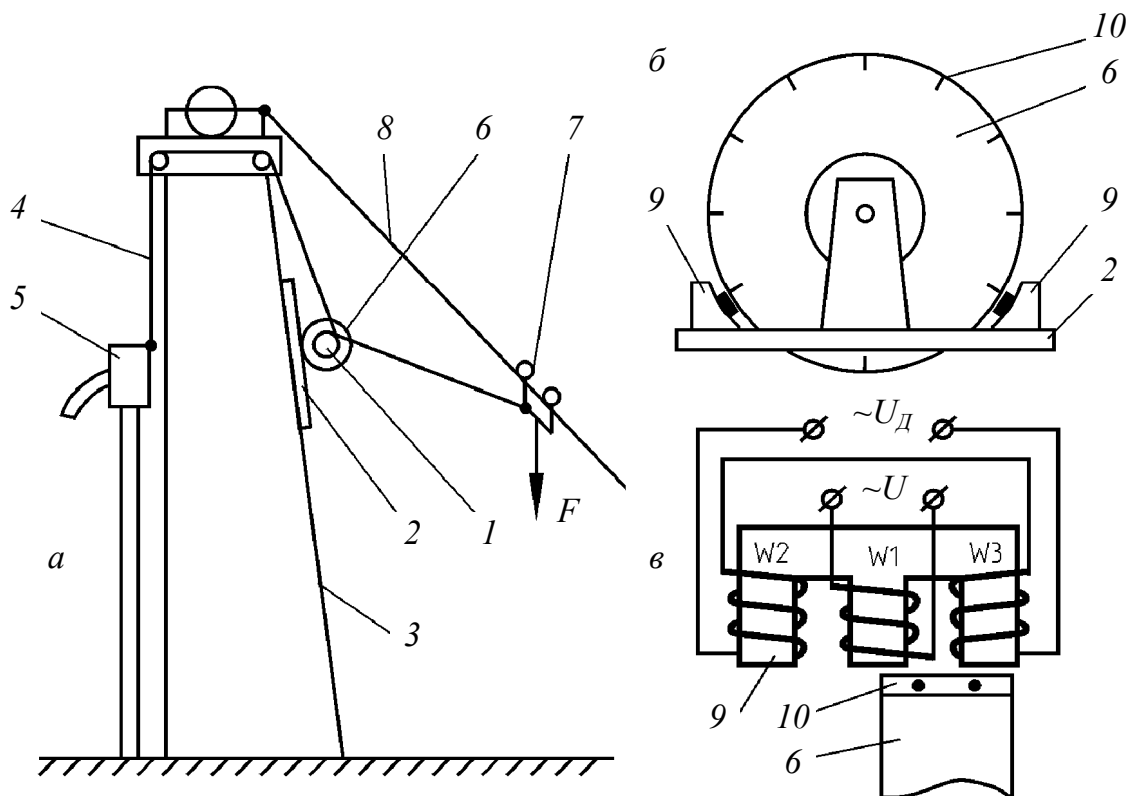


Рис. 2.24. Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ:
а – схема монтажная датчика; *б* – принципиальная схема датчика;
в – принципиальная схема индуктивного преобразователя

Принцип работы датчика (см. рис. 2.24, *б*) заключается в выдаче чередующегося ряда импульсов напряжения U_D (от первого и второго индуктивных преобразователей), интервал во времени между которыми T_D соответствует углубке в 1 см. Интервал T_D заполняется стандартными импульсами. Количество стандартных импульсов за время T_D преобразуется в показания прибора – среднюю механическую скорость бурения в предыдущем интервале углубки в 1 см.

Индуктивные преобразователи *9* собраны на Ш-образном сердечнике, имеющем разомкнутую магнитную цепь (рис. 2.24, *в*). На среднем стержне расположена катушка с обмоткой возбуждения *W1*. На крайних стержнях расположены измерительные обмотки *W2* и *W3*,

включенные последовательно и встречно. При замыкании пластинкой 10 якоря 6 зазора индуктивного преобразователя возникает наведенный импульс напряжения U_d , который поступает на входы преобразователей прямоугольных импульсов. Количество импульсов подсчитывается в двоичной форме схемой переноса на логических элементах. Сосчитанные стандартные импульсы за время T_0 посредством цифроаналогового преобразователя преобразуются в показания самопишущего миллиамперметра НЗ43.

Регистратор механической скорости бурения РСГ-ТПУ, разработанный кафедрой «Техника разведки месторождений полезных ископаемых» НИ Томского политехнического университета, предназначен для буровых станков с гидравлической подачей и при подаче со шпинделя. Механическая скорость бурения определяется по интенсивности расхода жидкости из нижних полостей гидроцилиндров подачи бурового инструмента. Датчиком скорости является расходомер обтекания постоянного перепада давления. Принцип работы датчика основан на измерении вертикального перемещения поплавка как функции интенсивности расхода жидкости.

Датчик регистратора (рис. 2.25) монтируется в вертикальном положении в разрыв маслопровода, соединяющего нижние полости гидроцилиндров подачи с прибором гидроуправления. Основными частями датчика являются: конус 1, поплавок с сердечником 2, индуктивная двухсекционная катушка 3 ($L1 - L2$ на рис. 2.26), термокомпенсационный датчик (терморезистор $R1$), ввинченный в корпус датчика и омываемый потоком жидкости. Отверстие в гнезде поплавка при остановках шпинделя и движении его вниз закрыто обратным клапаном 5, подпружиненным пружиной 4.

При движении шпинделя вниз масло протекает через центральное отверстие 8 в гнезде 6, приподнимая поплавок с сердечником 2 на соответствующую высоту. При остановках шпинделя и движении его вверх поплавок занимает свое нижнее положение, причем в последнем случае масло проходит через отверстия 9 в гнезде 6, поджав подпружиненный обратный клапан 5.

Секции катушки $L1$ и $L2$ (см. рис. 2.26) и вторичные обмотки трансформатора $W2a$ и $W2б$ включены по трансформаторной мостовой схеме, в диагональ которой через выпрямительный мост $D1 - D4$ включен электроизмерительный прибор ИП – микроамперметр М325, проградуированный в размерности скорости бурения см/мин.

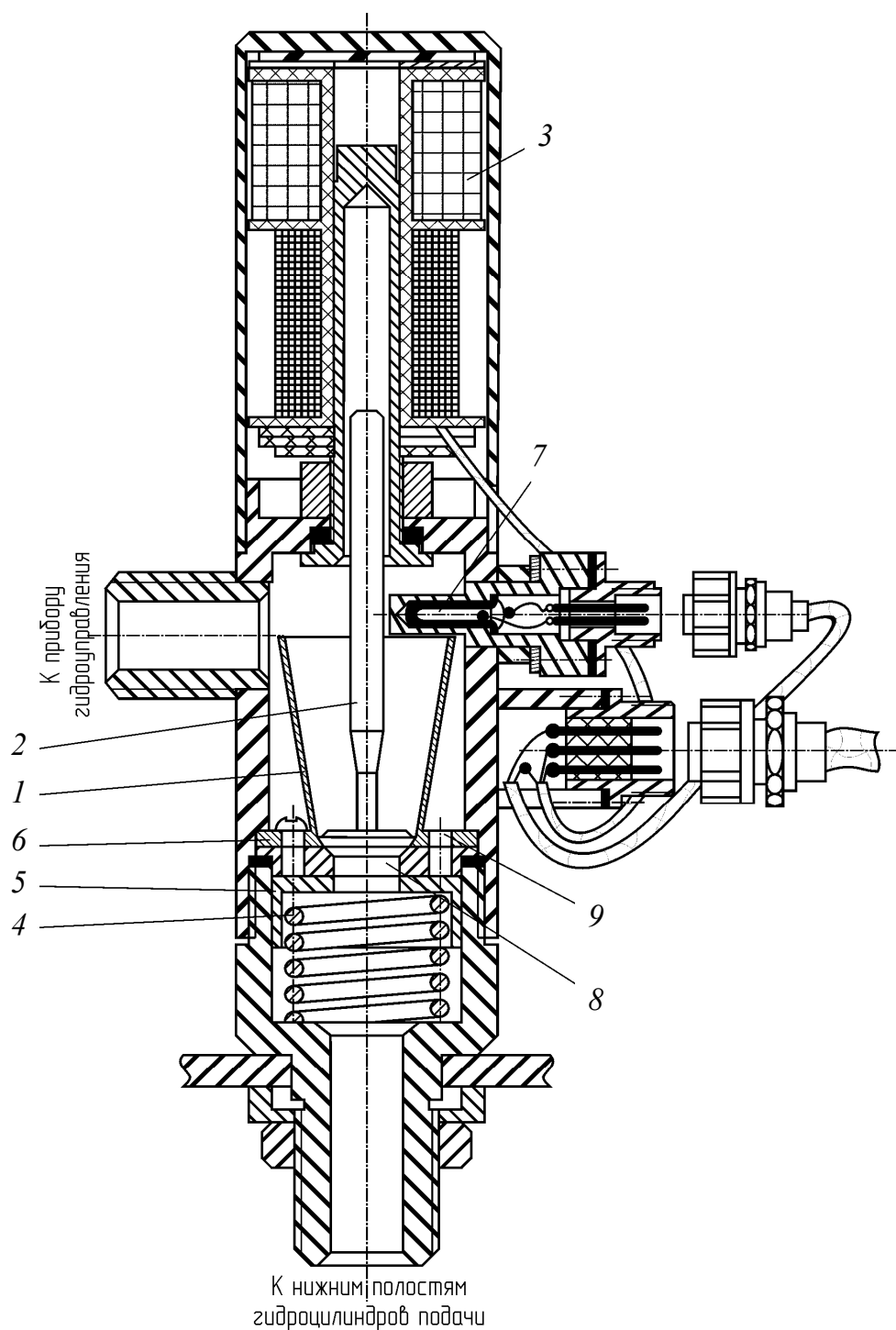


Рис. 2.25. Общий вид датчика регистратора РСГ-ТПУ

Измерительная схема регистратора (см. рис. 2.26) включает переключатель пределов измерения $П2$ и ряд резисторов ($R4 - R8$) для настройки регистратора при постановке его на различные станки и при изменении сорта и качества масла.

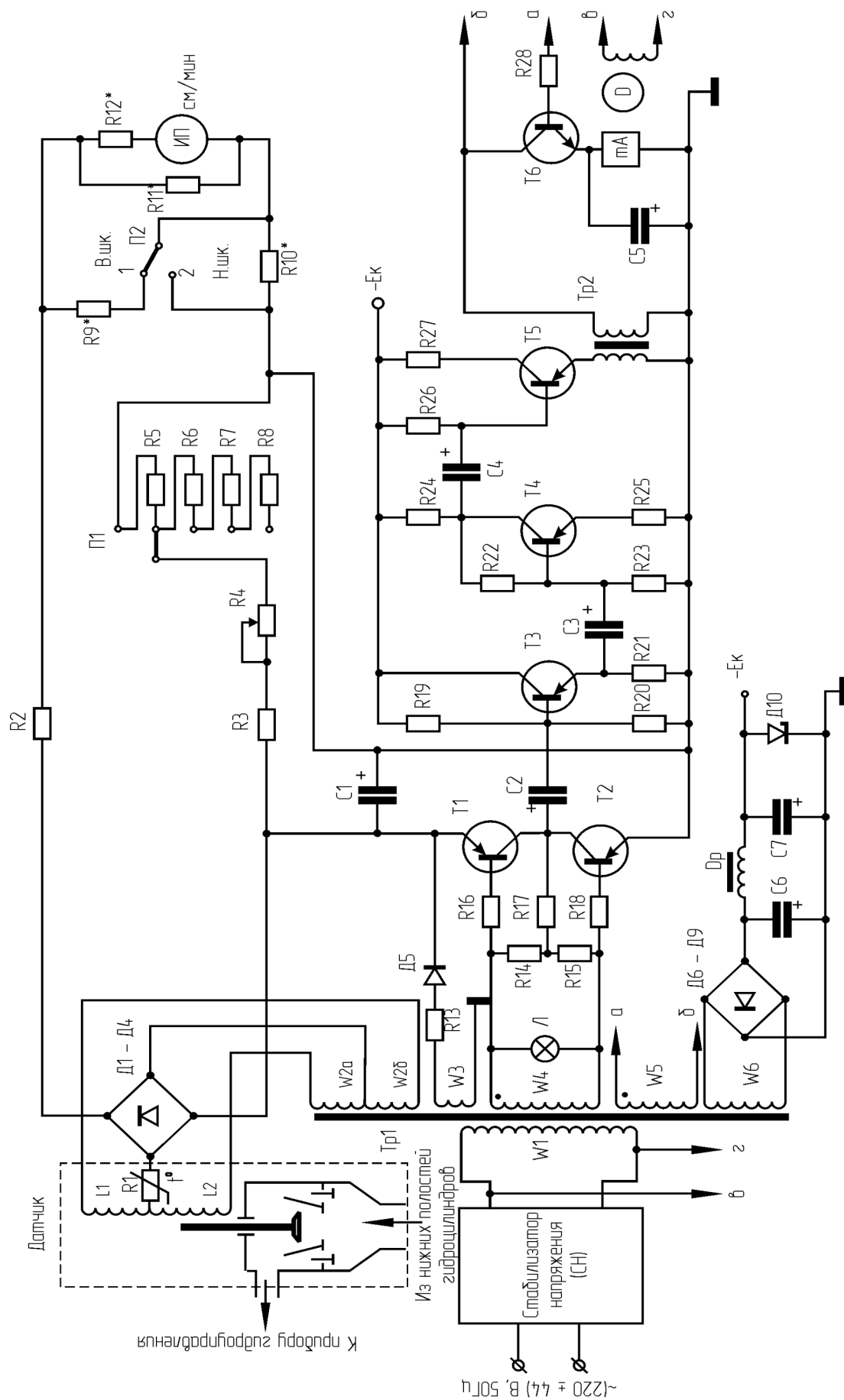


Рис. 2.26. Принципиальная электрическая схема регистратора РСГ-ТПУ

Для компенсации температурной погрешности измерений последовательно с измерительным прибором *ИП* включен терморезистор *R1* с отрицательным температурным коэффициентом сопротивления. С повышением температуры масла за счет уменьшения вязкости уменьшается подъем поплавка с сердечником при неизменном расходе масла, т.е. и при неизменной скорости бурения. Следовательно, прибор должен показывать заниженную скорость бурения, но так как сопротивление измерительной цепи за счет уменьшения сопротивления терморезистора падает, то показания прибора автоматически соответствуют фактической скорости бурения.

Прибор имеет две шкалы измерения: 0 – 40 и 0 – 20 см/мин. Расширение диапазона измерений производится переключателем *П2* с помощью резисторов *R9* – *R10*. При этом сопротивление измерительной цепи не изменяется. Верхнее значение 40 см/мин принято исходя из практических скоростей бурения.

Сигнал с измерительной схемы подается на схему регистрации, состоящую из усилителя постоянного тока, выполненного на транзисторах *T1* – *T6*, и самопишущего миллиамперметра Н-343.

Измерители давления и расхода бурового раствора. Магнитоупругий измеритель давления МИД-1 (СКБ НПО «Геотехника») предназначен для непрерывного визуального контроля давления промывочной жидкости. Измеритель обеспечивает устойчивые показания контролируемого давления при его значительных (свыше 40 %) пульсациях.

Измеритель давления состоит из датчика давления и пульта. Магнитоупругий датчик давления ДДП (рис. 2.27) с помощью тройника *11* устанавливается в напорную магистраль бурового насоса и закрепляется гайкой *10*. Сильфон *1* прижат к торцу чувствительного магнитоупругого элемента *2*. Катушки *8* (измерительная) и *4* (компенсационная) размещены внутри магнитопроводов *6* и *9*, соединены между собой встречно и подключены к штепсельному разъему *7*.

Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1 показана на рис. 2.28. Электрический сигнал от датчика ДДП (см. рис. 2.27) подается через выпрямитель *Д1* – *Д4* на измерительный прибор ИП (микроамперметр М325). Емкость *С2* обеспечивает демпфирование пульсаций выходного напряжения датчика. С помощью резистора *R3* производится регулирование амплитуды выходного сигнала. Резистор *R5* используется для компенсации начального фона измерительной схемы – «установка нуля». Установка нуля производится до включения насоса.

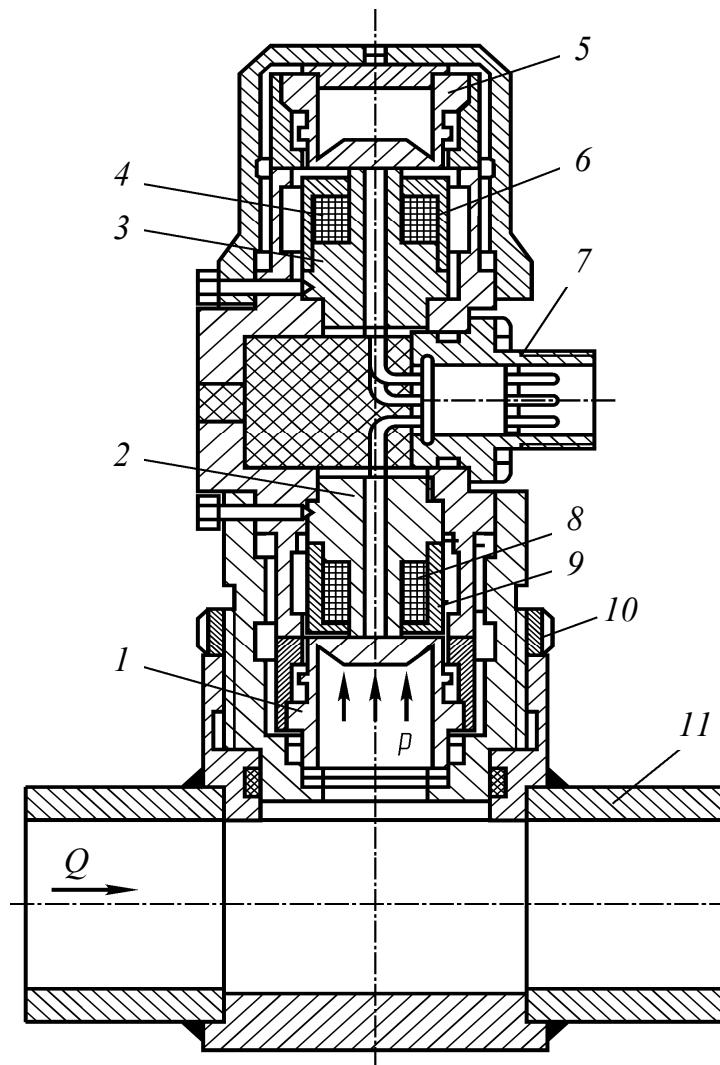


Рис. 2.27. Общий вид датчика давления ДДП:
 1, 5 – сильфоны; 2 – чувствительный элемент; 3 – компенсационный элемент;
 4 – компенсационная катушка; 6, 9 – магнитопроводы; 7 – штепсельный
 разъем; 8 – измерительная катушка; 10 – гайка; 11 – тройник

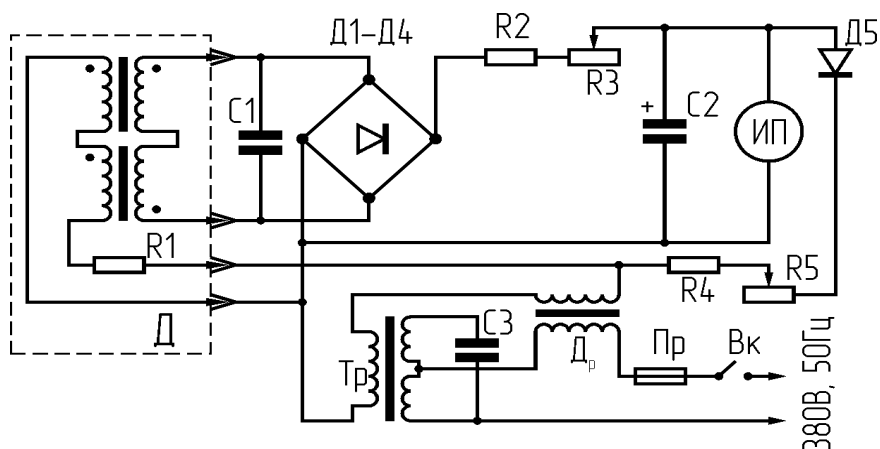


Рис. 2.28. Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1

Электромагнитные расходомеры ЭМР предназначены для измерения расхода воды и глинистого раствора, обеспечивают непрерывный визуальный контроль и постоянную точность измерения расхода жидкости при широком изменении ее физико-механических свойств: вязкости, плотности, температуры, давления. Действие расходомера основано на измерении тока от источника ЭДС, индуцируемой в потоке электропроводной жидкости, пересекающей при своем движении магнитное поле.

Электромагнитный расходомер ЭМР-2 предназначен для измерения расхода бурового раствора, не содержащего масляных примесей. В отличие от расходомера ЭМР-2 расходомер ЭМР-3 имеет систему очистки электродов от маслосодержащих пленок. Электрическая очистка электродов производится при работе расходомера автоматически комбинированным воздействием постоянного тока (до 7 мкА) при подаче на электроды малых отрицательных относительно корпуса датчика электрических потенциалов и периодической подаче на электроды импульсов повышенного напряжения до 120 В.

Расходомер ЭМР-2 (рис. 2.29) состоит из трубопровода 3 из неферромагнитного материала, вмонтированных в него в диаметрально противоположных точках двух электродов 2 и электромагнитной системы. Магнитное поле перпендикулярно оси трубопровода и оси электродов. Трубопровод изнутри футерован полиэтиленовой трубкой 4. Разность потенциалов с электродов 2 подается на усилитель. Усиленный сигнал выпрямляется и подается на микроамперметр М325, проградуированный в единицах расхода л/мин.

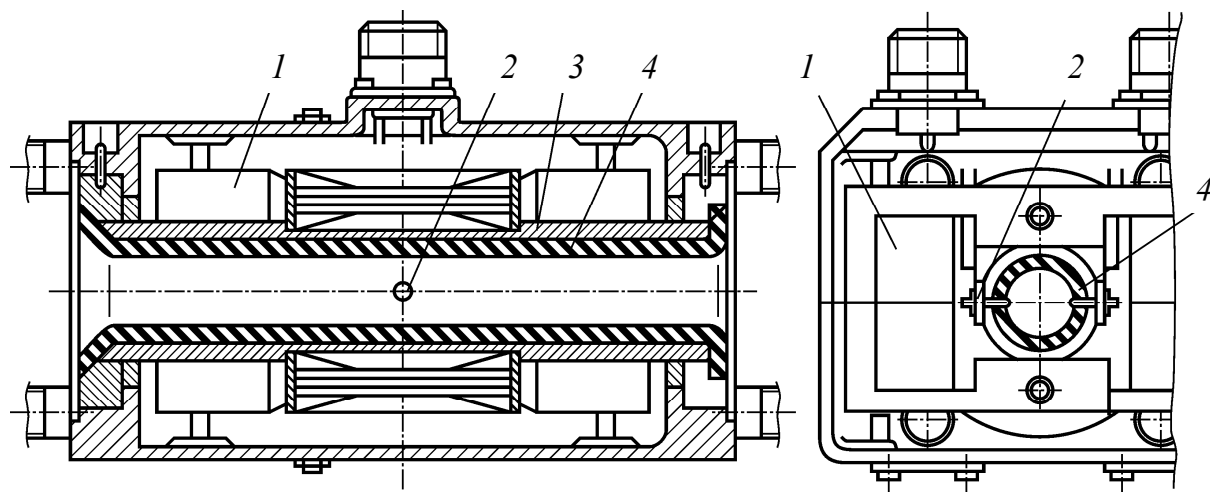


Рис. 2.29. Общий вид датчика расходомера ЭМР-2:

1 – катушки возбуждения (2 шт.); 2 – электрод (2 шт.); 3 – трубопровод из неферромагнитной нержавеющей стали; 4 – полиэтиленовая трубка

Расходомер РПЛ-1 (СКБ НПО «Геотехника») с поворотной лопастью относится к расходомерам обтекания. Расходомер включает датчик и пульт. Датчик монтируется в горизонтальном положении в разрыв нагнетательной линии.

Датчик (рис. 2.30) включает трубопровод 1 и лопасть 2, закрепленную на упругой подвеске 3, и индуктивный преобразователь с магнитопроводом 5 и катушками 6, расположенный с внешней стороны корпуса 4 напротив лопасти. Трубопровод и корпус датчика выполнены из нержавеющей неферромагнитной стали, лопасть – из нержавеющей ферромагнитной стали.

Под действием потока жидкости лопасть отклоняется на соответствующий угол α , являющийся мерой расхода жидкости. Противодействующей силой является вес лопасти и упругие силы подвески. Лопасть исполняет роль сердечника индуктивного преобразователя, взаимодействуя с преобразователем через неферромагнитную стенку 8. С поворотом лопасти изменяется рабочая площадь индуктивного датчика, что, в свою очередь, ведет к изменению выходного сигнала напряжения датчика.

Выпрямленный сигнал датчика подается на электроизмерительный прибор – микроамперметр М325, проградуированный в единицах расхода л/мин. В схему измерителя введен переключатель с рядом резисторов, которые включаются последовательно с измерительным прибором. Чем больше плотность жидкости, тем на больший угол отклоняется лопасть, больше разбаланс схемы, т.е. и показания прибора при неизменном расходе жидкости. Следовательно, с увеличением плотности жидкости в цепь вводится резистор с большим сопротивлением.

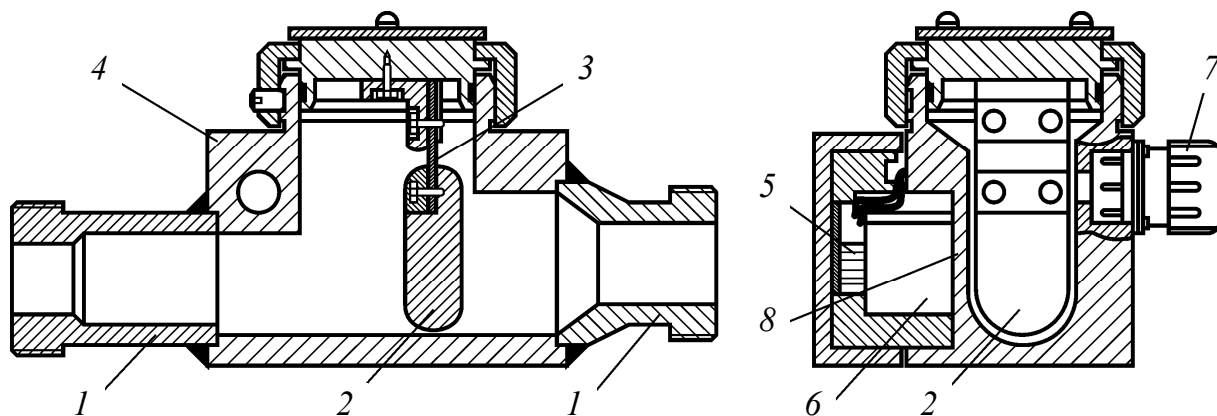


Рис. 2.30. Общий вид датчика расходомера РПЛ-1:

1 – трубопровод; 2 – лопасть; 3 – упругая подвеска; 4 – корпус; 5 – магнитопровод;
6 – катушки; 7 – штепсельный разъем; 8 – стенка

Измерители и ограничители крутящего момента. Крутящий момент является важным параметром процесса бурения. Контроль крутящего момента на шпинделе (роторе) бурового станка дает возможность:

- контролировать загрузку бурового инструмента в наиболее опасном верхнем сечении;
- судить о загрузке привода и бурового станка, состоянии скважины (зашламование, вывалы), о резких искривлениях ствола, о смене пород, о степени износа породоразрушающего инструмента;
- избежать ряда осложнений и аварий в процессе бурения.

Ограничитель крутящего момента STM (рис. 2.31) применяется в тех случаях, когда требуется защитить передачу от перегрузок, ударов и скачков момента на исполнительном механизме.

По сравнению с традиционными фрикционными передачами ограничитель STM имеет многочисленные преимущества:

- он вмонтирован без изменения размеров в одноступенчатые червячные редукторы RI/RMI, двухступенчатые червячные редукторы CRI/CRMI и цилиндروحервячные редукторы CR/CB во всем диапазоне габаритов: 28, 40, 50, 63, 70, 85, 110, 130, 150;
- он защищен от воздействия внешней неблагоприятной среды (вода, пыль, масло, смазка и др.);
- применение картерной смазки позволяет повысить срок службы и надежность;
- простота регулировки (посредством единственной шестигранной гайки);
- может проскальзывать в течение нескольких минут, не выходя из строя.

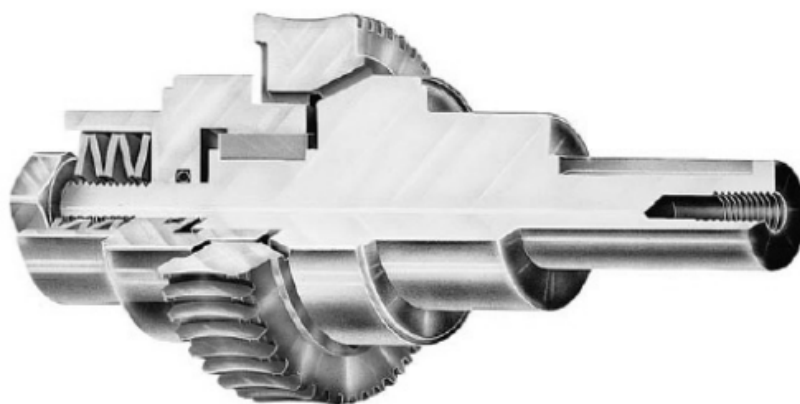


Рис. 2.31. Внешний вид ограничителя крутящего момента STM

При использовании для привода буровых станков асинхронного привода и жесткой кинематической цепи крутящий момент может быть определен косвенным путем по величине потребляемой электродвигателем активной мощности и частоте вращения шпинделя.

$$M_{ш} = \frac{60P_{\varepsilon}\eta_{\partial}\eta_p}{2\pi n_{ш}}; \quad (2.6)$$

$$P_{\varepsilon} = 3U \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad (2.7)$$

где $M_{ш}$ – крутящий момент на шпинделе, Нм; P_{ε} – активная электрическая мощность двигателя, Вт; $n_{ш}$ – частота вращения шпинделя, об/мин; U – фазное напряжение обмотки двигателя, В; I – ток обмотки двигателя, А; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя; η_{∂} – КПД двигателя; η_p – КПД редуктора бурового станка.

Для измерения крутящего момента на шпинделе, считая электродвигатель симметричной нагрузкой, требуются датчик напряжения и датчик тока, включенные в одну из фаз электродвигателя; необходимо учесть конкретные частоты вращения шпинделя и затраты мощности для приведения в действие силовой кинематики самого станка (затраты мощности на холостое вращение).

Аппаратура ОМ40 предназначена для оснащения станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200 с приводом от асинхронного электродвигателя и имеющих ступенчатую коробку перемены передач.

Аппаратура ОМ40 обеспечивает при бурении измерение крутящего момента на шпинделе, световую предупредительную (мигающую) сигнализацию при перегрузке (первая ступень защиты) и автоматическое ограничение крутящего момента (вторая ступень защиты) путем приподъема снаряда и отключения электродвигателя станка. При спускоподъемных операциях ОМ40 обеспечивает измерение усилия на крюке, световую сигнализацию при перегрузке талевой системы (первая ступень защиты), автоматическое ограничение усилия (вторая ступень защиты).

Аппаратуру ОМ40 по выполняемым функциям можно разделить на отдельные блоки:

- измерительный блок;
- блок сигнализации перегрузки;
- блок автоматического ограничения;
- блок питания;
- блок гидравлической защиты – исполнительный механизм прибора для случая воздействия прибора на подъем шпинделя бурового станка.

На рис. 2.32 показана принципиальная электрическая схема, а на рис. 2.33 – структурная блок-схема аппаратуры ОМ40.

Согласно принципиальной электрической схеме трансформатор напряжения $TН$ и трансформатор тока $ТТ$ включены на одну фазу двигателя. Квадратичный фазочувствительный детектор $КФД$ выдает выходной сигнал напряжения U'_o , пропорциональный значению активной мощности на шпинделе. Чтобы сохранить неизменным диапазон измерения при изменении частоты вращения шпинделя, переключатель $П1$ (см. рис. 2.33) переводится в соответствующее положение 87, 118, ..., 800 об/мин, и сигнал делится таким образом, что при одном и том же значении крутящего момента на любой частоте вращения на измерительный прибор подается одно и то же напряжение.

Сигнал детектора U'_o подается на операционный усилитель согласующего каскада $СК$, где сравнивается с сигналом, соответствующим моменту холостого вращения шпинделя бурового станка U_{xx} , и далее индицируется измерительным показывающим прибором $ИП$.

Для переключения контроля момента на шпинделе и нагрузки на крюке талевой системы при спускоподъемных операциях имеется переключатель $П2$.

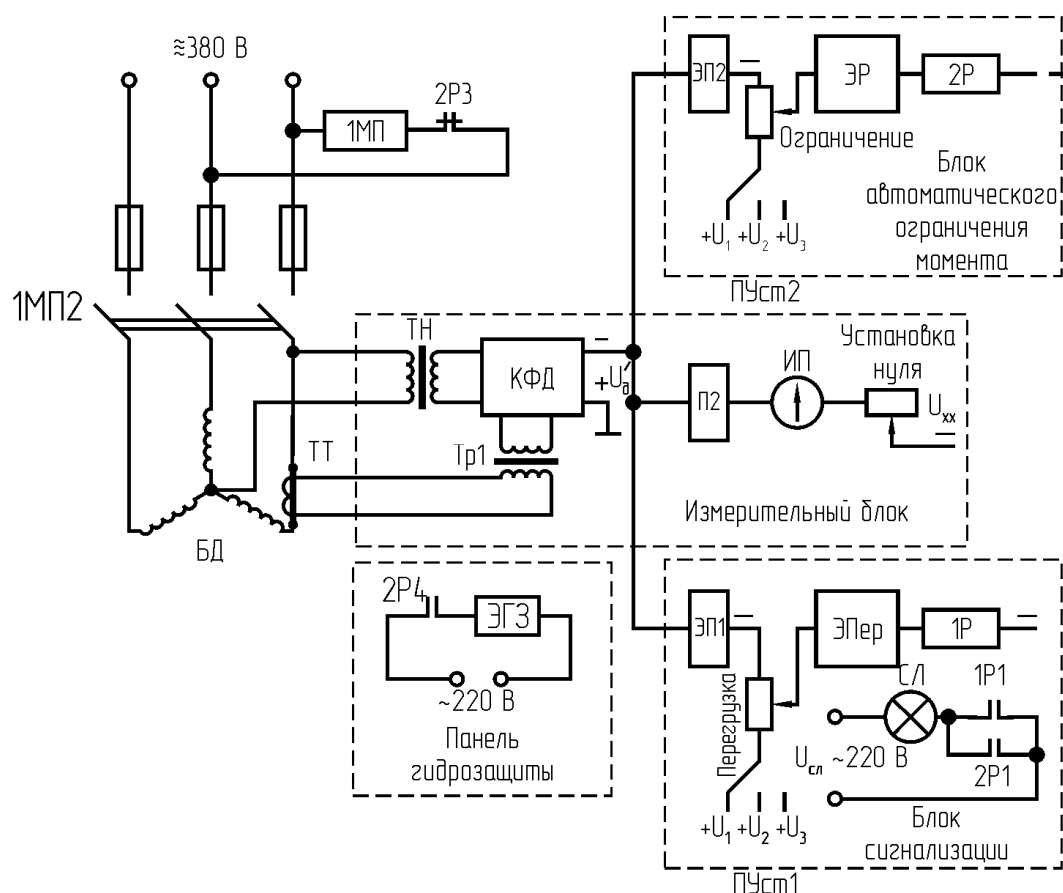


Рис. 2.32. Принципиальная электрическая схема аппаратуры ОМ40

Блок сигнализации перегрузки осуществляет сравнение сигнала, поступающего от измерительного блока, с сигналом, заданным переключателем *ПЗ* (см. рис. 2.33). При превышении сигналом заданной величины включается световая мигающая сигнализация (работа реле *1Р*, которое включает и выключает питание сигнальной лампы *СЛ*). Это происходит как при перегрузке по моменту во время процесса бурения, так и при перегрузке во время подъема бурового снаряда.

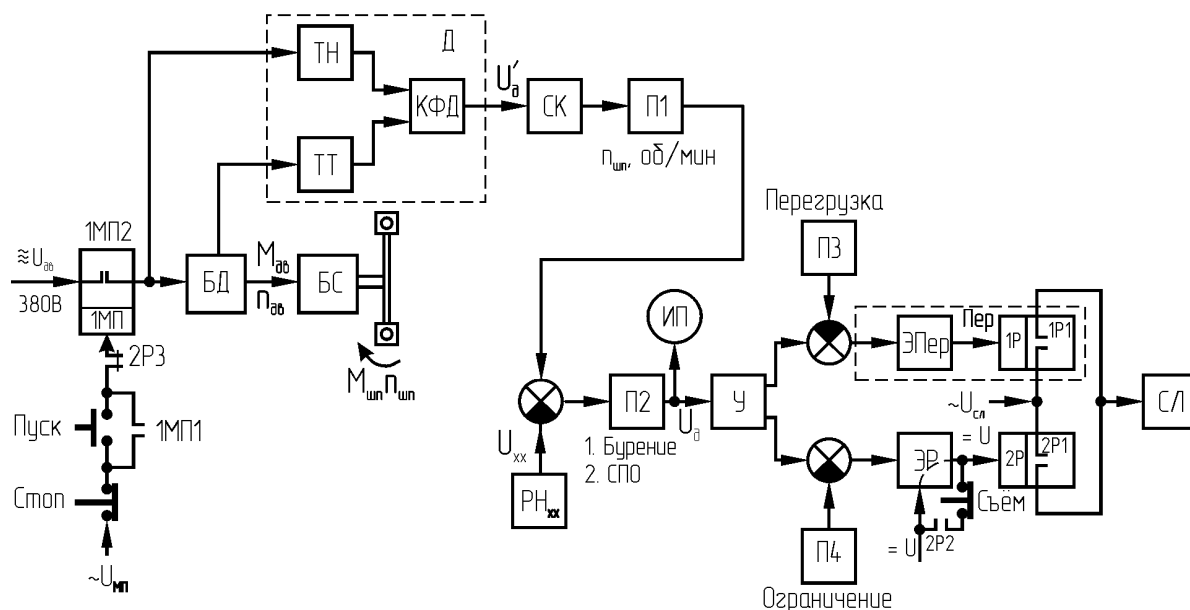


Рис. 2.33. Структурная блок-схема аппаратуры ОМ40

Блок автоматического ограничения момента осуществляет сравнение сигнала, поступающего от измерительного блока, с заданной переключателем *П4* величиной ограничения, например, 1,5 кНм. При превышении сигнала задания срабатывает реле *2Р*. Контакт *2Р3* разрывает цепь питания катушки магнитного пускателя *1МП* электродвигателя бурового станка (см. рис. 2.32), и электродвигатель отключается. Контакт *2Р4* включает электрогидрораспределитель панели электрогидравлической защиты *ЭГЗ* (см. рис. 2.32), и золотник панели переключает гидросистему бурового станка на подъем шпинделя вместе с буровым инструментом. Контакт *2Р1* включается на постоянное свечение лампа *СЛ*. Возврат схемы автоматического ограничения момента в исходное положение осуществляется при нажатии на кнопку «Съем», которая включена последовательно с контактом *2Р2* (размыкание цепи питания реле *2Р*). Возврат схемы в исходное положение возможен только после снижения крутящего момента до нормального уровня (ниже значения задания).

Измерители активной и реактивной мощности. Цифровой щитовой ваттварметр СК 3021 (рис. 2.34, а) широко применяется для измерения и непрерывной записи активной или реактивной мощности в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц без нулевого провода с неравномерной нагрузкой фаз. Ваттварметр СК 3021 измеряет действующие значения тока, напряжения, активную и реактивную мощности, частоту сети и передает измеренные значения параметров сети по гальванически развязанному интерфейсу RS485. Подключается прибор непосредственно к измерительному трансформатору тока *ТТ* и измерительному трансформатору напряжения *ТН* по схеме (рис. 2.34, б) и измеряет мощность одной из фаз асинхронного электродвигателя бурового станка.

По записям показаний прибора можно получить информацию о состоянии породоразрушающего инструмента, работе бурильной колонны, о затратах времени на выполнение операций.

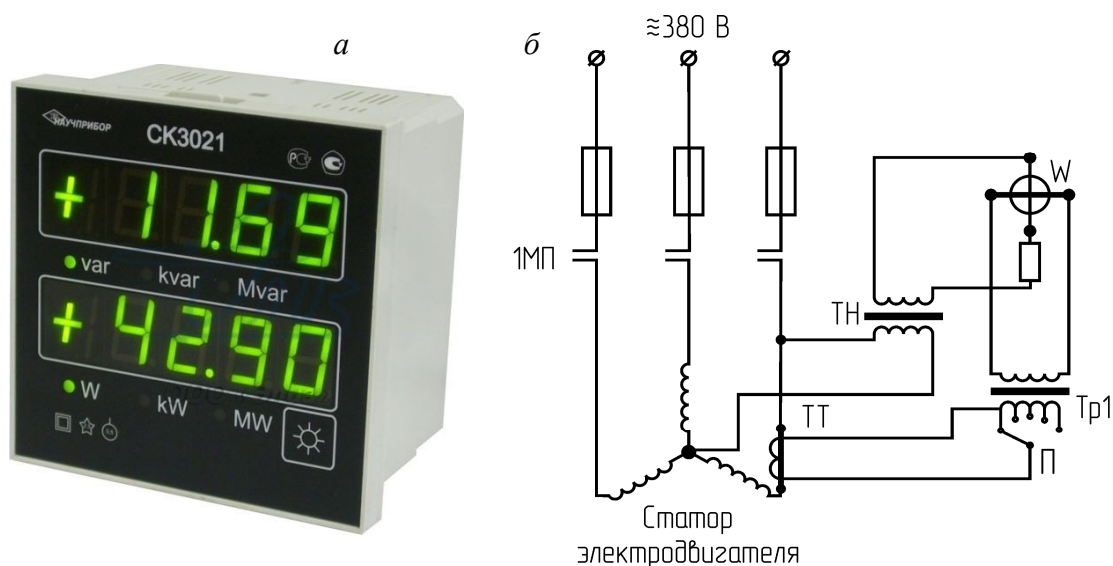


Рис. 2.34. Цифровой щитовой ваттварметр СК 3021:
а – внешний вид; б – схема подключения

Контрольные вопросы и задания

1. Что представляет собой скважина?
2. Перечислите основные элементы скважины.
3. Поясните суть сплошного и колонкового бурения.
4. Чем отличается глубина скважины от её длины?
5. Чем характеризуются и где применяются наклонно направленные скважины?
6. Опишите основные элементы конструкции скважины.
7. Что такое и для чего предназначена эксплуатационная колонна?
8. Что такое кондуктор скважины?
9. Приведите классификацию и назначение различных типов нефтяных и газовых скважин.
10. К какому типу относят скважины для сброса промышленных вод?
11. Назовите определение и состав буровой установки.
12. Приведите структуру буровой установки.
13. Поясните конструкцию и принцип работы талевой системы.
14. Для чего нужен ключ АКБ-4?
15. Поясните конструкцию и назначение вертлюга.
16. Поясните конструкцию и назначение ротора.
17. Поясните типы, конструкцию и назначение бурильных долот.
18. Из чего состоит бурильная колонна?
19. Опишите оборудование и принцип роторного бурения.
20. Опишите оборудование и принцип турбинного бурения.
21. Опишите оборудование и принцип бурения электробуром.
22. Опишите основные операции разработки скважины.
23. Опишите принцип и алгоритм цементирования скважин.
24. Каковы основные функции бурового промывочного раствора?
25. Поясните суть и методы промывки и продувки скважины.
26. Чем определяется режим бурения?
27. Чем оценивается эффективность работы долота?
28. Что называется оптимальным режимом бурения?
29. Приведите классификации буровой КИПиА.
30. Опишите аппаратный состав и принцип работы:
 - измерителей веса снаряда и осевой нагрузки;
 - измерителей частоты вращения бура;
 - измерителей механической скорости бурения;
 - измерителей давления и расхода бурового раствора;
 - измерителей и ограничителей крутящего момента;
 - измерителей активной и реактивной мощности.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

3.1. Общие сведения об эксплуатации скважин

Эксплуатация нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения представляет собой комплекс мероприятий, направленных на извлечение из залежи на поверхность нефти, газа, конденсата при определенном порядке размещения скважин на площади, очередности их бурения и ввода в эксплуатацию, установления и поддержания режима их работы и регулирования баланса пластовой энергии.

Основные элементы в системе эксплуатации каждой нефтяной или газовой залежи – схема размещения на площади эксплуатации вспомогательных и эксплуатационных скважин и их число.

При эксплуатации нефтяных скважин их размещают по равномерной сплошной сетке (квадратной или треугольной) по всей площади, т. е. по углам квадрата или равносторонних треугольников, на которые разбивается вся площадь залежи.

Темп отбора нефти из залежи в активный период ее эксплуатации достигает 8 – 10 % и более в год от начальных извлекаемых запасов. Обеспечение заданных темпов нефти из залежи осуществляется путем установления соответствующих дебитов по эксплуатационным скважинам и регулированием перемещения водонефтяного или газонефтяного контакта от контуров водоносности и газоносности.

Под **рациональной системой эксплуатации** нефтяных месторождений подразумевается такая система, при которой месторождение разбуривается минимально допустимым числом скважин, обеспечивающим заданные темпы добычи нефти, высокую конечную нефтеотдачу при возможно минимальных капитальных вложениях и минимальной себестоимости нефти.

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит до 100 МПа, температура газа достигает 523 К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

Особенности эксплуатации газовых месторождений обусловлены отличием физических свойств газа от соответствующих свойств нефти: намного меньшей вязкостью и плотностью и значительной сжимаемостью.

Добытую нефть перед переработкой ее на заводах можно в случае необходимости длительное время хранить в емкостях, расположенных в районах добычи нефти, на трассах нефтепроводов и непосредственно на заводах. Извлеченный на поверхность газ следует немедленно направлять в магистральный газопровод или местным потребителям. Следовательно, в большинстве случаев основная особенность разработки крупных газовых месторождений заключается в неразрывной связи всех элементов в системе «пласт – скважина – газосборные сети на промысле – магистральный газопровод – потребители».

3.2. Стадии эксплуатации скважин

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин различают четыре стадии:

- I – нарастающая добыча;
- II – стабилизация добычи;
- III – падающая добыча;
- IV – поздняя эксплуатация.

При нарастающей добыче увеличение объемов добычи углеводородов обеспечивается в основном введением в разработку новых эксплуатационных скважин в условиях высоких пластовых давлений. Обычно в этот период добывается безводная нефть, а также несколько снижается пластовое давление.

Стабилизация добычи начинается после разбуривания основного фонда скважин. В этот период добыча углеводородов сначала несколько нарастает, а затем начинает медленно снижаться.

Увеличение добычи углеводородов достигается:

- 1) сгущением сетки скважин;
- 2) увеличением нагнетания воды или газа в пласт для поддержания пластового давления;
- 3) проведением работ по воздействию на призабойные зоны скважин и по повышению проницаемости пласта и др.

Задачей разработчиков является максимально возможное продление второй стадии. В этот период разработки нефтяной залежи в продукции скважин появляется вода.

Падающая добыча характеризуется снижением нефтедобычи, увеличением обводненности продукции скважин и большим падением пластового давления.

В течение первых трех стадий должен быть осуществлен отбор 80 – 90 % промышленных запасов углеводородов.

Поздняя эксплуатация характеризуется сравнительно низкими объемами отбора нефти и большими отборами воды. Она может длиться достаточно долго – до тех пор, пока добыча будет оставаться рентабельной.

В этот период широко применяются вторичные методы добычи нефти по извлечению оставшейся пленочной нефти из пласта.

При разработке газовой залежи четвертую стадию называют завершающим периодом. Он заканчивается, когда давление на устье скважин составляет менее 0,3 МПа.

3.3. Способы эксплуатации скважин

В зависимости от значения пластового давления, физических свойств нефти, содержания в ней воды и газа, проницаемости пород пласта и других факторов нефтяные скважины эксплуатируются различными способами.

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

- 1) фонтанный способ;
- 2) газлифтный способ;
- 3) насосный способ.

Две последние группы способов эксплуатации условно принято называть механизированными, хотя этот термин в отдельных случаях не отражает истинный процесс.

При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Этот способ является наиболее экономичным, так как характерен для вновь открытых, энергетически не истощенных месторождений. При поддержании пластового давления путем закачки воды или газа в залежь в отдельных случаях удастся существенно продлить период фонтанирования скважин.

При газлифтном способе добычи для подъема нефти на поверхность в скважину закачивают с помощью компрессоров сжатый газ или крайне редко воздух, который, смешиваясь с нефтью, поднимается на поверхность в виде газожидкостной смеси.

При насосном способе подъем жидкости на поверхность осуществляется с помощью спускаемых в скважину насосов – штанговых или погружных.

Все газовые скважины эксплуатируются только фонтанным способом, т. е. при любом пластовом давлении не применяются механизмы для извлечения газа из пласта.

Способы эксплуатации скважин и периоды их применения обосновываются в проектных документах на разработку месторождения и реализуются нефтегазодобывающими организациями по планам геолого-технических мероприятий.

При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы эксплуатационных скважин:

- добывающие;
- нагнетательные;
- специальные.

Добывающие скважины имеют фонтанное, насосное или газлифтное оборудование и предназначены для добычи нефти, нефтяного газа и попутной воды. В зависимости от способа подъема жидкости добывающие скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа и других рабочих агентов. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурные, приконтурные и внутриконтурные.

Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промысловых вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов.

3.4. Фонтанный способ эксплуатации скважин

Фонтанная эксплуатация – способ эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, при котором полезное ископаемое под действием пластовой энергии изливается на поверхность.

При подъеме нефти и конденсата пластовая энергия складывается из энергии, зависящей от величины гидростатического напора, определяемого забойным давлением, и энергии газа, выделяемого из нефти и конденсата по мере падения давления при движении вверх по скважине потока продукции.

Нефть находится под землей под таким давлением, что при прокладке к ней пути в виде скважины она устремляется на поверхность. Как правило, фонтанируют скважины только в начале своего жизненного цикла, т.е. сразу после бурения. Через некоторое время давление в пласте снижается и фонтан иссякает. Остаток нефти после окончания фонтанирования зачастую превышает 80 % начальных объемов.

При всех способах эксплуатации подъем жидкости и газа на поверхность происходит по **насосно-компрессорным трубам** (НКТ) небольшого диаметра, спускаемым в скважину. В зависимости от способа эксплуатации их также называют фонтанными, компрессорными, насосными, а также подъемными (лифтовыми).

Если скважина эксплуатируется фонтанным способом, то на поверхности устанавливают специальное оборудование – фонтанную арматуру. Это оборудование необходимо для управления скважиной. С помощью фонтанной арматуры можно регулировать добычу нефти – уменьшать или совсем остановить.

Фонтанная арматура – комплект устройств, монтируемых на устье фонтанирующей скважины для её герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками продукции скважины. Фонтанная арматура должна выдерживать большое давление (при полном закрытии фонтанирующей скважины), давать возможность производить замеры давления как в лифтовых трубах, так и на выходе продукции из скважины, позволять выпускать или закачивать газ при освоении скважины. Фонтанная арматура включает колонную и трубную головки, фонтанную ёлку с запорно-регулируемой арматурой и измерительными приборами (рис. 3.1).

Колонная головка, расположенная в нижней части, служит для подвески обсадных колонн, герметизации межтрубных пространств и контроля давления в них. При простейшей конструкции скважины (без промежуточных технических колонн) вместо колонной головки используют колонный фланец, устанавливаемый на верхней трубе эксплуатационной колонны.

Трубная головка монтируется на колонной головке и служит для подвески и герметизации лифтовых колонн при концентрическом или параллельном спуске их в скважину.

Фонтанная ёлка устанавливается на трубной головке и служит для распределения и регулирования потоков продукции из скважины. Ёлка состоит из запорных (задвижки, шаровые краны), регулирующих устройств (штуцеры постоянного или переменного сечения) и фитингов (катушки, тройники, крестовины, крышки).

Привод запорных устройств может быть ручной, при высоком давлении пневматический или гидравлический с местным, дистанционным или автоматическим управлением. При отклонении давления продукции скважины от заданных пределов или в случае пожара на скважине автоматически перекрываются запорные устройства. Рабочее давление фонтанной арматуры 7 – 105 МПа, проходное сечение центрального запорного устройства 50 – 150 мм.

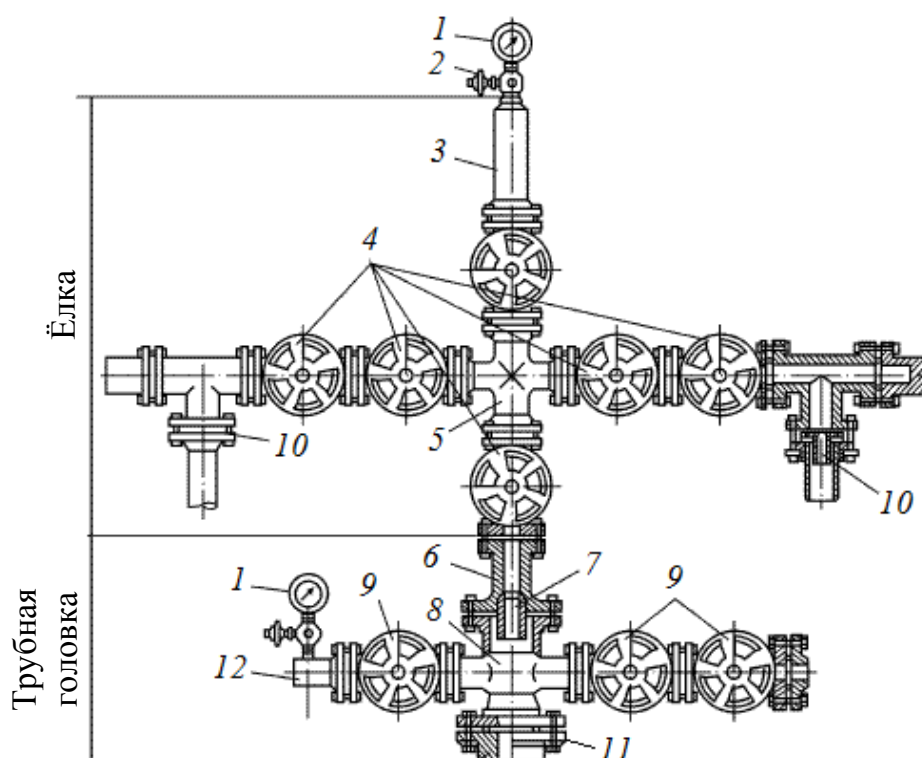


Рис. 3.1. Общий вид крестовой фонтанной арматуры:
1 – манометры; 2 – трехходовой кран; 3 – буфер; 4, 9 – задвижки; 5 – крестовик ёлки; 6 – переводная катушка; 7 – переводная втулка; 8 – крестовик трубной головки; 10 – штуцеры; 11 – фланец колонны; 12 – буфер

Манифольд – система труб и отводов с задвижками или кранами – служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ).

Простейшая схема манифольда крестовой фонтанной арматуры показана на рис. 3.2. Она предусматривает наличие двух практически идентичных обвязок (рабочая и резервная), в каждой из которых есть регулируемый штуцер 1, вентили 2 для отбора проб жидкости и газа, запорное устройство 3 для сброса продукции на факел или в земляной амбар и предохранительный клапан 6. Элементы схемы собираются в одно целое с помощью фланцевых соединений 7.

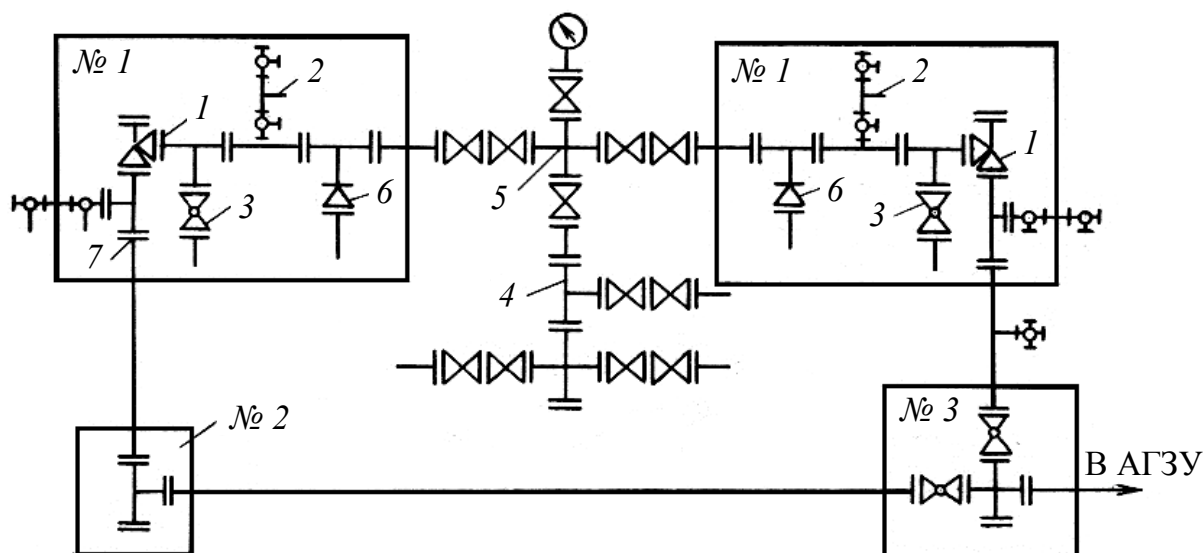


Рис. 3.2. Принципиальная схема манифольда крестовой фонтанной арматуры

Принцип работы **системы автоматизированного управления фонтанной арматуры** (САУ ФА), предназначенной для добычи пластового флюида, заключается в автоматическом открытии/закрытии запорно-регулирующей арматуры путем независимой подачи рабочей жидкости пневмонасосом в механизмы приводов подземного клапана-отсекателя (ПКО), боковой (БЗ) и стволовой задвижек (СЗ) при помощи станции управления (патент РФ № 2453683).

Станция управления САУ ФА содержит блок управления, приборы КИПиА, исполнительные механизмы, установленные в шкафу станции и образующие пневмогидравлическую систему, соединенную через датчики контроля параметров с блоком управления станции. В качестве блока управления, обеспечивающего выполнение логических операций по открытию/закрытию скважины, используют программно-технический комплекс в виде контроллера с локальным пультом управления, содержащим монитор с сенсорным управлением для ввода команд в интерактивном режиме и локальной клавиатурой.

САУ ФА обеспечивает выполнение следующих функций:

- управление оборудованием фонтанной арматуры БЗ, СЗ, ПКО с помощью клапанов;
- формирование и вывод информации на панель оператора о состоянии оборудования фонтанной арматуры и станции;
- контроль исправности датчиков давления, датчиков температуры и электромагнитных клапанов;
- контроль уровня масла в гидробаке;

- формирование информации для представления на панели оператора;
- прием сигналов управления с панели оператора;
- обмен информацией с АСУ ТП.

Принципиальная схема станции управления САУ ФА приведена на рис. 3.3. Газ питания подается в пневматическую линию от внешнего стационарного источника через шаровой кран 1 и обратный клапан 2. Давление газа питания контролируется при помощи датчика давления 3.

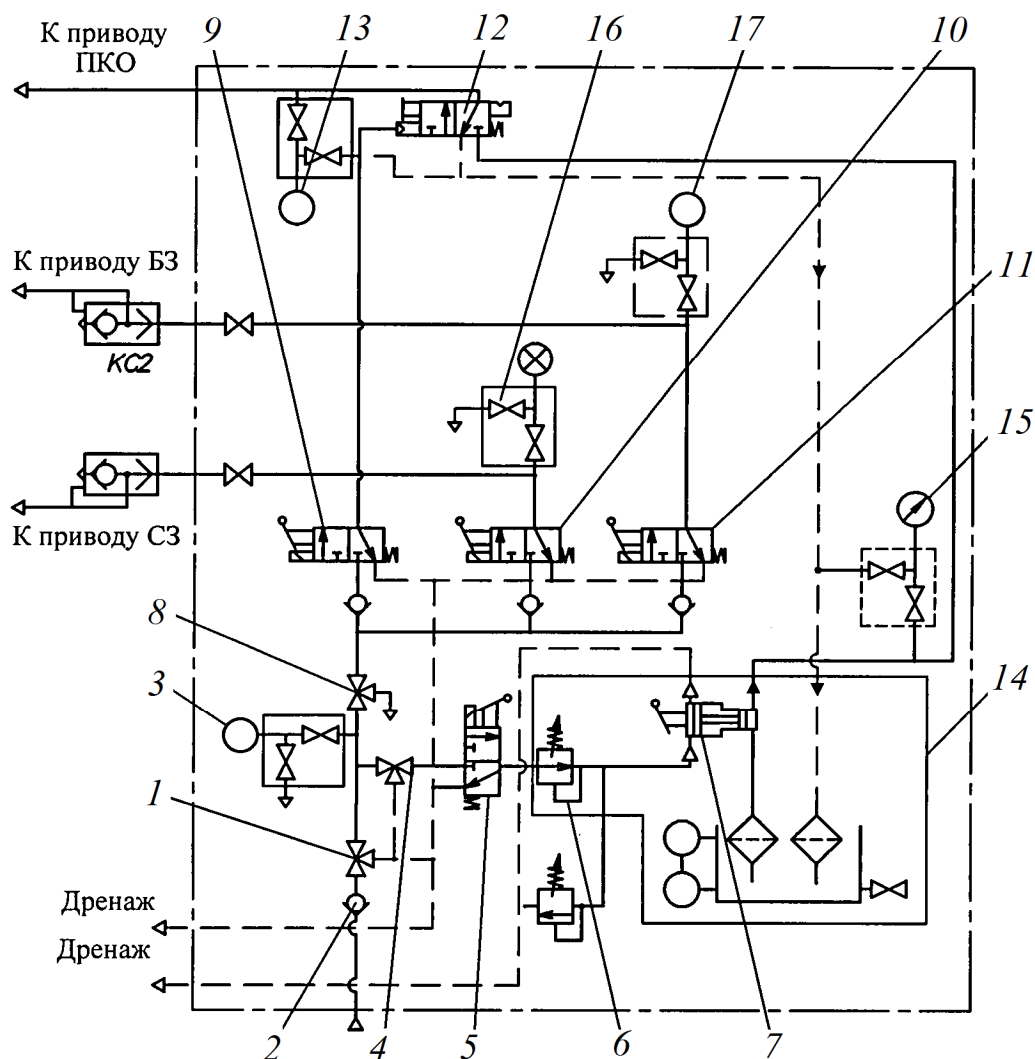


Рис. 3.3. Принципиальная схема станции управления САУ ФА

Через кран 4, клапан 5 с электромагнитным приводом, регулятор давления 6, настраиваемый на давление управления насосом 7, газ подается на привод насоса 7. Предохранительный клапан настроен на максимальное давление в линии нагнетания насоса. Для открытия

клапана 5 подается напряжение на катушку клапана. Клапан 5 имеет также ручной привод, используемый при техническом обслуживании или наладке станции.

Через кран 8 газ подается на входы клапанов с электромагнитным управлением 9, 10, 11, предназначенные для управления соответственно приводами 12 ПКО, СЗ, БЗ. Приводы СЗ и БЗ условно не показаны. Для открытия клапанов 9, 10, 11 подается напряжение на их катушки.

После открытия клапана 9 газ подается на привод распределителя 12. При открытии распределителя 12 гидравлическая жидкость под давлением через игольчатый вентиль поступает на привод ПКО. Контроль над давлением гидравлической жидкости в линии ПКО осуществляется датчиком давления 13.

Давление гидравлической жидкости, преимущественно масла, в линии управления ПКО создается при помощи масляного блока 14, расположенного в шкафу станции управления. При подаче давления управляющего газа насос 7 включается, увеличивая давление масла до требуемого значения. Далее масло под давлением подается на вход распределителя 12. Одновременно на пневмопривод распределителя 12 подается управляющее давление газа. Распределитель 12 открывается, и масло под давлением поступает в гидропривод ПКО. Визуальный контроль давления масла в линии нагнетания насоса 7 в станции осуществляется по манометру 15.

После открытия клапана 10 газ под давлением через клапан быстрого выхлопа подается на привод СЗ. Контроль давления управляющего газа в линии СЗ осуществляется при помощи датчика 16.

После открытия клапана 11 газ под давлением через клапан быстрого выхлопа подается на привод БЗ. Контроль давления управляющего газа в линии БЗ осуществляется при помощи датчика 17.

Алгоритм работы всех клапанов в автоматическом режиме, заключающемся в открытии/закрытии запорно-регулирующей арматуры в следующей последовательности: ПКО → СЗ → БЗ (закрытие – в обратном порядке), осуществляется при помощи шкафа управления 18 станции (рис. 3.4). Команды управления вводятся в блок управления 19, выполненный в виде программно-технического комплекса, в интерактивном режиме при помощи монитора 20 или клавиатуры 21.

Пневмогидравлическая система станции управления соединена через датчики контроля параметров работы 13, 16, 17 станции с блоком управления станции 19.

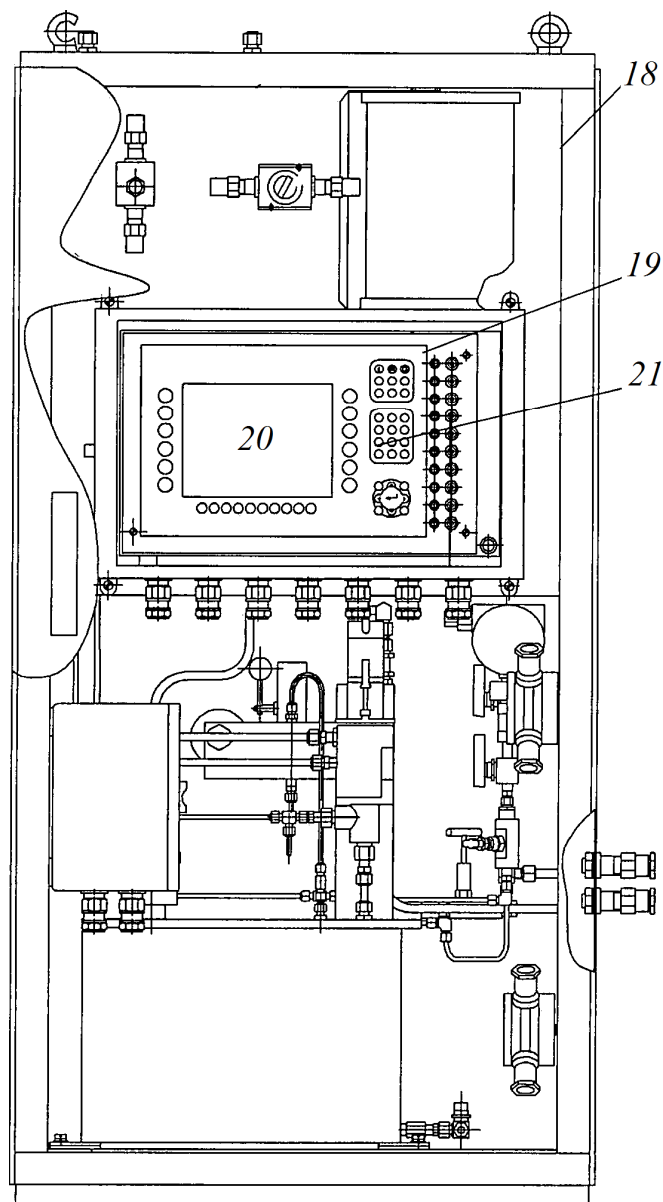


Рис. 3.4. Общий вид шкафа управления

3.5. Газлифтный способ эксплуатации скважин

После прекращения фонтанирования из-за нехватки пластовой энергии переходят на механизированный способ эксплуатации скважин, при котором вводят дополнительную энергию с поверхности. Одним из таких способов является газлифт.

Газлифт (эрлифт) – система, состоящая из эксплуатационной (обсадной) колонны труб и опущенных в нее НКТ, в которой подъем жидкости осуществляется с помощью сжатого газа (воздуха). Иногда эту систему называют *газовый подъемник*.

По схеме подачи от вида источника рабочего агента – газа (воздуха) – различают **компрессорный** и **безкомпрессорный** газлифт, когда в качестве рабочего агента для газового подъемника используют газ из газовых пластов с высоким давлением. Компрессорный газлифт характеризуется наличием компрессорной станции со всеми узлами и агрегатами. Газлифтная эксплуатация может быть **непрерывной** или **периодической**. Периодический газлифт применяется на скважинах с дебитами до 40 – 60 т/сут или с низкими пластовыми давлениями.

Принцип газлифтной эксплуатации состоит в нагнетании газа высокого давления на забой, в результате чего уровень жидкости в затрубном пространстве будет понижаться, а в НКТ – повышаться. Когда уровень жидкости понизится до нижнего конца НКТ, сжатый газ начнет поступать в НКТ и перемешиваться с жидкостью. В результате плотность такой газожидкостной смеси становится ниже плотности жидкости, поступающей из пласта. Чем больше будет введено газа, тем меньше будет плотность смеси и тем на большую высоту она поднимется. При непрерывной подаче газа в скважину газожидкостная смесь поднимается до устья и изливается на поверхность, а из пласта постоянно поступает в скважину новая порция жидкости.

Дебит газлифтной скважины зависит от количества и давления нагнетаемого газа, глубины погружения НКТ в жидкость, их диаметра, вязкости жидкости и т.п. Конструкции газлифтных подъемников определяются в зависимости от числа рядов НКТ, спускаемых в скважину, и направления движения сжатого газа (рис. 3.5).

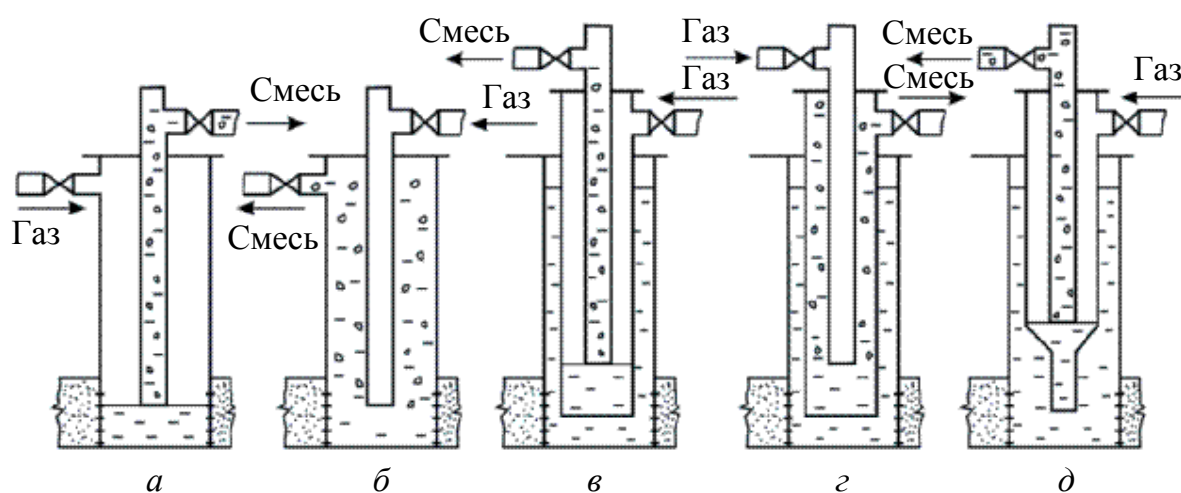


Рис. 3.5. Схемы конструкций газлифтных подъемников

При однорядном подъемнике в скважину спускают один ряд НКТ. Сжатый газ нагнетается в кольцевое пространство между об-

садной колонной НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по НКТ или газ нагнетается по НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по кольцевому пространству. В первом случае имеем **однорядный подъемник кольцевой системы** (рис. 3.5, а), а во втором – **однорядный подъемник центральной системы** (рис. 3.5, б).

При двухрядном подъемнике в скважину спускают два ряда концентрически расположенных труб. Если сжатый газ направляется в кольцевое пространство между двумя колоннами НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по внутренним подъемным трубам, то такой подъемник называется **двухрядным кольцевой системы** (рис. 3.5, в). Наружный ряд НКТ обычно спускают до фильтра скважины.

Если сжатый газ подается по внутренним НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по кольцевому пространству между двумя рядами НКТ, то такой подъемник называется **двухрядным центральной системы** (рис. 3.5, г).

При **двухрядном ступенчатом подъемнике кольцевой системы** в скважину спускают два ряда НКТ, один из которых (наружный ряд) ступенчатый; в верхней части – трубы большего диаметра, а в нижней – меньшего диаметра. Сжатый газ нагнетают в кольцевое пространство между внутренним и наружным рядами НКТ, а газожидкостная смесь поднимается по внутреннему ряду.

Недостатком кольцевой системы является возможность абразивного износа соединительных труб колонн при наличии в продукции скважины механических примесей (песок). Кроме того, возможны отложения парафина и солей в затрубном пространстве, борьба с которыми в нем затруднительна.

Недостатком двухрядного подъемника является необходимость спуска двух рядов труб, что увеличивает металлоемкость процесса добычи. Поэтому в практике нефтедобывающих предприятий более широко распространен третий вариант кольцевой системы – **полутрехрядный подъемник** (рис. 3.5, д), который имеет преимущества двухрядного при меньшей его стоимости.

Комплекс оборудования и технологическая схема газлифтной эксплуатации скважины называется **газлифтным циклом** (рис. 3.6). При наличии газовой скважины высокого давления реализуется безкомпрессорный лифт. Газ из скважины 1 через газовый сепаратор 2 подается в теплообменник 3. Нагретый газ после дополнительной очистки в сепараторе 4 проходит через газораспределительную батарею 5 и направляется к газлифтным скважинам 6. Продукция скважин на-

правляется в газонефтяной сепаратор 7, после которого нефть поступает в коллектор, а газ, содержащий капельки нефти, проходит дополнительную очистку в сепараторе 8 и после сжатия в компрессорной станции 9 поступает в систему промыслового сбора.

Если газовой скважины высокого давления нет, то для газлифта используется попутный нефтяной газ. После компрессии газ из компрессорной станции 9 последовательно проходит теплообменник 3, газовый сепаратор 4 и так далее, пока вновь не поступит на станцию 9. В данном случае используется замкнутый газлифтный цикл, при котором нагнетаемый в скважины газ многократно используется для подъема жидкости.

При компрессорной эксплуатации скважины на нефтяном месторождении необходимо предусмотреть одну или несколько компрессорных станций с установленными в них компрессорами – машинами, сжимающими газ или воздух до необходимого давления. Компрессоры применяют поршневые двух- и трехступенчатые, газомоторные типа 8ГК₃, рассчитанные на давление до 5 МПа при производительности 13 м³/мин.

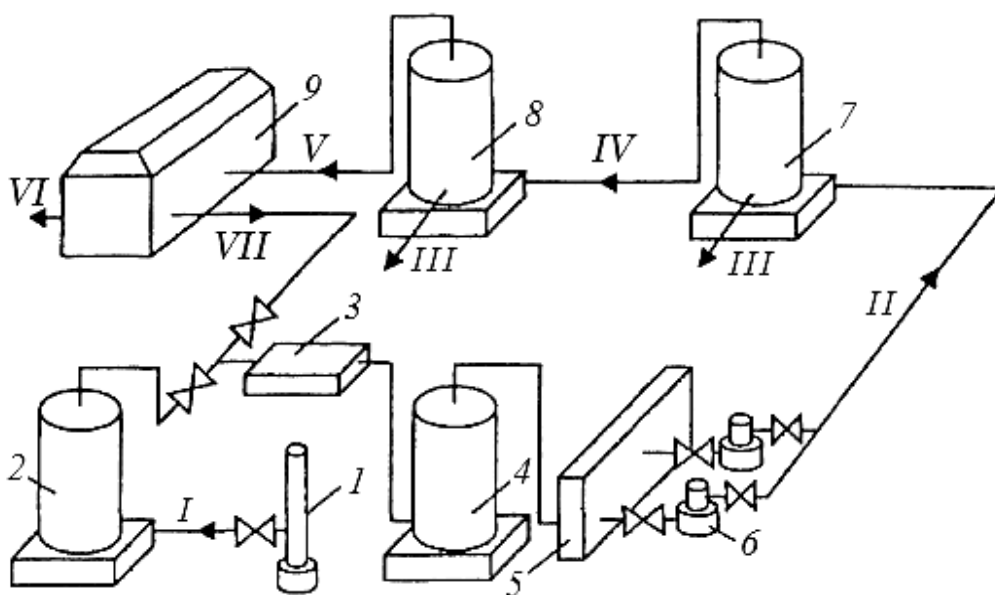


Рис. 3.6. Принципиальная схема газлифтного цикла:

I – газовая скважина высокого давления; 2, 4, 8 – газовые сепараторы;
 3 – теплообменник; 5 – газораспределительная батарея; 6 – газлифтная скважина;
 7 – газонефтяной сепаратор; 9 – компрессорная станция;
I – газ высокого давления из газовой скважины; *II* – продукция газлифтной скважины; *III* – нефть; *IV* – газ низкого давления, содержащий капельную нефть;
V – газ низкого давления, очищенный от нефти; *VI* – сжатый газ в систему промыслового сбора; *VII* – газ высокого давления после компрессорной станции

Современная технология **периодического газлифта** базируется на однорядных подъемниках кольцевой системы, оборудованных **пусковым клапаном** на конце НКТ и **пакером** (рис. 3.7).

Пакер – устройство, предназначенное для герметичного разобщения межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и НКТ и изоляции внутреннего пространства эксплуатационной колонны от воздействия скважинной среды. Пакер спускается в скважину в составе эксплуатационной колонны и устанавливается в заданном интервале колонны.

Пусковые клапаны – приспособления, посредством которых устанавливается или прекращается связь между межтрубным пространством скважины и НКТ.

Различают **наружные (стационарные)** клапаны, которые крепятся на колонне НКТ снаружи, и **внутренние (съёмные)**, которые крепятся на НКТ внутри газлифтных камер (рис. 3.8). Извлекаются и устанавливаются внутренние клапаны, в отличие от наружных, с помощью канатной техники без подъёма колонны НКТ на поверхность.

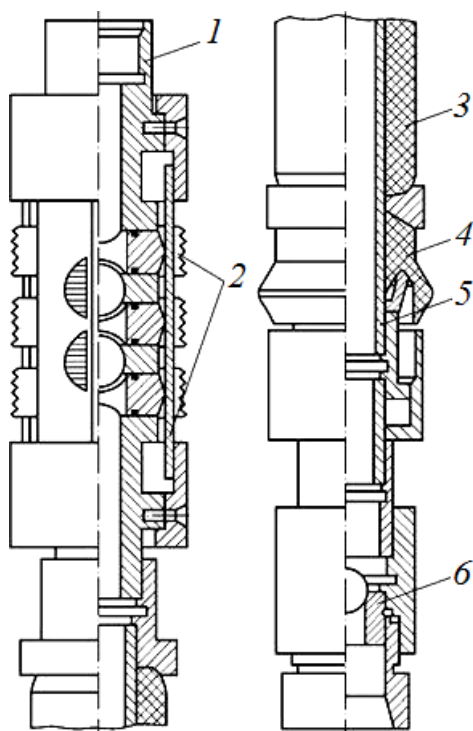


Рис. 3.7. Пакер ПВ-ЯГ-Н-122-30:
1 – муфта с присоединительной резьбой;
2 – якорный узел; 3 – уплотнительный элемент; 4 – вторичный уплотнительный элемент; 5 – ствол пакерный; 6 – конус посадочный

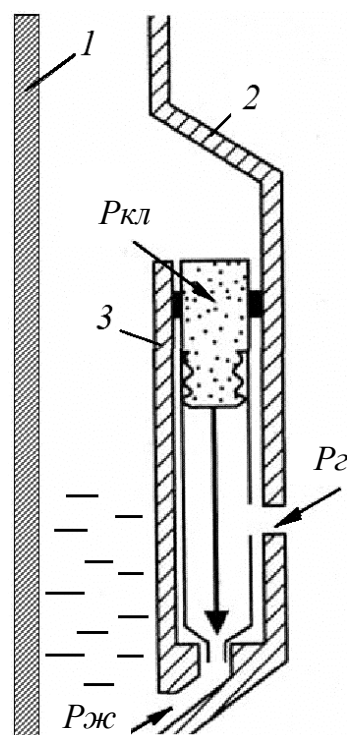


Рис. 3.8. Схема внутреннего газлифтного клапана:
1 – стенка НКТ; 2 – эксцентричная камера (мандрель); 3 – посадочный карман

Клапаны спускают в скважину на расчетные глубины. При нагнетании газа уровень жидкости снижается в затрубном пространстве и повышается в подъемных трубах. Когда газ в затрубном пространстве достигнет уровня клапана и его давление P_2 превысит гидростатическое давление столба жидкости в подъемных трубах $P_{ж}$, он прорывается через клапан в трубы и газифицирует жидкость, находящуюся в них (см. рис. 3.8). Происходит частичный выброс жидкости, которая находится внутри труб выше клапана. После выброса жидкости клапан закрывается и открывается вновь только при накоплении жидкости в НКТ до определенной величины.

Для спуска и извлечения газлифтных клапанов, устанавливаемых в специальных эксцентричных камерах – *мандрелях*, или установки заглушек вместо газлифтных клапанов через НКТ в области газлифтной эксплуатации применяется специальная канатная техника. Канатная техника состоит из устьевого *лубрикатора* и *экстрактора*.

Примером канатной техники может служить специальное оборудование устья газлифта ОУГ-80х350 с проходным диаметром 80 мм и рассчитанное на давление 35 МПа, представляющее собой лубрикатор особой конструкции (рис. 3.9). На фланец верхней крестовины 1 газлифтной арматуры или на фланец буферной задвижки устанавливается малогабаритный перекрывающий механизм – *превентор* 2 с ручным приводом, имеющий эластичные (резиновые) уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже в том случае, когда в ней остается проволока. На превентор с помощью быстросъемных соединений крепятся секции лубрикатора 3, на верхнем конце которых имеются сальник 4 для пропуска проволоки 5 или тонкого каната и ролик 6. Внизу арматуры укрепляется натяжной шкив 7, через который канатик направляется на барабан лебедки. Параллельно лубрикатору крепится небольшая съемная мачта 8 с полиспастом 9 для облегчения поднятия и сборки лубрикатора и ввода в него необходимого инструмента или извлечения поднятых клапанов. Натяжной шкив связан механически с датчиком 10, преобразующим силу натяжения канатика в электрические сигналы, передаваемые по кабелю 11 на индикаторное устройство. Датчик показывает натяжение канатика и дает информацию о захвате и извлечении газлифтного клапана из посадочной камеры. При использовании канатной техники по натяжению канатика можно судить о проводимых операциях на глубине. В связи с этим точности определения натяжения канатика придается особое значение при использовании канатной техники.

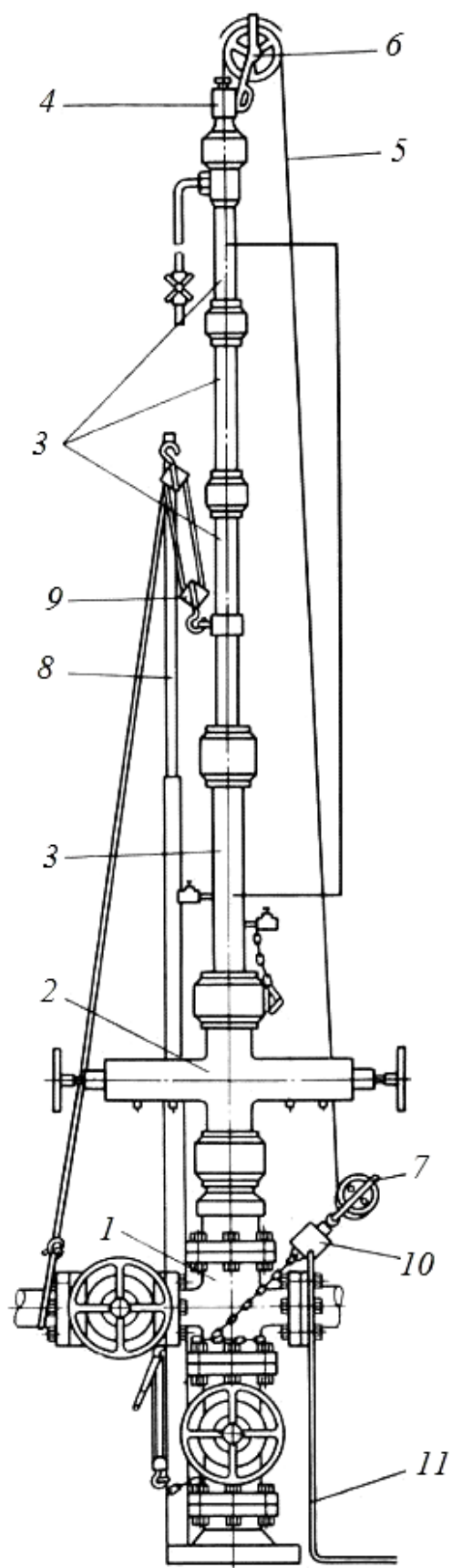


Рис. 3.9. Общий вид устьевого лубрикатора

В качестве привода для барабана лубрикатора используется гидравлическая лебедка, смонтированная в кузове микроавтобуса либо на специальной раме, переносимой вертолетом при использовании на заболоченных территориях. Агрегат ДГТА-4 смонтирован на шасси автомобиля УАЗ-452 и состоит из масляного насоса с приводом от двигателя автомобиля, двухскоростной лебедки с приводом от гидродвигателя, системы гидрооборудования, включающей клапанные и золотниковые устройства, а также гидросистему управления лебедкой. Перед оператором в кабине установлены индикатор натяжения проволоки и указатель глубины.

Экстрактор – инструмент, позволяющий завести в мандрель газлифтный клапан, а также извлечь его из мандреля. Для ориентации экстрактора в верхней части мандреля установлена специальная направляющая втулка, позволяющая направить инструмент в посадочный карман. Экстрактор имеет подпружиненные шарнирные соединения, позволяющие точно завести клапан в посадочный карман мандреля. На нижнем конце экстрактора имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает (захватывает) головку газлифтного клапана, находящегося в кармане. Экстрактор спускается внутрь колонны НКТ на проволоке.

Преимущества газлифтного способа эксплуатации скважин:

- 1) возможность отбора больших объемов жидкости практически при всех диаметрах эксплуатационных колонн и форсированного отбора сильнообводненных скважин;
- 2) эксплуатация скважин с большим газовым фактором, т.е. использование энергии пластового газа;
- 3) малое влияние профиля ствола скважины на эффективность работы газлифта, что особенно важно для наклонно направленных скважин;
- 4) отсутствие влияния на работу скважин высоких давлений и температуры, а также наличия в продукции скважины мехпримесей;
- 5) гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту;
- 6) простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период их работы при использовании современного оборудования;
- 7) возможность применения одновременной раздельной эксплуатации, эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина, а также простота исследования скважин.

Недостатки газлифтного способа эксплуатации скважин:

- большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций;
- сравнительно низкий КПД газлифтной системы;
- возможность образования стойких эмульсий в процессе подъема продукции скважин.

Исходя из указанного выше, газлифтный способ эксплуатации скважин в первую очередь выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования.

3.6. Насосный способ эксплуатации скважин

Эксплуатация нефтяных скважин насосами – один из основных видов механизированной добычи нефти в России. При насосном способе эксплуатации скважин основным узлом механизации добычи продукции скважины является **насосная установка**.

Разновидности насосных установок:

- 1) штанговые;
- 2) бесштанговые:
 - а) электроцентробежные;
 - б) винтовые.

Штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции, привод которого осуществляется с поверхности через собранную колонну штанг.

Установка штангового скважинного насоса (УШСН) (рис. 3.10, а) состоит из насоса 1, находящегося в скважине, и станка-качалки 6, установленного на поверхности у устья. Цилиндр 12 насоса укреплен на конце спущенных в скважину НКТ 9, а плунжер 11 подвешен на колонне штанг 2. Верхняя штанга (сальниковый шток) соединена с головкой 4 балансира 5 станка-качалки с канатной или цепной подвеской. В верхней части цилиндра установлен нагнетательный клапан 10, а в нижней – всасывающий клапан 13. Колонна НКТ, по которой жидкость от насоса поднимается на поверхность, заканчивается на поверхности тройником 3. Сальниковое устройство в верхней части тройника предназначено для предотвращения утечек жидкости вдоль движущегося сальникового штока (т. е. верхней насосной штанги). По боковому отводу в средней части тройника жидкость из скважины направляется в выкидную линию. Возвратно-поступательное движение колонне насосных штанг передается от электродвигателя 8 через редуктор 7 и кривошипно-шатунный механизм станка-качалки.

Принцип действия насоса следующий. При движении плунжера вверх всасывающий клапан *13* под давлением жидкости открывается, в результате чего жидкость поступает в цилиндр насоса. Нагнетательный клапан *10* в это время закрыт, так как на него действует давление столба жидкости, заполнившей насосные трубы. При движении плунжера *11* вниз всасывающий клапан *13* под давлением жидкости, находящейся под плунжером, закрывается, а нагнетательный клапан *10* открывается, и жидкость из цилиндра переходит в пространство над плунжером.

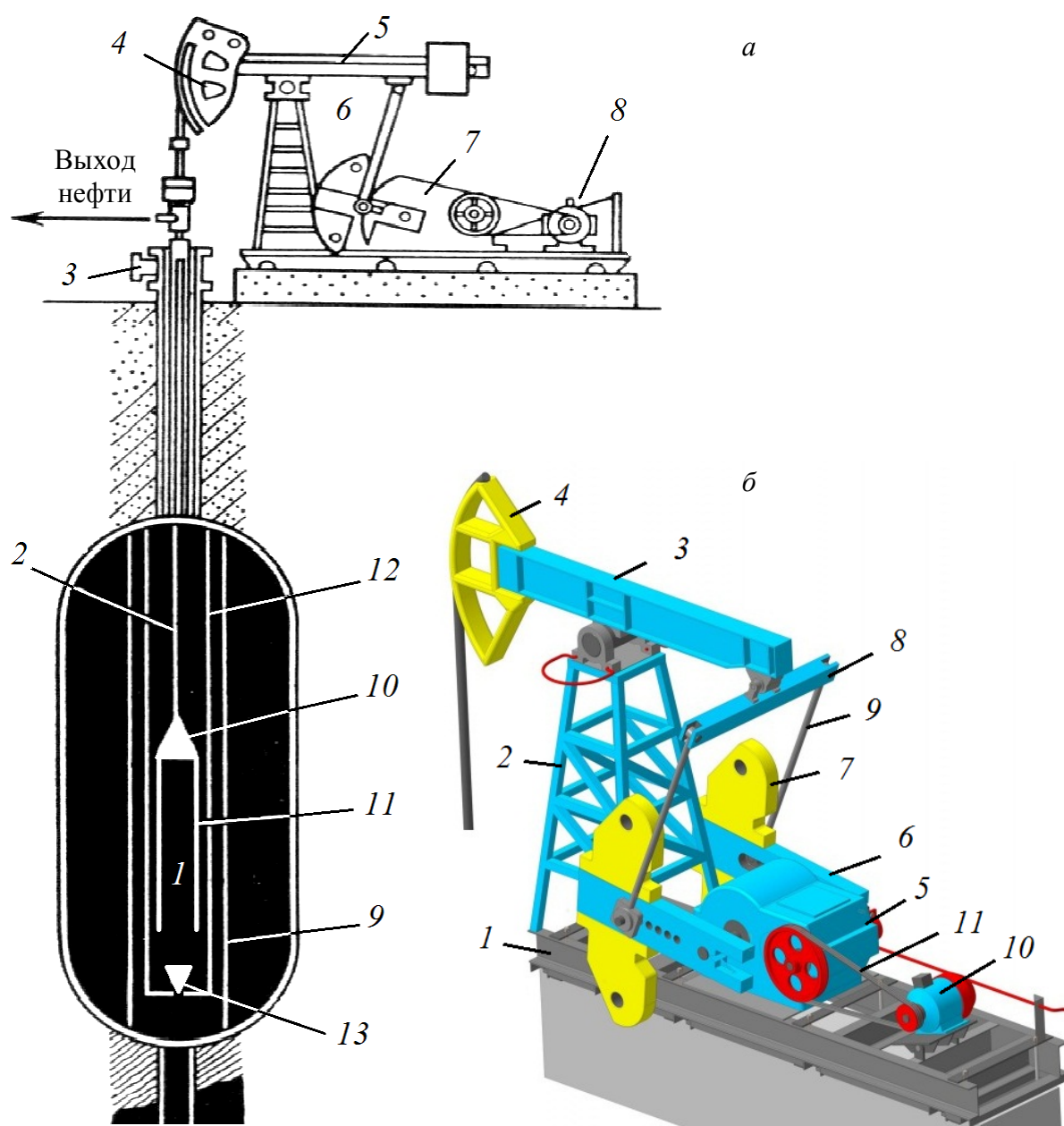


Рис. 3.10. Оборудование штанговой насосной эксплуатации:
а – схема УШН; *б* – станок-качалка

Станок-качалка – балансирный индивидуальный механический привод штангового скважинного насоса. Станок-качалка (рис. 3.10, б) состоит из следующих основных узлов: рамы 1 со стойкой 2, балансира 3 с головкой 4, редуктора 5 с кривошипами 6, на которых закрепляются противовесы 7 и траверса 8 с двумя шатунами 9. Приводом станка-качалки является электродвигатель 10. Вращение вала электродвигателя при помощи клиноременной передачи 11 передается ведущему валу редуктора. Некоторые модели станков-качалок представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Модели станков-качалок

Станок-качалка	Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	Длина устьевого штока, м	Число качаний балансира в минуту, мин ⁻¹	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, кг
СКБ80-3-40Т	80	1,3 ÷ 3,0	1,8 ÷ 12,7	15 ÷ 30	12000
СКС8-3,0-4000	80	1,4 ÷ 3,0	4,5 ÷ 11,2	22 ÷ 30	11900
ПФ8-3,0-400	80	1,8 ÷ 3,0	4,5 ÷ 11,2	22 ÷ 30	11600
ОМ-2000	80	1,2 ÷ 3,0	5 ÷ 12	30	11780
ОМ-2001	80	1,2 ÷ 3,0	2 ÷ 8	22 ÷ 33	12060
ПНШ 60-2,1-25	80	0,9 ÷ 2,1	1,36 ÷ 8,33	7,5 ÷ 18,5	8450
ПНШ 80-3-40	80	1,2 ÷ 3,0	4,3 ÷ 12	18,5 ÷ 22	12400

Штанговые скважинные насосы по конструкции и способу установки разделяются на две группы: **невставные** (трубные) и **вставные**.

Невставные насосы характерны тем, что их основные узлы спускаются в скважину раздельно: цилиндр – на НКТ, а плунжер в сборе с всасывающими клапанами – на штангах. Подъем невставного насоса из скважины также осуществляется в два приема: сначала извлекают штанги с плунжером и клапанами, а затем – трубы с цилиндром.

Вставные насосы спускают в скважину и извлекают на поверхность в собранном виде (цилиндр вместе с плунжером) на насосных штангах. Насос устанавливают и закрепляют при помощи специального замкового приспособления, заранее спускаемого в скважину на трубах. В результате этого для смены вставного насоса достаточно поднять на поверхность только насосные штанги, а насосные трубы остаются постоянно в скважине, за счет чего снижается время смены насоса и износ насосных труб.

Недостаточно высокая подача штанговых насосов, необходимость установки громоздкого оборудования, опасность обрыва штанг при больших глубинах скважин и другие причины ограничивают область применения штанговых насосов.

Наряду с этим в нефтяных скважинах некоторых районов с вязкой нефтью необходима большая мощность привода относительно подачи. В связи с этим в последние годы при эксплуатации нефтяных скважин стали применять *установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)* и *установки электровинтовых насосов (УЭВН)*.

УЭЦН (рис. 3.11, а) состоит из насосного агрегата, бронированного кабеля 6, устьевой арматуры 7, кабельного барабана станции управления 10 и автотрансформатора 9. Погружной насосный агрегат, в собранном виде спускаемый в скважину на подъемных трубах 5, состоит из центробежного многоступенчатого насоса 4, погружного электродвигателя 1 и протектора 2. Все эти узлы соединены между собой фланцами. Валы двигателя, протектора и насоса имеют на концах шлицы и соединяются шлицевыми муфтами. Так как электродвигатель расположен непосредственно под насосом, последний имеет боковой прием жидкости, которая поступает в него из кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и электродвигателем через фильтр-сетку 3. Некоторые модели установок УЭЦН представлены в табл. 3.2.

К наземному оборудованию скважин относятся устьевая арматура 7, барабан со стойками для кабеля, автоматическая станция управления 10 и автотрансформатор 9. Автотрансформатор предназначен для компенсации падения напряжения в кабеле 6, подводящем ток к погружному электродвигателю 1. Устьевая арматура 7 предназначена для отвода продукции скважины в выкидную линию, герметизации затрубного пространства с учетом ввода в него кабеля и перепуска газа из этого пространства при чрезмерном увеличении его давления.

Принцип действия установки следующий. Электрический ток из промышленной сети через автотрансформатор 9 и станцию управления 10 поступает по кабелю 6 к электродвигателю 1, в результате чего электродвигатель вращает вал насоса и приводит его в действие. Во время работы агрегата жидкость проходит через фильтр, установленный на приеме насоса, и нагнетается по насосным трубам на поверхность. Чтобы жидкость при остановке агрегата не сливалась из колонны труб в скважину, в трубах над насосом смонтирован обратный клапан. Кроме того, над насосом устанавливают спускной клапан, через который жидкость сливается из колонны труб перед подъемом агрегата из скважины.

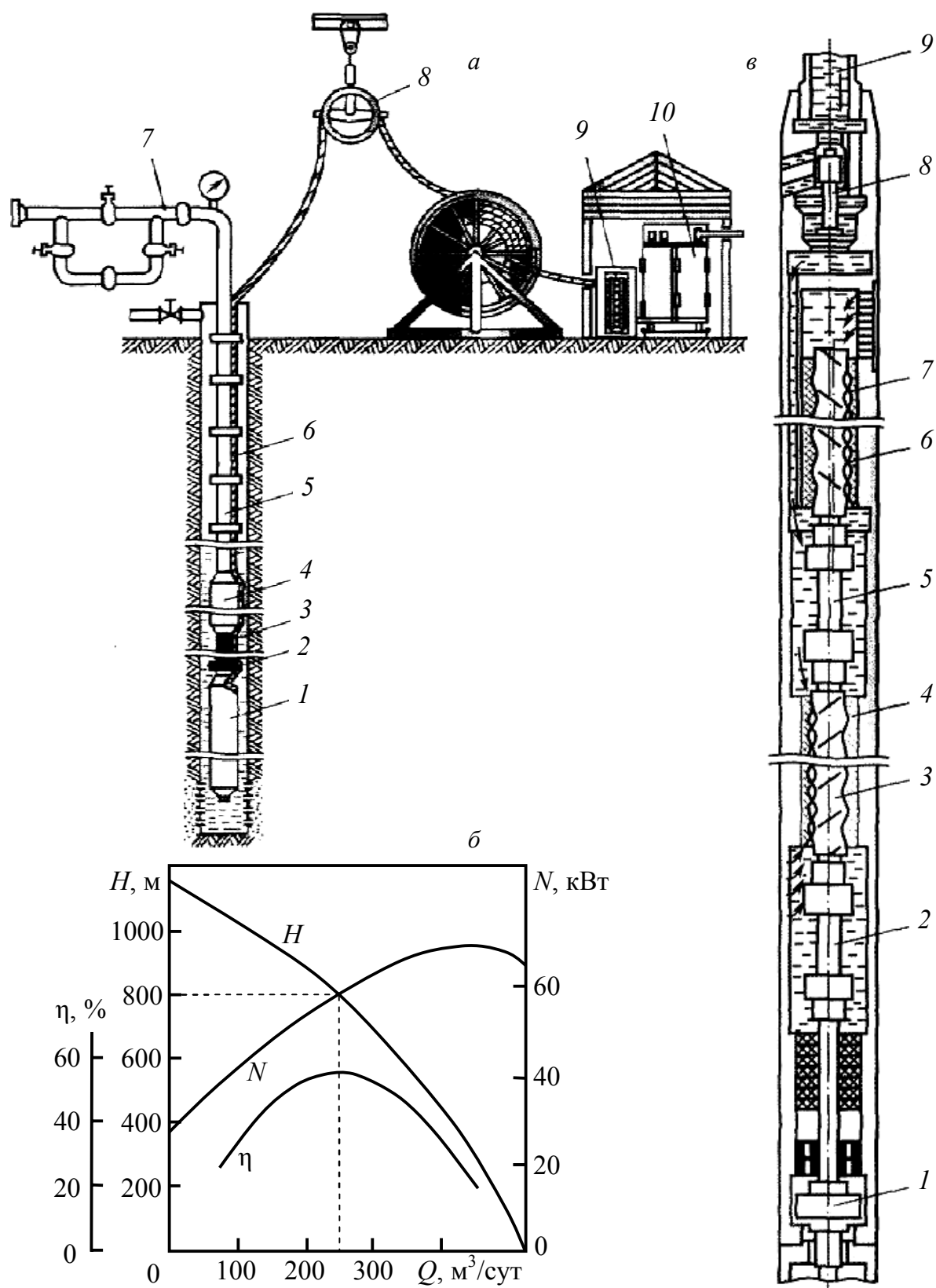


Рис. 3.11. Оборудование безштанговой насосной эксплуатации:
 а – схема УЭЦН; б – рабочие характеристики электроцентробежного насоса;
 в – принципиальная схема винтового насоса

К основным параметрам центробежного электронасоса относятся его подача Q и развиваемый напор H . Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята с помощью данного насоса. Напор и подача – взаимозависимые величины: чем выше развиваемый данным насосом напор, тем ниже его подача. Это хорошо видно из рабочих характеристик насоса (рис. 3.11, б).

Например, насос, рабочие характеристики которого показаны на рис. 3.11, б, способен поднять воду на высоту 1150 м, но при этом он будет работать вхолостую ($Q = 0$). Если напор приближается к нулю, то насос способен перекачивать до 500 м³/сут жидкости, КПД η насоса в обоих случаях несколько снижается.

Для каждого насоса имеется рабочая область, при которой достигается максимальный КПД установки. В нашем примере максимальный КПД составляет 55 % при $Q = 250$ м³/сут и $H = 800$ м.

Промышленностью выпускаются насосы, рассчитанные на напор от 450 до 1500 м и подачу от 40 до 700 м³/сут.

Приводом ЭЦН служат погружные электродвигатели трехфазные, асинхронные с короткозамкнутым ротором. При частоте тока 50 Гц синхронная частота вращения их вала составляет 3000 об/мин.

Таблица 3.2

Модели установок электроцентробежных насосов

Модель установки	Минимальный (внутренний) диаметр эксплуатационной колонны, мм	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Мощность двигателя, кВт
УЭЦНМ5-50	121,7	50	990 ÷ 1980	32 ÷ 45
УЭЦНМ5-80		80	900 ÷ 1950	32 ÷ 63
УЭЦНМ5-125		125	745 ÷ 1770	-
УЭЦНМ5-200		200	640 ÷ 1395	45 ÷ 90
УЭЦНМ5А-160	130,0	160	790 ÷ 1705	32 ÷ 90
УЭЦНМ5А-250		250	795 ÷ 1800	45 ÷ 90
УЭЦНМ5А-400		400	555 ÷ 1255	63 ÷ 125
УЭЦНМ6-250	144,3	250	920 ÷ 1840	63 ÷ 125
УЭЦНМ6-320		320	755 ÷ 1545	-
УЭЦНМ6-500	148,3	500	800 ÷ 1425	-
УЭЦНМ6-800	148,3	800	725 ÷ 1100	125 ÷ 250
УЭЦНМ6-1000	148,3	1000	615 ÷ 1030	180 ÷ 250

В последнее время на практике стали использоваться погружные винтовые насосы. УЭВН состоит из тех же узлов, что и УЭЦН, т. е. из погружного агрегата (двигатель, гидрозащита, насос), кабеля, оборудования устья, автотрансформатора и станции управления. Вместо центробежного насоса в подземном агрегате используется винтовой насос. Кроме того, в УЭВН применяют четырехполюсные асинхронные электродвигатели с частотой вращения вала 1500 об/мин. Конструктивно двигатели идентичны двигателям центробежных насосов.

В состав погружного винтового насоса (рис. 3.11, в) входят следующие основные узлы и детали: пусковая муфта 1, с помощью которой вал насоса через вал протектора соединяется с валом асинхронного электродвигателя; эксцентриковые муфты 2 и 5; правые и левые обоймы 3 и 6 с винтами 4 и 7; предохранительный клапан 8 и труба 9. Его рабочими органами являются однозаходные стальные винты и резинометаллические обоймы, внутренняя полость которых представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом, в 2 раза большим шага винта.

Прием жидкости из скважины ведется через две фильтрованные сетки. Нагнетаемая жидкость поступает в полость между винтами и за обоймой 6 проходит к предохранительному клапану 8 и далее в подъемные трубы. Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключенной в них жидкостью на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и закрываются полости, образуемые винтом и обоймой. При этом сумма заполненных жидкостью выходных площадей поперечного сечения винта с обоймой остается постоянной и поток жидкости всегда непрерывен и пропорционален частоте вращения винта. Жидкость перекачивается практически без пульсаций, не создавая стойкой эмульсии из нефти с водой.

Винтовой электронасос сочетает в себе положительные качества центробежного и поршневого, обеспечивая плавную, непрерывную подачу жидкости без пульсации, с постоянным высоким КПД при широком диапазоне изменения давления. Характерная особенность винтовых насосов – значительное улучшение параметров с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости. Поэтому наиболее эффективны эти насосы при добыче вязкой и высоковязкой жидкости.

3.7. Ремонт скважин

В процессе эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным или насосным способом нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении подачи жидкости.

К **капитальному ремонту скважин** относятся работы, связанные с подъемом подземного оборудования для его замены или ремонта, очисткой скважины от песчаной пробки желонкой или промывкой, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Наиболее распространенные работы при капитальном ремонте скважин:

- ремонтно-изоляционные;
- ремонтно-исправительные;
- ловильные.

Ремонтно-изоляционные работы заключаются в ликвидации прорыва в скважину посторонних вод: верхних или нижних по отношению к эксплуатируемому нефтяному горизонту или пропластку. Приток посторонней воды в скважину обычно ликвидируют цементированием ствола скважины в заданном интервале.

Ремонтно-исправительные работы включают в себя: исправление смятий, сломов и трещин в колоннах и замену испорченной части колонны.

Ловильные работы по извлечению оборвавшихся труб и упавшего инструмента занимают особое место в капитальном ремонте. Наиболее сложны работы по захвату и извлечению труб, так как колонна НКТ, упавшая в скважину, при ударе о забой изгибается по всей длине и заклинивается в эксплуатационной колонне. Кроме того, иногда трубы при ударе о забой ломаются в нескольких местах и располагаются в скважине рядами. Трубы могут также врезаться в песчаную пробку на забое, если она имеется в скважине.

Работы по капитальному ремонту скважин выполняют специальные бригады. Задачей промысловых работников, в том числе и работников подземного ремонта скважин, является сокращение сроков подземного ремонта, максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

При капитальном ремонте скважин применяются отечественные агрегаты и подъемные установки: Азинмаш 43-А, А-50У, КОРО-80, АР-32, А60/80, КВМ-60, АПРС-40 и зарубежные установки фирм «Кардвелл», «Дреко», «Кремко» и др.

Также существует множество специальных видов *текущего ремонта скважин*, одним из которых является борьба с отложениями парафина в фонтанных скважинах (*депарафинизация*).

Нефти многих нефтяных месторождений содержат парафин. В нормальных условиях парафины – твердые кристаллические вещества, в пластах они чаще всего растворены в нефти. В соответствующих условиях парафин выпадает из нефти в осадок в виде тончайших кристаллов, которые могут оставаться во взвешенном состоянии и выноситься восходящим потоком нефти на поверхность. Однако они могут также откладываться по пути движения в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, трапах, приемных резервуарах. Выпадению парафина из нефти способствует значительное понижение температуры вследствие расширения, сопровождающего нефть газа с понижением давления или вследствие низкой температуры окружающей среды. Чем выше газовый фактор, тем больше эффект охлаждения струи нефти.

Эффект охлаждения струи, обусловленный расширением газа и понижением температуры окружающей среды, усиливается по мере приближения к устью скважины. Поэтому отложения парафина наблюдаются главным образом в верхней части подъемных труб на расстоянии 400 – 700 м от устья скважины, а также в выкидных линиях, в которых *парафинизация* труб увеличивается в холодное время года.

Способы борьбы с отложениями парафина на стенках труб в действующих фонтанных скважинах:

- 1) расплавление парафина путем нагревания;
- 2) растворение парафина различными растворителями;
- 3) механическое удаление парафина со стенок труб с помощью скребков.

В качестве термического оборудования для депарафинизации скважин используются установки ОАО «Завод универсальных паровых установок», смонтированные на базе автомобильных шасси «Урал» или «КамАЗ»: передвижные паровые установки АДПМ 12/150 и ППУА 1600/100, 2500/160, 200/100.

В качестве механических средств депарафинизации используются установки УДС-1М, УСПС-3000.01-04 и скребки скважинные С-3.000, С-4.000

Контрольные вопросы и задания

1. Что представляет собой эксплуатация нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения?
2. Что понимают под рациональной системой эксплуатации?
3. Перечислите и опишите стадии эксплуатации скважин.
4. Назовите типы эксплуатационных скважин.
5. Опишите технологию фонтанного способа эксплуатации скважин.
6. Что понимают под насосно-компрессорными трубами?
7. Опишите назначение и состав фонтанной арматуры.
8. Какие типы приводов используются для запорных устройств фонтанной арматуры?
9. Сформулируйте определение, назначение и состав мани-фольда.
10. В чем заключаются принцип работы и функции САУ ФА?
11. Опишите технологию газлифтного способа эксплуатации скважин.
12. Какие схемы конструкций газлифтных подъемников бывают?
13. Сформулируйте определение и опишите оборудование и принцип работы газлифтного цикла.
14. Опишите оборудование периодического газлифта (пусковой клапан, пакер, мандрель).
15. Опишите назначение и принцип работы оборудования канатной техники для эксплуатации скважин (лубрикатор, экстрактор, превентор).
16. Опишите преимущества и недостатки газлифтного способа эксплуатации скважин.
17. Опишите технологию насосного способа эксплуатации скважин.
18. Опишите устройство и принцип работы следующего оборудования: УШСН, УЭЦН, УЭВН.
19. Опишите назначение, устройство и принцип работы станка-качалки.
20. В чем отличие вставных насосов от невставных?
21. Назовите основные параметры центробежного электронасоса.
22. Опишите устройство и принцип работы винтового насоса.
23. Опишите основные типы ремонта скважин.
24. Опишите технологию и оборудование процесса депарафинизации скважин.

4. СБОР, ПОДГОТОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

4.1. Автоматизированные системы сбора нефти, газа и воды

Под *системой сбора и подготовки* нефти, газа и пластовой воды понимают комплекс агрегатов и разветвленную сеть трубопроводов, проложенных на площади месторождения под или над землей, а также под или над водой (для морских месторождений). Схема сбора и подготовки (рис. 4.1) зависит от площади месторождения, дебитов скважин, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости, рельефа местности и природных условий.

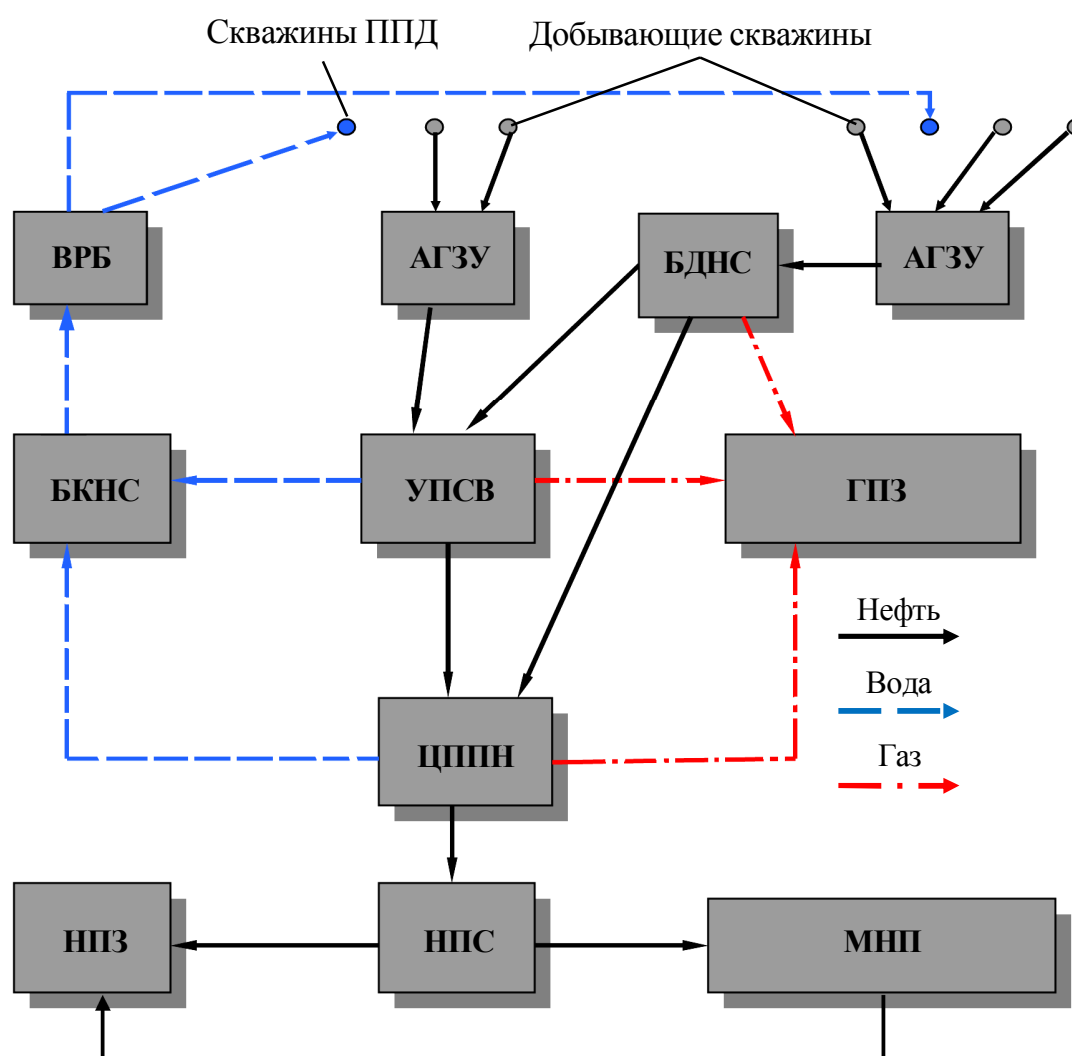


Рис. 4.1. Схема сбора и подготовки продукции скважин

В настоящее время на нефтяных месторождениях применяются напорные герметизированные системы сбора и подготовки продукции скважин, основными элементами которых являются:

- добывающие скважины и скважины поддержания пластового давления (ППД);
- автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- блочная кустовая насосная станция (БКНС);
- блочная дожимная насосная станция (БДНС);
- водоразборная база (ВРБ);
- установки предварительного сброса воды (УПСВ);
- центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН);
- газоперерабатывающий завод (ГПЗ);
- нефтеперекачивающая станция (НПС);
- нефтеперерабатывающий завод (НПЗ);
- магистральный нефтепровод (МНП).

Установкой комплексной подготовки нефти (УКПН) называется комплекс оборудования, осуществляющий все технологические операции по сбору, подготовке и хранению нефти и газа до транспортировки и представляющий собой мини-НПЗ.

УКПН должна обеспечить возможность осуществления следующих операций:

- контроль дебита продукции каждой скважины;
- контроль количества механических примесей в продукции скважины;
- транспортировка продукции скважин за счет энергии пласта или насосов до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды;
- отделение газа от нефти и транспортировка его до пункта подготовки или до потребителя;
- отделение свободной воды от продукции скважин до установок подготовки нефти (в случае добычи обводненной нефти);
- отдельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающейся по обводненности или физико-химическим свойствам;
- подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах.

Схема высоконапорной герметизированной УКПН, применяемой на крупных месторождениях, приведена на рис. 4.2. Нефть, газ и вода, поступившие на поверхность, под устьевым давлением ($\approx 1,5$ МПа) по выкидным линиям 1 направляются в АГЗУ 2. Затем

нефть, газ и вода транспортируются по сборным коллекторам 3, 4 (длиной до 10 км) до БДНС. На БДНС установлены сепараторы первой ступени 5 (для обводненной нефти) и 6 (для чистой нефти), в которых отделяется газ от жидкости. Отделившийся в сепараторах от жидкости газ под собственным давлением направляется по газопроводу 9 через эжектор 16 на ГПЗ 17.

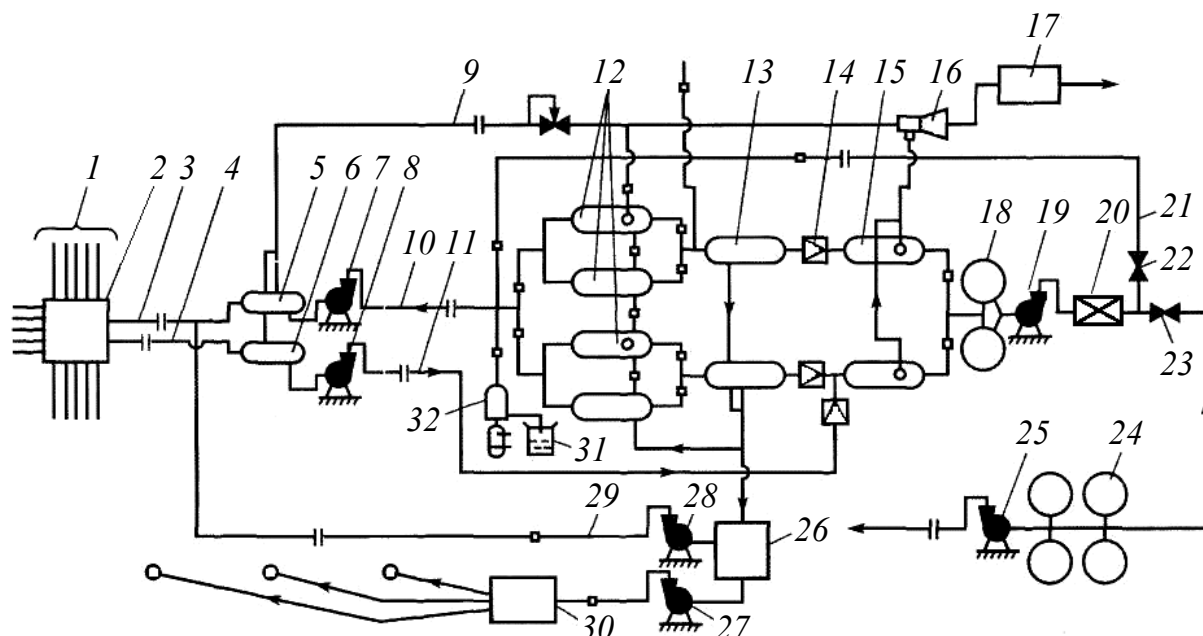


Рис. 4.2. Технологическая схема высоконапорной герметизированной и автоматизированной установки комплексной подготовки нефти

Обводненная сырая нефть из сепаратора 5 забирается сырьевыми насосами 7, 8 и подается по трубопроводам 10, 11 в сепараторы-подогреватели 12, в которых производится нагрев и разрушение эмульсии. Затем разрушенная эмульсия поступает в теплоизолированные отстойники 13, где происходит ее разделение на чистую нефть и воду. Обезвоженная и обессоленная в отстойниках 13 нефть направляется через штуцер 14 в конечные сепараторы 15, в которых поддерживается давление 1 МПа. Газ из сепараторов 15 направляется в эжектор 16 и транспортируется на ГПЗ 17, а обезвоженная и обессоленная нефть из этих же сепараторов попадает самотеком в два попеременно работающих герметизированных резервуара 18 на кратковременное хранение. Из резервуаров 18 нефть забирается подпорным насосом 19 и подается на автоматизированную замерную установку качества и количества товарной нефти типа «Рубин-2» 20.

Если товарная нефть оказалась кондиционной, то она через открытую задвижку 23 направляется в парк товарных резервуаров 24 и далее насосом 25 в магистральный нефтепровод. Если нефть окажется

некондиционной, то задвижка 23 автоматически закрывается, а задвижка 22 на линии 21 открывается и нефть снова поступает на обессоливание и обезвоживание 32, а стоки – в ливневую канализацию 31.

Отделившаяся от нефти в отстойниках 13 вода направляется самотеком в установку очистки воды 26, из которой она забирается двумя насосами. Насос 27 подает эту воду на БКНС 30, откуда она транспортируется с помощью насосов высокого давления в нагнетательные скважины, а насос 28 по трубопроводу 29 подает ее в поток эмульсии перед сепаратором 5, расположенным на БДНС. Это делается для того, чтобы горячая вода, содержащая поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствовала предварительному разрушению эмульсии непосредственно в сепараторе.

Для месторождений небольшой площади обычно БДНС не строится, и вся продукция скважин транспортируется на ЦППН под давлением на устьях скважин. Как видно из схемы, нефть нигде не контактирует с воздухом и потери ее от испарения сведены до минимума (0,2 %).

Все трубопроводы в системе сбора, по которым транспортируется продукция скважин, делятся на *однофазные* (нефть, или газ, или вода) и *многофазные* (нефть + газ или нефть + газ + вода).

АГЗУ серии «Спутник» (рис. 4.3) предназначены для автоматического замера дебита скважин, контроля их работы, а также автоматической блокировки коллекторов при аварийном состоянии технологического процесса. Расчетные давления контроля и блокировки составляют 1,6 и 4 МПа. Существует множество модификаций данных установок: «Спутник АМ 40-1-400»; «Спутник АМ 40-8-400»; «Спутник АМ 40-10-400»; «Спутник АМ 40-14-400»; «Спутник Б 40-14-400».

АГЗУ серии «Спутник» состоит из следующих узлов:

- 1) переключателя скважин многоходового (ПСМ);
- 2) установки измерения дебита;
- 3) гидропривода;
- 4) отсекаелей;
- 5) блока автоматики.

Продукция скважин по выкидным линиям 1 подается в многоходовой переключатель 3, который действует как вручную, так и автоматически. Каждому положению этого переключателя соответствует подача на замер продукции одной скважины. Продукция данной скважины направляется в сепаратор 6, состоящий из верхней и нижней ёмкостей. Продукция остальных скважин, минуя сепаратор, направляется в сборный коллектор 13.

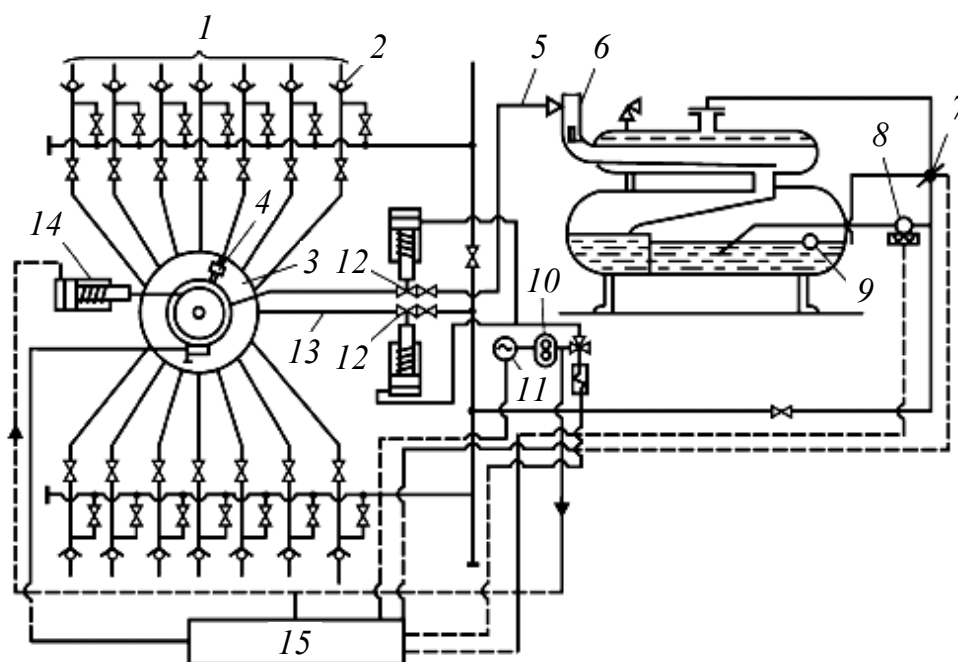


Рис. 4.3. Технологическая схема установки «Спутник»:

1 – выкидные линии; 2 – специальные обратные клапаны; 3 – многоходовой переключатель скважин; 4 – каретка переключателя скважин; 5 – замерный патрубок; 6 – гидроциклонный сепаратор; 7 – заслонка; 8 – счетчик-расходомер; 9 – регулятор уровня; 10 – гидронасос; 11 – электродвигатель; 12 – отсекатели; 13 – сборный коллектор; 14 – силовой цилиндр; 15 – блок автоматики

Нефть из верхней емкости сепаратора перетекает в нижнюю, здесь ее уровень повышается, и при определенном положении поплавка регулятора 9 закрывается заслонка 7 на газовой линии сепаратора. Давление в сепараторе повышается, и нефть начинает поступать через счетчик-расходомер 8 в сборный коллектор. После этого уровень жидкости в нижней емкости снижается, поплавок опускается с открытием заслонки газовой линии, после чего процесс повторяется.

Счетчик-расходомер является одновременно сигнализатором подачи скважин. В установке предусмотрена возможность измерения количества газа с помощью диафрагмы, установленной в сепараторе.

В блоке автоматики 15 регистрируются накапливаемые объемы жидкости, прошедшей через счетчик-расходомер. Следующая скважина включается на замер по команде блока с помощью гидропривода. Установка «Спутник» работает по заданной программе, при этом каждая скважина поочередно включается на замер на определенное время.

Выбор системы сбора газа зависит от запасов и состава газа, от формы залежи, размещения и продуктивности скважин, пластового давления и многих других факторов. При разработке газовых или газоконденсатных месторождений применяют четыре схемы промышленного сбора газа: *линейную, лучевую, кольцевую и групповую* (рис. 4.4).

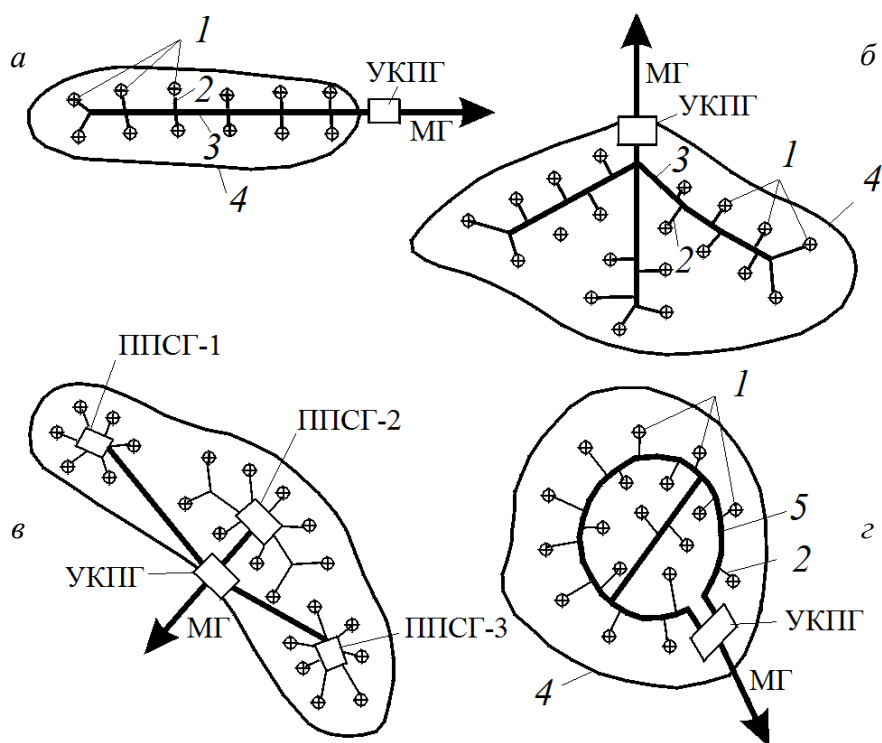


Рис. 4.4. Схемы промыслового сбора газа:

а – линейная; *б* – лучевая; *в* – групповая; *г* – кольцевая;
 1 – скважины; 2 – скважинные шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор;
 4 – контур газоносности; 5 – кольцевой газосборный коллектор

Наиболее совершенной является групповая система, в которой газ и конденсат из скважин 1 по индивидуальным шлейфам 2 поступают на **пункты промыслового сбора газа (ППСГ)** и **установку комплексной подготовки газа (УКПГ)**, где происходит очистка и частичная осушка газа, регулировка расхода, учет добываемой продукции и т.д. К одному ППСГ или УКПГ подключаются от 10 до 30 скважин. Число ППСГ зависит от размеров залежи, обычно оно составляет 5 – 10, но может достигать 20 – 25. Далее подготовленный газ поступает в **магистральный газопровод (МГ)** для транспортировки потребителям.

К основным достоинствам этой системы относятся независимость контроля и регулировки работы отдельных скважин, возможность полной автоматизации процессов, высокая надежность работы установок, относительно простое решение проблемы борьбы с гидратами. При групповой системе значительно упрощаются промышленная канализация, тепло- и энергоснабжение, ремонт оборудования, ревизия его состояния, облегчаются организация строительных и монтажных работ и их индустриализация.

Комплекс технологического оборудования УКПГ предназначен для подготовки газа к транспорту в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 51.40–93 с последующим охлаждением его до температуры $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, а также для частичной стабилизации и охлаждения газового конденсата с целью защиты вечномерзлых грунтов от размораживания при подземной прокладке трубопроводов.

Структура УКПГ первой очереди приведена на рис. 4.5. Сырой природный газ, поступающий в УКПГ с кустов скважин, представляет собой газоконденсатную неочищенную смесь. В сепараторе С-1 производится очистка газа от механических примесей. Затем он поступает в абсорбер влаги А-1, где из него извлекается влага. В теплообменниках Т-1 и Т-2 природный газ разделяется на готовый к транспортировке газ и газовый конденсат. С теплообменника Т-2 осушенный охлажденный газовый конденсат поступает на узел подготовки углеводородов, где от него отделяются газовые примеси. На хозрасчетный замерный узел поступают готовый газ с Т-1 и конденсат с узла подготовки углеводородов, где производится оценка качественных и экономических показателей. После этого газ подается в межпромысловый коллектор, а конденсат – в парк углеводородов.

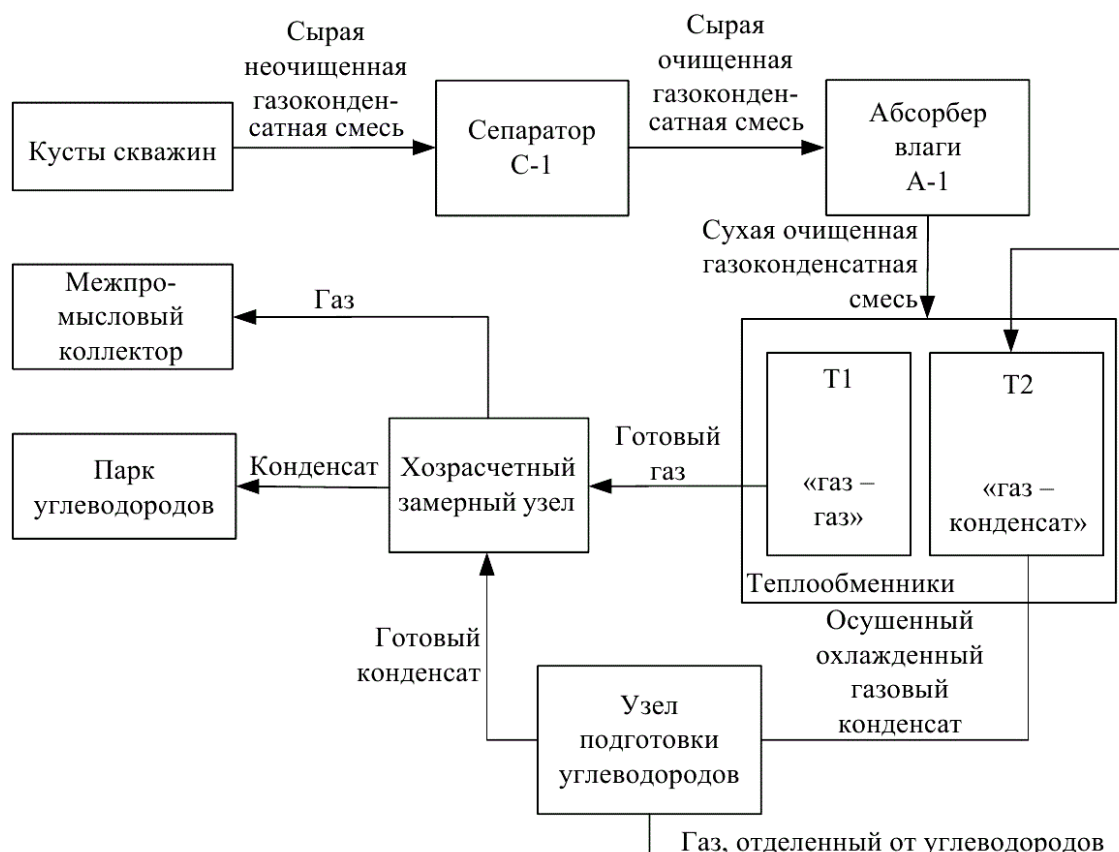


Рис. 4.5. Структурная схема установки комплексной подготовки газа

4.2. Технологические процессы промышленной подготовки нефти

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистую нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей.

Наличие воды в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости и увеличением ее вязкости. Присутствие в нефти даже 0,1 % воды приводит к ее интенсивному вспениванию в ректификационных колоннах на НПЗ, что нарушает технологические режимы переработки и, кроме того, загрязняет конденсационную аппаратуру.

Наличие в нефти механических примесей (частиц песка и глины) вызывает абразивный износ и усиленную коррозию металла трубопроводов и нефтеперекачивающего оборудования, затрудняет переработку нефти, повышает зольность мазутов и гудронов, образует отложения в печах, теплообменниках, что приводит к уменьшению коэффициента теплопередачи и быстрому выходу их из строя.

Поэтому технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке.

Процессами промышленной подготовки нефти являются:

- удаление из нефти лёгких газов – процесс *сепарации*;
- отделение от нефти воды – процесс *обезвоживания нефти*;
- извлечение из нефти солей – процесс *обессоливания*;
- отделение механических примесей – процесс *очистки*.

Качество подготовки нефти к транспорту регламентирует ГОСТ Р 51858–2002 (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Показатели качества подготовки нефти

Показатель	Группа нефти		
	I	II	III
Содержание воды, %, не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	100	300	1800
Содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров при температуре нефти в пункте сдачи, Па, не более	66 650	66 650	66 650

Под **стабилизацией нефти** следует понимать извлечение легких углеводородов, которые при нормальных условиях являются газообразными, для дальнейшего их использования в нефтехимической промышленности. Существуют два различных метода стабилизации нефти – **сепарация** и **ректификация**.

Сепарация – отделение от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов однократным или многократным испарением путем снижения давления (часто с предварительным подогревом нефти).

Ректификация – отбор из нефти легких фракций при однократном или многократном нагреве и конденсации с четким разделением углеводородов до заданной глубины стабилизации.

Для стабилизации нефти на промыслах используют в основном метод сепарации. Процесс сепарации должен начинаться сразу же при движении нефти, когда из нее отбирается газ, выделившийся в результате снижения давления или повышения температуры. При резком снижении давления в сепараторе значительно увеличивается количество тяжелых углеводородов, уносимых свободным газом. При быстром прохождении нефти через сепаратор возрастает количество легких углеводородов в нефти.

Многоступенчатая система сепарации позволяет получить на первых ступенях метан, который направляется на собственные нужды или потребителям, а на последующих ступенях – **жирный газ**, содержащий более тяжелые углеводороды. Жирный газ отправляется на газобензиновые заводы для последующей переработки. При наличии газобензинового завода экономически целесообразно применять двухступенчатую систему сепарации.

Сосуд, в котором происходит отделение газа от нефти, называют **сепаратором**. В сепарационных установках происходит и частичное отделение воды от нефти.

Применяемые сепараторы можно классифицировать:

- 1) *по принципу действия*: гравитационные, центробежные (гидроциклонные), ультразвуковые, жалюзийные и др.;
- 2) *по форме и положению в пространстве*: сферические, цилиндрические, вертикальные, горизонтальные и наклонные;
- 3) *по рабочему давлению*: высокого (более 2,5 МПа), среднего (0,6 – 2,5 МПа) и низкого (0 – 0,6 МПа) давления;
- 4) *по назначению*: замерные и рабочие;
- 5) *по месту положения в системе сбора*: первой, второй и конечной ступеней сепарации.

В сепараторах любого типа по технологическим признакам различают четыре секции:

I – основную сепарационную, в которой происходит отделение газа от нефти;

II – осадительную, предназначенную для выделения пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции;

III – секцию отбора нефти, служащую для сбора и отвода нефти из сепаратора;

IV – каплеуловительную, находящуюся в верхней части аппарата и служащую для отвода газа и улавливания капельной нефти, уносимой потоком газа.

Эффективность работы сепараторов характеризуется **уносом жидкости** – количеством жидкости, уносимой газом (г/м^3), и **захватом газа** – количеством газа, оставшегося в нефти после сепарации ($\text{м}^3/\text{т}$). Чем ниже эти показатели, тем более эффективна работа аппарата.

Коэффициенты уноса жидкости $K_{жс}$ и захвата газа K_z определяют по формулам:

$$K_{жс} = \frac{q_{жс}}{Q_z}; \quad (4.1)$$

$$K_z = \frac{q_z}{Q_{жс}}, \quad (4.2)$$

где $q_{жс}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, $\text{м}^3/\text{ч}$; q_z – объемный расход окклюдированного газа, уносимого потоком жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$; Q_z – объемный расход газа на выходе из сепаратора, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{жс}$ – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора при рабочих температуре и давлении, $\text{м}^3/\text{ч}$.

В **вертикальном цилиндрическом гравитационном сепараторе** (рис. 4.6) газонефтяная смесь через патрубок 5 поступает в раздаточный коллектор *11* и через щелевой выход попадает в основную сепарационную секцию *I*. В осадительной секции *II* из нефти при ее течении по наклонным плоскостям 4 происходит дальнейшее выделение окклюдированных пузырьков газа. Разгазированная нефть поступает в секцию ее сбора *III*, из которой через патрубок 10 отводится из сепаратора. Газ, выделившийся из нефти на наклонных плоскостях, попадает в каплеуловительную секцию *IV*, проходит через жалюзийную насадку 8 и по трубопроводу выходит из сепаратора. Капли нефти, захваченные потоком газа и не успевающие осесть под действием силы тяжести, прилипают к стенкам жалюзийных решеток и стекают по дренажной трубке 3 в секцию сбора нефти.

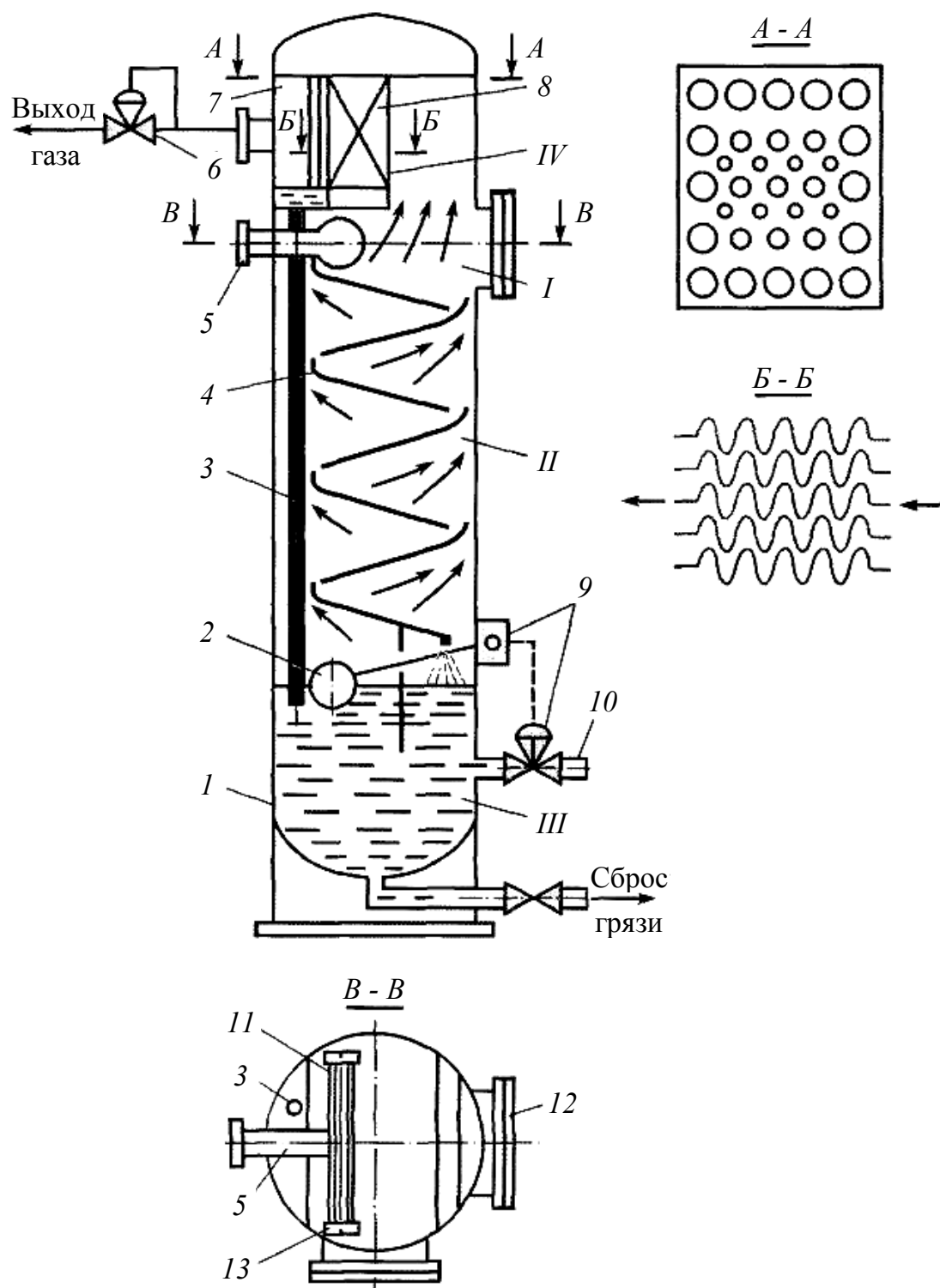


Рис. 4.6. Технологическая схема вертикального гравитационного сепаратора:
 1 – корпус; 2 – поплавок; 3 – дренажная трубка; 4 – наклонные плоскости;
 5 – патрубок для ввода газожидкостной смеси; 6 – регулятор давления; 7 – перегородка для выравнивания скорости газа; 8 – жалюзийная насадка; 9 – регулятор уровня; 10 – патрубок для сброса нефти; 11 – раздаточный коллектор; 12 – люк; 13 – заглушка

Гидроциклонный двухъемкостный сепаратор (рис. 4.7) применяют на промыслах для работы на первой ступени сепарации. Газонасыщенная нефть через тангенциальный вход 1 поступает в гидроциклонную головку 2, где за счет центробежных сил нефть и газ разделяются на самостоятельные потоки. В верхнюю емкость 5 нефть и газ поступают раздельно. Нефть по направляющей полке 12 стекает на уголкового разбрызгивателя 11, в котором поток нефти разбивается на отдельные струи и происходит дальнейшее выделение газа. По сливной полке 13 разгазированной нефти собирается в нижней емкости сепаратора 9. При достижении определенного объема нефти в нижней емкости поплавковый регулятор уровня 14 через исполнительный механизм направляет дегазированную нефть в отводной трубопровод. Газ, отделившийся от нефти в дегазаторе, проходит в верхней емкости перфорированные сетки 6, где происходит выравнивание скорости газа и частичное выпадение жидкости. Окончательная очистка газа происходит в жалюзийной насадке 7. Отделенная от газа жидкость по дренажной трубке 10 стекает в нижнюю емкость 9.

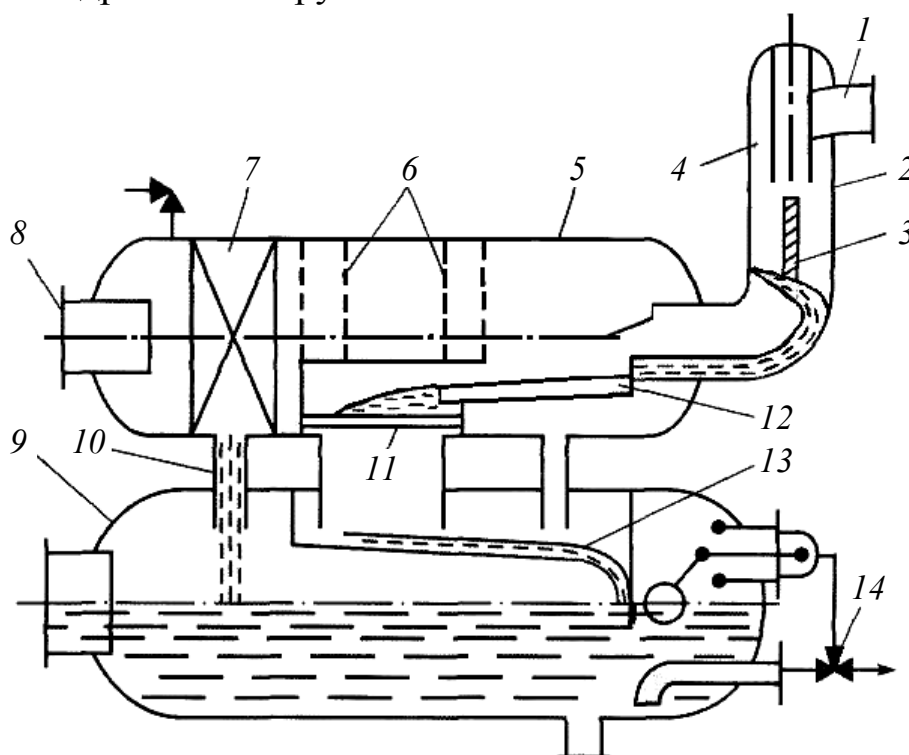


Рис. 4.7. Технологическая схема гидроциклонного двухъемкостного сепаратора:
 1 – тангенциальный вход; 2 – головка гидроциклона; 3 – отбойный козырек для газа; 4 – направляющий патрубок; 5 – верхняя емкость сепаратора; 6 – перфорированные сетки; 7 – жалюзийная насадка; 8 – отвод газа; 9 – нижняя емкость; 10 – дренажная трубка; 11 – уголкового разбрызгиватели; 12 – направляющая полка; 13 – сливная полка; 14 – регулятор уровня

Эффективность процесса сепарации определяется следующими факторами:

1. Средними скоростями газа в свободном сечении сепаратора, значения которых для различных конструкций сепараторов могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с.

3. Физико-химическими свойствами нефти и газа: вязкостью, поверхностным натяжением, способностью к пенообразованию.

4. Конструктивными особенностями сепаратора: способом ввода продукции скважин, наличием полок, каплеуловительных насадок и др.

5. Уровнем жидкости в сепараторе, который в секции сбора нефти служит гидрозатвором для газа и предохраняет его попадание в нефтесборный коллектор.

6. Расходом нефтегазовой смеси, который влияет на коэффициент захвата газа нефтью K_2 . При большом расходе увеличивается коэффициент уноса газа, т.к. из-за малого времени пребывания смеси в сепараторе весь газ не успевает выделиться.

7. Давлением и температурой нефтегазовой смеси в сепараторе. При повышении давления сепарации коэффициент уноса жидкости увеличится. Повышение температуры приведет к уменьшению коэффициента захвата газа нефтью.

Процесс **обезвоживания** нефти необходим для отделения **пластовой воды** – сильно минерализованной жидкости (с содержанием солей до 300 г/л) от углеводородов.

При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется **эмульсия** – механическая смесь двух нерастворимых жидкостей (нефти и воды), одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров.

Пластовые воды разнообразны по химическому составу, но все они могут быть разделены на две основные группы:

- **жесткая вода**, которая содержит хлоркальциевые или хлоркальциево-магниевые соединения;
- **щелочная** или **гидрокарбонатно-натриевая вода**.

Увеличение кислотности пластовых вод приводит к получению более стойких эмульсий. Свежие эмульсии легче поддаются разрушению, поэтому обезвоживание и обессоливание целесообразнее проводить на промысле.

Для правильного выбора способов обезвоживания нефти необходимо знать механизм образования эмульсий и их свойства. В эмульсиях принято различать две фазы – **внутреннюю** и **внешнюю**.

Внешняя фаза – это жидкость, в которой размещаются мельчайшие капли другой жидкости. **Внутренняя фаза** – это жидкость, находящаяся в виде мелких капель в дисперсионной среде. На практике наиболее часто встречаются эмульсии типа вода в нефти (в/н) – 95 %.

Нефтяные эмульсии характеризуются вязкостью, плотностью, стойкостью, дисперсностью и электрическими свойствами.

Стойкость эмульсий, т. е. способность в течение определенного времени не разделяться на составные компоненты, является наиболее важным показателем для водонефтяных смесей.

Дисперсность – величина ее характеризует степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде.

Для обезвоживания нефти используют следующие технологические методы:

- гравитационный отстой нефти;
- горячий гравитационный отстой нефти;
- термохимическая обработка;
- электрообезвоживание нефти.

Наиболее прост по технологии метод гравитационного отстоя. В качестве **отстойников периодического действия** применяют цилиндрические отстойники. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более).

В **гравитационных отстойниках непрерывного действия** (рис. 4.8) отстаивание осуществляется при непрерывном потоке обрабатываемой жидкости.

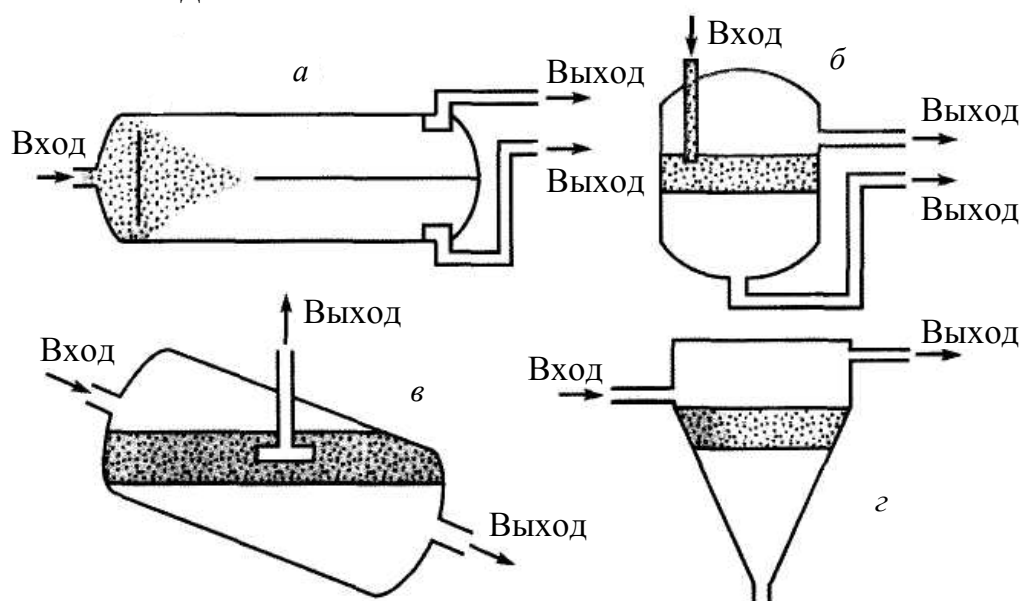


Рис. 4.8. Схемы отстойников непрерывного действия:
а – горизонтальный; б – вертикальный; в – наклонный; г – конический

При гравитационном отстое эмульсия расслаивается под действием силы тяжести на поверхности раздела. При достаточной длине отстойника в выходной его части происходит полное разделение фаз эмульсии.

Большой эффект дает *горячий гравитационный отстой* обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 – 70 °С значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое.

Отстойник горизонтальный ОГ-200П (рис. 4.9) предназначен для обезвоживания нефти, а также сепарации оставшегося в нефтяной эмульсии газа. Аппарат устанавливается после сепаратора нефти и представляет собой цилиндрическую ёмкость с эллиптическими днищами. Отстойник ОГ-200П работает в режиме полного заполнения с подогревом эмульсии. Водонефтяная эмульсия поступает через входной штуцер 1 в отстойник нефти. Для равномерного распределения жидкости по объёму аппарата на входе установлен отбойник-распределитель 2, представляющий собой трубу диаметром 700 мм, содержащую 64 ряда отверстий (в каждом ряду 285 отверстий с продольным вырезом шириной 6 мм и длиной 60 мм).

Обезвоженная нефть отводится сверху через трубный сборник 3. Отстоявшаяся вода через распределительное устройство направляется в отстойник воды. Сброс воды осуществляется по сигналу датчика межфазного уровня «нефть – вода» через регулирующий клапан 5. За счет большого времени пребывания и создания условий повторного перемешивания жидкости в отстойнике обеспечивается достаточно полное отделение воды от нефти.

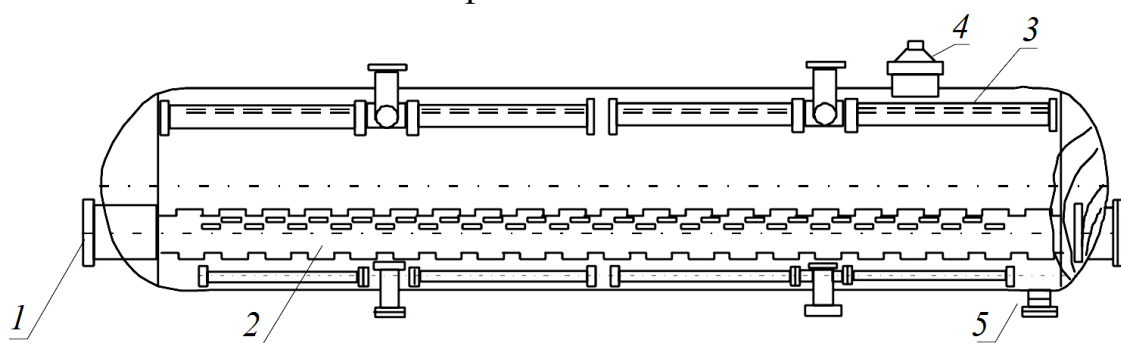


Рис. 4.9. Общий вид аппарата ОГ-200П:

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – отбойник-распределитель эмульсии; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа; 5 – клапан сброса воды

Недостатком гравитационных методов обезвоживания является их малая эффективность.

Более эффективны методы химические, термохимические, а также электрохимические. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые *деэмульгаторами*. В качестве деэмульгаторов используют ПАВ. Их вводят в состав нефти в небольших количествах (от 5 – 10 до 50 – 60 г на 1 т нефти). Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, такие как дисолваны, сепаролы, дипроксилыны и др. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти, т.е. при термохимических методах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды.

Электрообезвоживание нефти связано с пропуском нефти через специальные аппараты – *электродегидраторы*, где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20 – 30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры 50 – 70 °С.

Электродегидратор ЭГ-200-10 (рис. 4.10) представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, устанавливаемый на двух седловых опорах, оснащенный штуцерами для входа эмульсии, выхода нефти, выхода воды, необходимыми технологическими штуцерами и штуцерами для КИПиА, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти.



Рис. 4.10. Внешний вид электродегидратора ЭГ-200-10

Электрическое поле в электродегидраторе создается системой двух заземленных и двух высокопотенциальных электродов, размещенных в верхней части аппарата. Заземленные электроды представляют собой решетчатый настил, состоящий из трех секций. Высокопотенциальные электроды включают горизонтальную решетку из прутков 12 мм. В верхней части аппарата размещена система электропитания, включающая установленный на площадке обслуживания высоковольтный источник питания типа ИПМ-25/15 УХЛ1, и изолятор проходной типа ИПФ 25, соединенный с источником высоковольтным кабелем, входящим в комплект поставки источника. Аппарат снабжен необходимыми штуцерами для манометра, термопары, уровнемера, предохранительного клапана, двумя люками-лазами для возможности доступа в нижнюю и верхнюю части аппарата (в верхний люк-лаз врезан штуцер для вывода нефти). По нижней образующей врезан шламовый люк, в который врезаны штуцера для откачки и сброса воды.

Нефть с поданной в нее промывочной водой вводят в аппарат через штуцер. Она проходит по коллектору и отводам, истекая из отверстий. По мере подъема нефти из нее выделяются капли воды, количество и размер оставшихся в нефти капель уменьшаются по высоте аппарата. До уровня нижней решетки электродной системы доходят только мелкие капли воды; поскольку под этой решеткой, находящейся под высоким напряжением, существует электрическое поле, в его объеме происходят коалесценция капель воды, их укрупнение и осаждение. Однако напряженности электрического поля под нижней решеткой недостаточно для коалесценции наиболее мелких капель воды, которые заносятся потоком нефти в область сильного электрического поля, создаваемого в объеме между прутками электродной системы. Нефть, проходя через электродную систему, окончательно обезвоживается. Вместе с водой из нефти удаляются и содержащиеся в ней соли.

При промысловом обезвоживании нефти остаточное содержание хлористых солей может колебаться в довольно широких пределах: от 20 до 1000 мг/л. Поэтому обычно при подготовке сырых нефтей с высокой минерализацией пластовых вод после ступени глубокого обезвоживания предусматривается дополнительный процесс – *обессоливание*, который заключается в промывке обезвоженной нефти пресной водой. Расход промывочной воды может колебаться от 3–5 до 10–15 %.

Одним из наиболее распространенных методов обессоливания нефти является растворение солей пресной водой. Технология выполнения этого метода очень проста. В частично подготовленную нефть с большим содержанием солей добавляется пресная вода. Соли, находящиеся в нефти, растворяются в пресной воде и затем при обезвоживании удаляются вместе с водой. Если содержание солей в нефти не соответствует нормам, процесс повторяют или увеличивают количество подаваемой пресной воды.

Перспективным направлением в совершенствовании технологического процесса обессоливания нефти является использование распыленного ввода промывочной пресной воды в обезвоженную нефть. Это может быть достигнуто впрыскиванием под давлением промывочной воды в нефть через насадку специальной конструкции. В качестве распылителя промывочной воды в обрабатываемую нефть удобно использовать *регулируемый гидродинамический диспергатор*. Преимуществом таких устройств является то, что на основном потоке обрабатываемой нефти не создается какого-либо дополнительного перепада давления, что чрезвычайно важно при напорной системе подготовки нефти.

Интересным приемом, позволяющим увеличить глубину обессоливания нефтей, является введение в обезвоженную нефть минерализованных стоков, выполняющих роль подвижной коалесцирующей среды. Этот прием при повышении объема вводимых в трубопровод стоков и соблюдении необходимого дисперсионного состава воды и гидродинамического режима работы трубопровода – перспективное направление в процессах обессоливания нефти.

4.3. Технологические процессы промысловой подготовки газа

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании больше, чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. В при-

сутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования. Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования, поэтому его целесообразно отделить на промыслах.

Процессами промысловой подготовки природного газа являются:

- **очистка** от механических примесей;
- **осушка** от паров воды;
- **извлечение** тяжелых углеводородов, сероводорода и углекислого газа;
- **одоризация** – придание газу характерного запаха.

Требования к качеству газу, подготовленному к транспорту, регламентированы отраслевым стандартом ОСТ 51.40–93 (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Показатели качества подготовки газа

Показатель	Значения для климатических районов			
	умеренного		холодного	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
Точка росы по влаге, °С, не выше	-3	-5	-10	-20
Точка росы по углеводородам, °С, не выше	0	0	-5	-10
Масса сероводорода, г/м ³	Не более 0,007			
Масса меркаптановой серы, г/м ³	Не более 0,016			
Объемная доля кислорода, %	Не более 0,5		Не более 1,0	
Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа	Не менее 32,5			
Температура газа, °С	Устанавливается проектом			
Абсолютная влажность, г/м ³	Не более 0,1			
Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей	По согласованию с ПХГ, ГПЗ и промыслов			

Несоблюдение требований, предъявляемых к качеству природного газа, приводит к порче оборудования, к большому перерасходу средств, а иногда и к авариям, убыток от которых не всегда поддается точному учету.

Для **очистки** природного газа от механических примесей используются аппараты двух типов:

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);
- работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители).

Промысловые аппараты работают по принципу выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или по принципу использования действия центробежных сил при специальной закрутке потока. Поэтому промысловые аппараты очистки делятся на *гравитационные* и *циклонные*. Гравитационные аппараты, в свою очередь, подразделяются на *вертикальные* и *горизонтальные*.

Вертикальные гравитационные сепараторы рекомендуют для очистки газов, содержащих твердые частицы и тяжелые смолистые фракции, так как они имеют лучшие условия очистки и дренажа.

На рис. 4.11 изображен **гравитационный односекционный сепаратор**. Он имеет тангенциальный подвод газа 2 (скорость в нем достигает 15 – 20 м/с), что способствует выпадению в сепараторе твердой взвеси и капельной влаги. В основном он работает по принципу выпадения взвеси при малых скоростях восходящего потока газа. Опыт эксплуатации показал, что скорость газа на выходе из сепаратора не должна превышать 0,1 м/с при давлении 6 МПа.

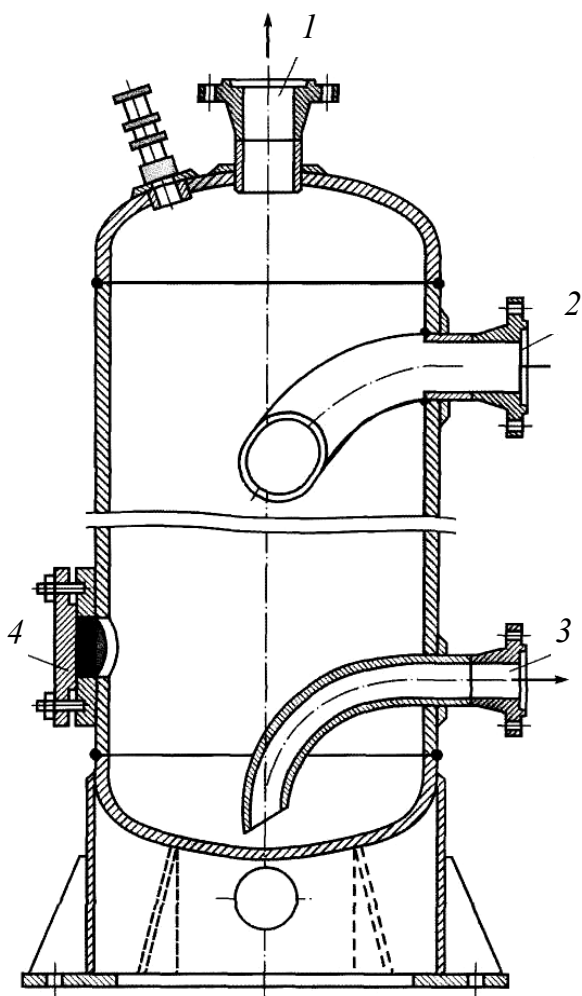


Рис. 4.11. Общий вид гравитационного односекционного сепаратора:
1 – выходной патрубок; 2 – входной патрубок; 3 – люк для удаления продуктов очистки; 4 – патрубок для продувки сепаратора

В связи с большой металлоемкостью и недостаточной эффективностью гравитационные сепараторы применяют редко.

На рис. 4.12 изображен общий вид **циклонного сепаратора**. Корпус циклона и патрубок для выхода газа образуют внутреннее кольцевое пространство. В нижней части имеется отверстие для отвода осадка из циклона. При тангенциальном вводе газ в сепараторе приобретает в кольцевом пространстве и конусе вращательное движение, вследствие чего из газа выпадают механические взвеси (твердые и жидкие) и опускаются в сборный бункер.

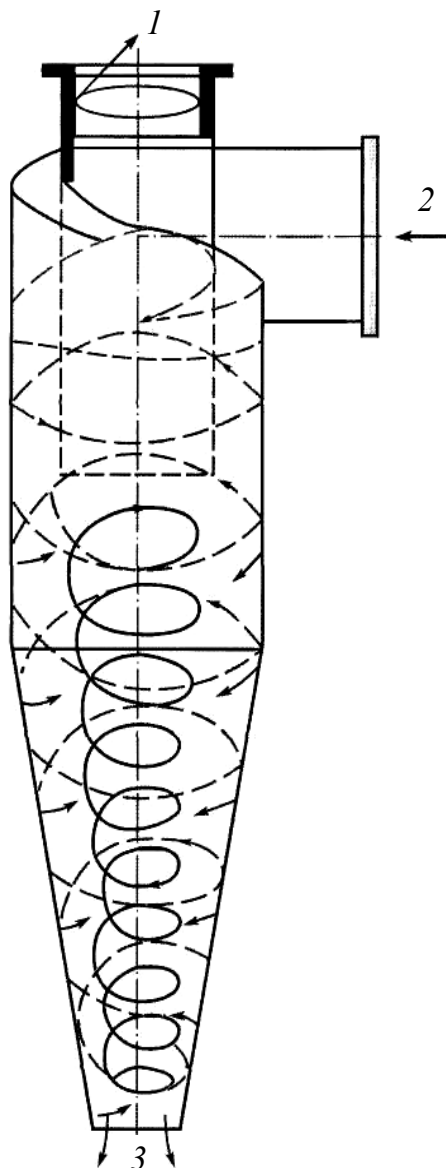


Рис. 4.12. Общий вид циклонного сепаратора:
1 – выход газа; 2 – вход газа;
3 – удаление продуктов очистки

Газ с уменьшенной скоростью выходит через верхний патрубок.

Для очистки газа от механических примесей на отечественных газопроводах применяют **установки с масляными пылеуловителями** (рис. 4.13). Природный газ G , пройдя пылеуловители 1, направляется в компрессорный цех. Пылеуловители заполнены маслом. По мере загрязнения масло $MЗ$ перекачивается из пылеуловителей 1 в отстойники 7. Свежее масло $МС$ поступает в пылеуловители самотеком из масляного аккумулятора 2. Предварительно в аккумуляторе и пылеуловителях выравнивается давление. В масляный аккумулятор масло подается насосом 3 из мерного бака 5 или из бака свежего масла 4. При этом аккумулятор отключают от пылеуловителей и находящийся в них газ выпускают в атмосферу. В мерный бак масло поступает самотеком из отстойников 7. Отбросное масло $МО$ вместе со шламом, накапливающимся в нижней части отстойников, спускают в сборную емкость 6.

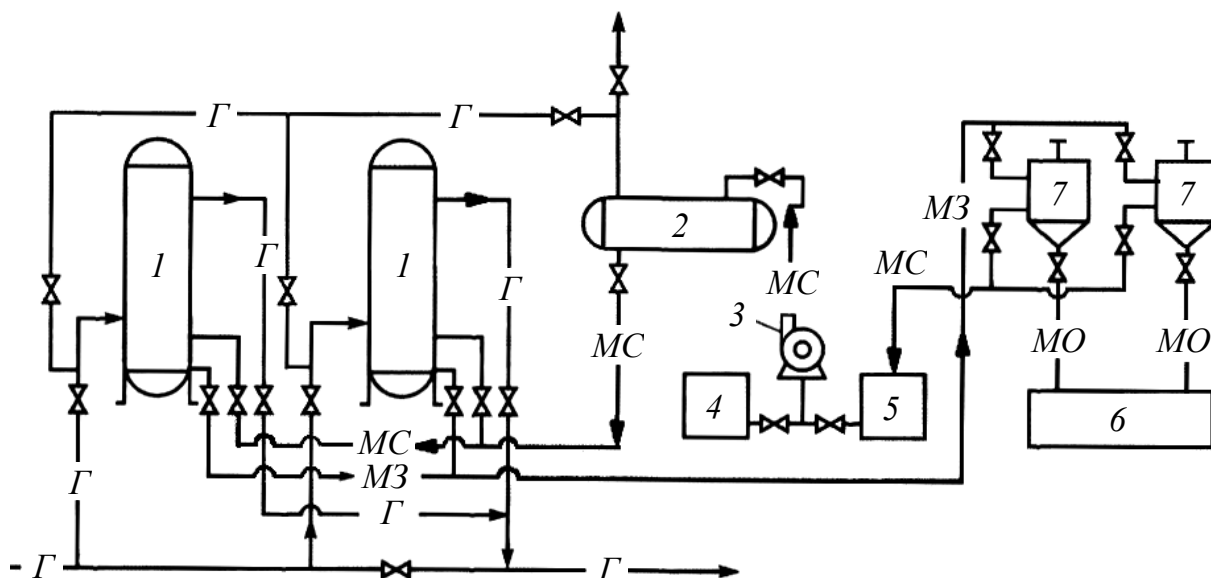


Рис. 4.13. Технологическая схема установки пылеуловителей

Вертикальный масляный пылеуловитель (рис. 4.14) представляет собой вертикальный стальной цилиндр со сферическим днищем, рассчитанным на рабочее давление в газопроводе.

Диаметр пылеуловителя составляет 1080 – 2400 мм. Внутри пылеуловителя находятся устройства, обеспечивающие контакт масла с газом и отделение частиц масла от газа при выходе его из аппарата. Газ поступает в пылеуловитель через входной патрубок 7. Благодаря отбойному козырьку 8 газ меняет свое направление и движется к поверхности масла, находящегося в нижней части аппарата. Крупные посторонние частицы при этом сразу же выпадают и оседают на дно. Уровень масла устанавливается на расстоянии 25 – 30 мм от концов вертикальных трубок 3. При этом газ устремляется вверх, захватывая с собой частицы масла. В трубках 3, а далее в средней свободной части пылеуловителя газ интенсивно перемешивается с маслом, которое поглощает содержащиеся в газе частицы, а также поступающий вместе с газом конденсат тяжелых углеводородов.

При этом уровень масла повышается. По мере выхода газа из вертикальных трубок скорость его резко уменьшается. Более крупные частицы жидкости при этом выпадают и по дренажной трубке 4 стекают вниз. Из свободной средней части пылеуловителя газ и масляный туман поступают в его верхнюю часть, а оттуда в жалюзийное сепарационное устройство 1, в котором отбирается мелкозернистая взвесь. Очищенный газ выходит через патрубок 2. Загрязненное масло удаляется из поддона через дренажную трубку 5. Полная очистка пы-

леуловителя производится 3 – 4 раза в год через люк 6. Количество заливаемого масла в пылеуловитель диаметром 2400 мм не превышает 1,5 – 2,0 м³. Чтобы обеспечить нормальную работу пылеуловителей, необходимо поддерживать постоянный уровень масла. Пропускная способность вертикальных масляных пылеуловителей при заданном давлении ограничивается скоростью потока газа в контактных трубках, которая не должна превышать 1 – 3 м/с.

Преимущество вертикального масляного пылеуловителя по сравнению с другими конструкциями пылеуловителей заключается

в высокой степени очистки (общий коэффициент очистки достигает 97 – 98 %). К недостаткам относятся большая металлоемкость, наличие жидкости и ее унос (допускается не более 25 г на 1000 м³ газа), большое гидравлическое сопротивление (0,0350–0,05 МПа), чувствительность к изменению уровня жидкости и др.

Природные газы в определенных термодинамических условиях вступают в соединение с водой, образуя **гидраты**, которые, скапливаясь в промысловых и магистральных газопроводах, существенно увеличивают их гидравлическое сопротивление, а также усиливают коррозию трубопроводов и оборудования.

Гидраты представляют собой соединения молекулярного типа, возникающие за счет действия сил притяжения. Молекулы воды при образовании гидратов как бы раздвигаются молекулами газа. Образующиеся при этом полости между молекулами воды полностью или частично заполняются молекулами газа.

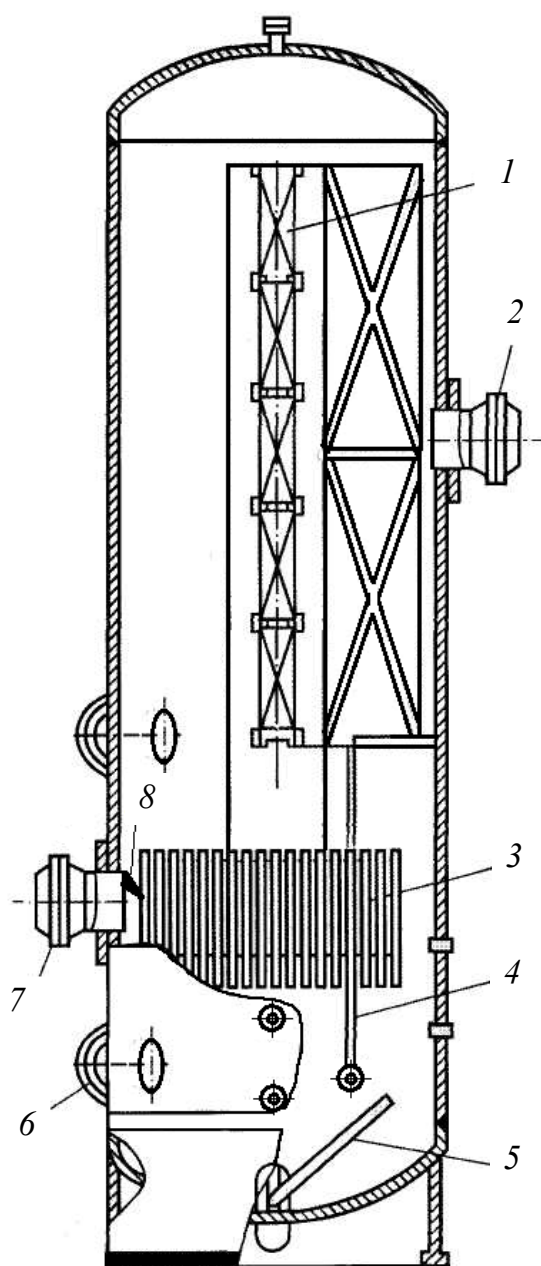


Рис. 4.14. Общий вид вертикального масляного пылеуловителя

Гидраты природных газов представляют собой неустойчивые соединения, которые при повышении температуры или понижении давления разлагаются на газ и воду. По внешнему виду это белая кристаллическая масса, похожая на снег или лед. Если природные газы содержат кислые примеси, то процесс гидратообразования ускоряется.

На практике для оценки влажности газа часто пользуются **абсолютной влажностью**, выраженной массой паров воды (г) в единице объема газа (м^3), приведенного к нормальным условиям ($20\text{ }^\circ\text{C}$ и $0,1013\text{ МПа}$).

Относительная влажность – это выраженное в процентах или в долях единицы отношение количества водяных паров, содержащихся в газовой смеси, к количеству водяных паров в том же объеме и при тех же температуре и давлении при полном насыщении.

Точка росы газа – это значение температуры газа, при которой водяной пар, содержащийся в газе, становится насыщенным над плоской поверхностью воды, т.е. температура, при которой газ становится полностью насыщенным при данных давлении и влажности.

Осушка газа является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральных газопроводах при больших объемах транспортируемого газа. При промысловой подготовке газа к дальнему транспорту его осушают сорбционным способом или охлаждением газового потока. В результате осушки точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировке газа, но не ниже температуры, установленной ОСТ 51.40–93.

Для осушки газа используются следующие методы:

- низкотемпературная сепарация;
- абсорбция;
- адсорбция.

Абсорбенты – жидкие сорбенты, применяемые для осушки природных и нефтяных газов. Они должны иметь высокую растворимость в воде, низкую агрессивность, стабильность по отношению к газовым компонентам, простоту регенерации, малую вязкость, низкую упругость паров при температуре контакта, слабое поглощение углеводородных компонентов газа, пониженную способность к образованию пены или эмульсий. Такие свойства имеет **этиленгликоль** (ЭГ) ($\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$), **диэтиленгликоль** (ДЭГ) ($\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_3$) и **триэтиленгликоль** (ТЭГ) ($\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$).

Диэтиленгликоль получают реакцией соединения двух молекул этиленгликоля с образованием молекулы воды. В химическом плане это вязкая гигроскопичная бесцветная жидкость без запаха, сладковатого вкуса с молекулярной массой 106,12 г/моль, плотностью 1,117 г/см³ и температурой кипения 518,8 К при давлении 0,1013 МПа.

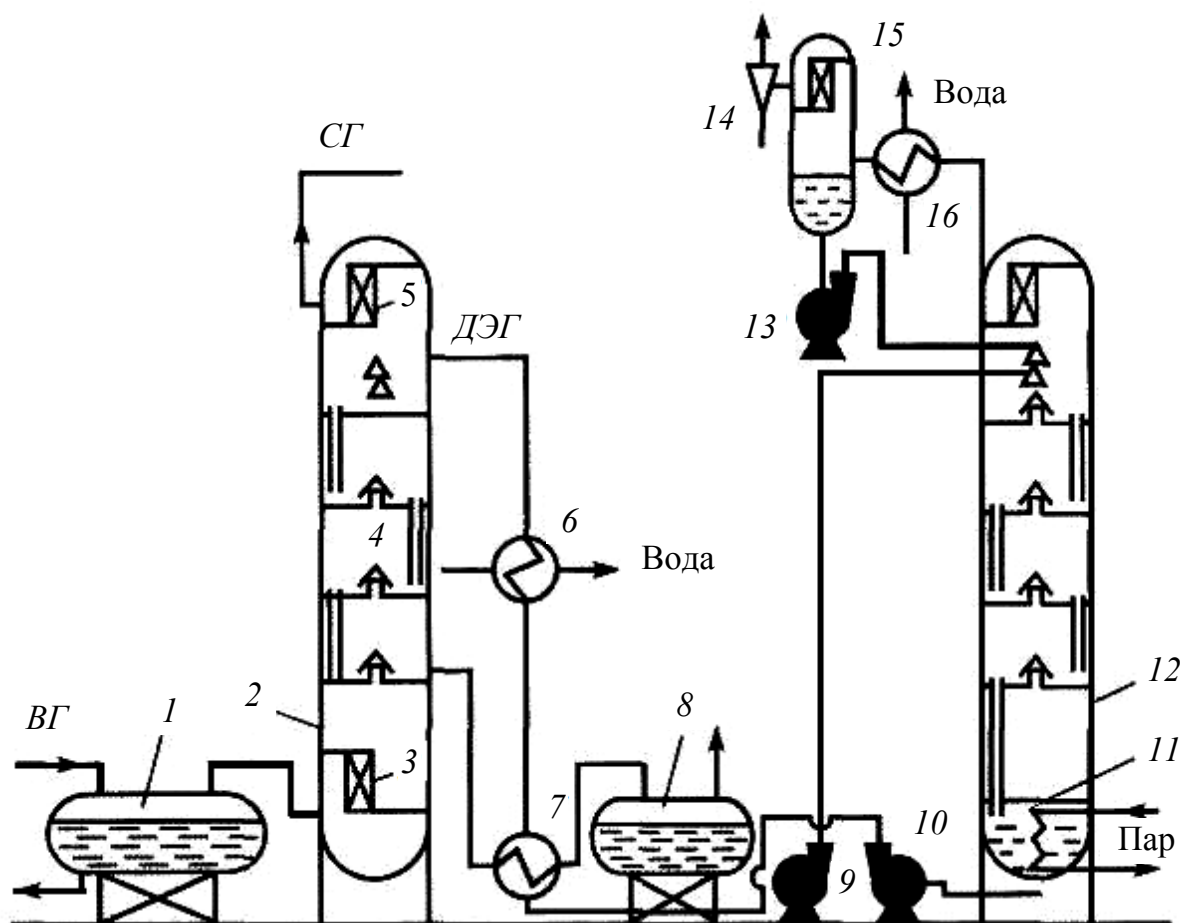


Рис. 4.15. Технологическая схема абсорбционной установки

На рис. 4.15 изображена схема **абсорбционной установки**, получившая широкое распространение на газовых месторождениях. Влажный газ *ВГ* с промысла проходит сепаратор *1*, где осаждается капельная влага, и поступает в нижнюю часть **абсорбера** *2*. Сначала газ направляется в нижнюю скрубберную секцию *3*, в которой дополнительно очищается от взвешенных капель влаги благодаря большой поверхности контакта с насадками. Затем газ движется вверх, последовательно проходя через тарелки *4*, поднимаясь вверх. Число колпачковых тарелок в абсорбере *4* – 12. Навстречу потоку газа протека-

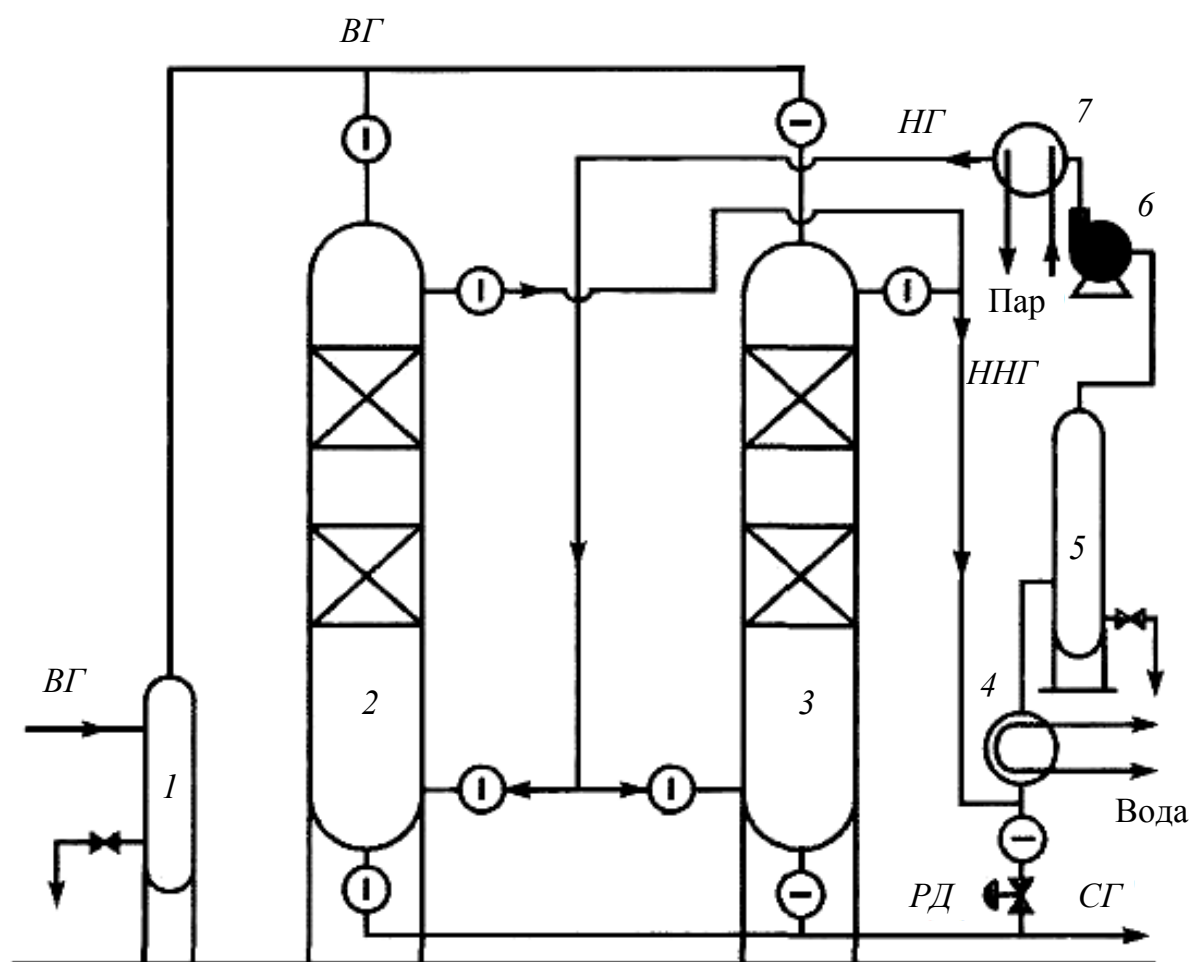
ет 95 – 97 %-ный раствор *ДЭГ*, вводимый в абсорбер насосом 10. Осушенный вследствие контакта с раствором сухой газ *СГ* проходит через верхнюю скрубберную секцию 5, где освобождается от захваченных капель раствора и направляется в газопровод. Насыщенный раствор, содержащий 6 – 8 % влаги, с нижней глухой сборной тарелки абсорбера поступает в теплообменник 7, в котором нагревается встречным потоком регенерированного раствора, а далее проходит через выветриватель 8, где из него выделяется растворенный газ, который используется затем на собственные нужды. Из выветривателя насыщенный *ДЭГ* насосом 9 закачивается в выпарную колонну – **десорбер** 12, где осуществляется регенерация раствора.

Десорбер состоит из двух частей: собственно колонны тарельчатого типа, в которой из насыщенного раствора *ДЭГ*, стекающего вниз, выпаривается влага встречным потоком острого водяного пара и паров *ДЭГ*; кипяtilьника-испарителя 11, в котором происходит нагревание раствора гликоля и испарение воды. В кипяtilьнике поддерживается температура раствора гликоля в пределах 423 – 433 К, а в верхней части десорбера – 378 – 380 К. Это достигается за счет орошения верхней части колонны водой с температурой 303 К, что позволяет сконденсировать пары *ДЭГ* и уменьшить его потери. Водяной пар из десорбера 15 поступает в конденсатор 16, где основная часть пара конденсируется, собирается вакуумным насосом 14 и направляется на сжигание. Часть полученной воды, содержащей *ДЭГ*, подается в верхнюю часть колонны насосом 13 для орошения и поддержания температуры 105 – 107 °С. Регенерированный раствор *ДЭГ* насосом 10 прокачивается через теплообменник 7 и холодильник 6, где его температура снижается, и вновь поступает на верхнюю тарелку абсорбера.

Экономичность работы абсорбционных установок в значительной степени зависит от потерь сорбента. Для снижения этих потерь в первую очередь необходимо строго поддерживать расчетный температурный режим десорбера, тщательно сепарировать газ и водяной пар на выходе соответственно из абсорбера и десорбера и по возможности исключить пенообразование при контакте с абсорбентом за счет специальных добавок.

Адсорбент – это твердый поглотитель влаги. В качестве твердых поглотителей влаги в газовой промышленности применяют активированную окись алюминия или **боксит**, который на 50 – 60 % состоит из Al_2O_3 . Активизируется боксит при температуре 633 К в те-

Схема *адсорбционной установки* изображена на рис. 4.16. Влажный газ *ВГ* через сепаратор *1* поступает в *адсорбер 2*, где проходит через несколько слоев активированного боксита, насыпанного на тарелки с перфорированным основанием 2. Толщина одного слоя не превышает 60 см. Проходя через боксит, газ освобождается от влаги. Сухой газ *СГ* направляется в газопровод. После определенного промежутка времени в зависимости от загрузки боксита и объемной скорости газа (обычно 12 – 16 ч) адсорбер переводят на восстановление (регенерацию), а влажный газ переключают на второй адсорбер, который уже прошел регенерацию.



132

Преимущества адсорбции перед абсорбцией: низкая точка росы газа; простота регенерации поглотителя; компактность, простота конструкции и низкая стоимость установки.

Боксит регенерируют (осушают), продувая через него горячий газ. При этом из боксита выделяется вся влага, поглощенная им из газа в процессе осушки.

Регенерацию боксита в адсорбере 3 проводят следующим образом (см. рис. 4.16). При пуске адсорбера на регенерацию определенное количество газа, требуемое для заполнения системы регенерации, отводят от линии сухого газа через регулятор давления *РД* (при давлении, несколько большем 0,1013 МПа). Этот газ поступает сначала в холодильник 4 и далее в сепаратор 5. Газодувкой 6 под давлением не более 3 МПа газ подается в подогреватель 7, где он нагревается до температуры 473 К, далее нагретый газ *НГ* поступает в адсорбер, в котором регенерируют боксит. По выходе из адсорбера нагретый насыщенный газ *ННГ* поступает в холодильник 4, а затем в сепаратор 5, где отделяется влага, поглощенная в адсорбере. В результате повторных циклов регенерирующего газа (газодувка – подогреватель – адсорбер – холодильник – сепаратор – газодувка) боксит осушается и может снова поглощать воду из газа.

Для глубокой осушки применяют *молекулярные сита*, обычно называемые *цеолитами*. Цеолиты представляют собой сложные неорганические полимеры с кристаллической решеткой. Форма кристалла цеолита – куб. На каждой из его шести сторон выполнены щели, через которые влага проникает во внутреннее пространство. Каждый цеолит имеет свой размер щелей, образованных атомами кислорода (от $3 \cdot 10^{-7}$ до $10 \cdot 10^{-7}$ мкм). Благодаря этому цеолиты способны сорбировать в основном мелкие молекулы, т.е. при адсорбции происходит отсеивание более мелких молекул от более крупных. Мелкие молекулы проникают во внутреннее пространство кристалла и застревают в нем, а крупные молекулы не проходят и, следовательно, не будут сорбироваться. Цеолиты, применяемые в виде порошка или гранул с размерами до 3 мм, обладают высокой пористостью (до 50 %) и огромной поверхностью пор. Необходимо отметить высокую поглощающую способность цеолитов при низкой относительной влажности газа или при малом парциальном давлении водяных паров, что обеспечивает осушку газа до очень низкой точки росы (до 173 К). Их активная поглотительная способность достигает 14 – 16 г воды на 100 г цеолита при парциальном давлении водяных паров 50 Па и превышает активность силикагеля и боксита почти в 4 раза.

Преимуществом молекулярных сит является их хорошая погло-
тительная способность при высоких температурах (до 373 К она
уменьшается весьма незначительно). В то же время погло-
тительная способность боксита уже при температуре 311 К снижается в не-
сколько раз, а при температуре 373 К практически равна нулю. Цео-
литы выдерживают до 5000 циклов регенерации, теряя при этом око-
ло 30 % своей погло-
тительной способности.

Низкотемпературная сепарация газов (НТС) позволяет в за-
висимости от глубины охлаждения извлекать от 80 до 100 % тяжелых
углеводородов и осушать газ при транспортировке однофазного ком-
понента до необходимой точки росы по влаге и углеводородам. На
практике применяют низкотемпературную сепарацию, при которой
получают относительно невысокие температуры как за счет использо-
вания пластового давления, так и искусственного холода.

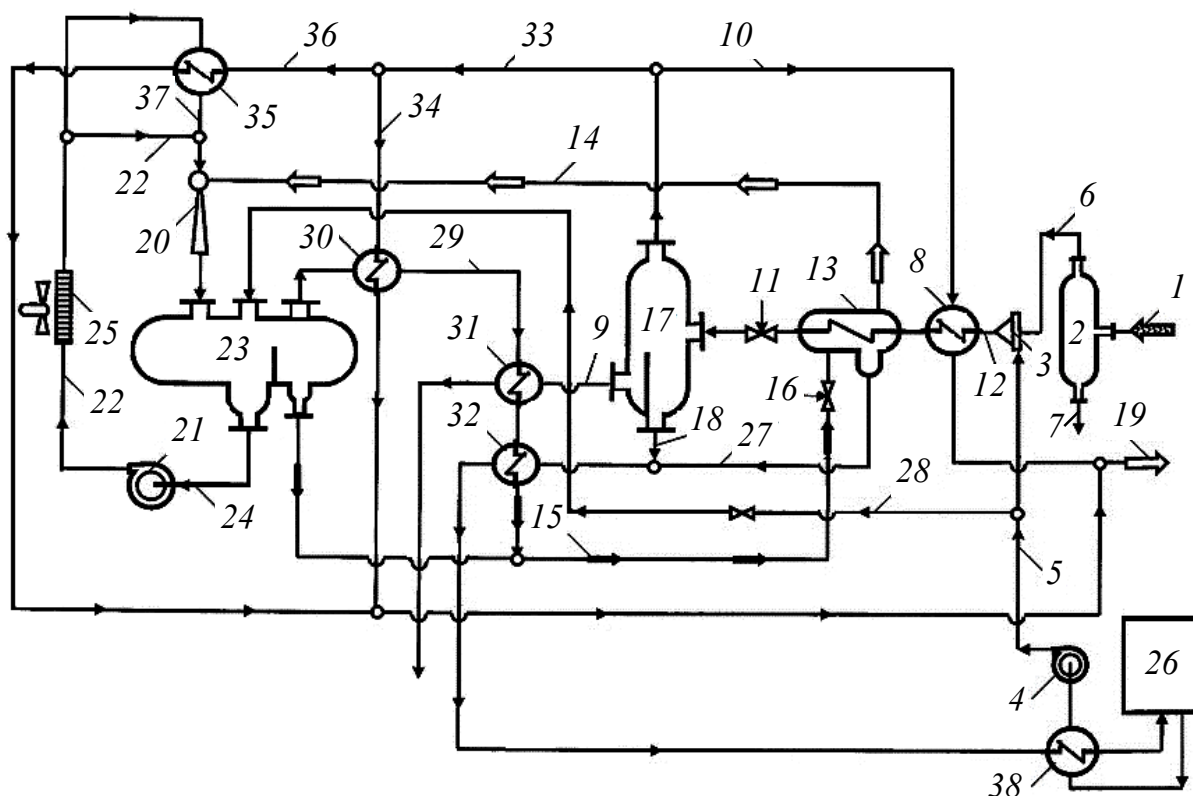


Рис. 4.17. Технологическая схема НТС на газосборном пункте

Принципиальная технологическая схема **установки НТС**
(патент РФ № 2439452) приведена на рис. 4.17. В качестве хладагента
используют пропан, а в качестве ингибитора гидратообразования – ЭГ.
Первичная очистка или сепарация от капельной жидкости и механиче-

ских примесей углеводородного газа, подаваемого по линии 1, производится в сепараторе 2. Ввод ЭГ в поток очищенного углеводородного газа производится через смеситель 3. ЭГ подается насосом 4 по линии 5. Поток очищенного газа подается по линии 6, а сброс воды производится по линии 7. Охлаждение очищенного газа производят в теплообменнике 8 рекуперацией холода подготовленного газа. Подготовленный газ подается по линии 10, а очищенный углеводородный газ – по линии 12. Очищенный углеводородный газ охлаждают в испарителе 13 жидким пропаном. Подачу жидкого пропана на охлаждение углеводородного газа производят по линии 15 со сбросом его давления на дросселе 16. Далее очищенный охлажденный газ через дроссель 11 попадает в сепаратор 17, где производят отделение охлажденного газа от сконденсированной жидкой фазы (линия 9) и ЭГ (линия 18). Отвод подготовленного потребителю газа после рекуперации его холода производят по линии 19.

Из испарителя 13 по линии 14 подают пары пропана на охлаждение и сжижение. Сжатие и охлаждение пропана производят в эжекторе 20 путем его всасывания ЭГ, подаваемым насосом 21 по линии 22. Смесь, полученную в результате этого, разделяют в сепараторе 23 на пропан и ЭГ, отводимый по линии 24. Пропан по линии 15 подают на охлаждение газа, а ЭГ нагнетают насосом 21, охлаждают в аппарате воздушного охлаждения 25 и в теплообменнике 35 и подают в эжектор 20 по линиям 22 и 37. В теплообменник 35 подготовленный газ для рекуперации холода подается по линиям 33 и 36.

Эжектор – устройство, в котором происходит передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой. Эжектор, работая по закону Бернулли, создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем переносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды.

ЭГ регенерируют в блоке 26, удаляя из него водный компонент. В блок 26 ЭГ, насыщенный водным компонентом, подают из сепаратора 17 по линии 18. Дополнительно производят разделение пропана и ЭГ в испарителе 13 при охлаждении углеводородного газа. ЭГ из испарителя 13 подают по линии 27 в блок 26. Регенерированный ЭГ после охлаждения в теплообменнике 38 подают насосом 4 по линии 5 в смеситель 3, а затем по питательной линии 28 в сепаратор 23.

В установке пропан из сепаратора 23 перед подачей по линии 29 на охлаждение очищенного углеводородного газа дополнительно ох-

лаждают до температуры 15 °С и сжижают потоком подготовленного газа, который имеет температуру –25 °С, в теплообменнике 30 и в теплообменниках 31 и 32 жидкой фазой (сконденсированными углеводородами и ЭГ, имеющими температуру –25 °С), отделенной от охлажденного газа в сепараторе 17 и от хладагента в испарителе 13. Подготовленный газ подается по линиям 33 и 34, жидкая фаза – по линиям 9, 18 и 27.

Если на устье скважины температура и давление газа достаточно высоки, то в установке НТС устанавливаются дополнительные источники холода **детандеры (турбодетандеры)**.

Детандер – устройство, преобразующее потенциальную энергию газа в механическую энергию, в котором газ, расширяясь, совершает работу и охлаждается. Детандер позволяет получить более глубокое охлаждение газа, а также продлить срок службы установок НТС. Применение искусственного холода (холодильных машин) в установках НТС позволяет обрабатывать газ до конца разработки месторождения, но при этом капитальные вложения в обустройство промысла увеличиваются в 1,5 – 2,5 раза.

В составе природных газов многих месторождений содержатся сернистые компоненты и углекислый газ, так называемые кислые газы. Сернистые соединения отравляют катализаторы в процессах переработки газа, при сгорании образуют SO₂ и SO₃, высокое содержание которых в воздухе опасно для человека и окружающей среды. Сероводород H₂S и углекислый газ CO₂ в присутствии воды вызывает коррозию стальных труб, оборудования трубопроводов, компрессорных машин и т. д. Их присутствие ускоряет гидратообразование.

Для **извлечения сернистых компонентов** из природного газа применяют главным образом абсорбционные регенеративные процессы. Сернистые компоненты из газа извлекают в процессе **химической** или **физической абсорбции**. Затем при регенерации насыщенного абсорбента получают поток кислого газа, направляемый на установку производства серы.

В процессах химической абсорбции применяют водные растворы поглотителей, которые вступают в обратимую реакцию с кислыми компонентами природного газа. В качестве химических поглотителей используют моноэтаноламин, диэтаноламин, дигликольамин, растворы солей щелочных металлов, растворы солей аминокислот и др.

При физической абсорбции кислых газов из потоков природного газа используются органические растворители: метанол, пропиленкарбонат, диметилловый эфир полиэтиленгликоля и др. Процессы физической абсорбции характеризуются высокой степенью насыщения абсорбента кислыми газами и соответственно низкими скоростями циркуляции поглотителя, низкими энергозатратами, небольшими габаритами и простотой оборудования.

Схема **автоматизированной установки** для очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов (патент РФ № 2398615) приведена на рис. 4.18.

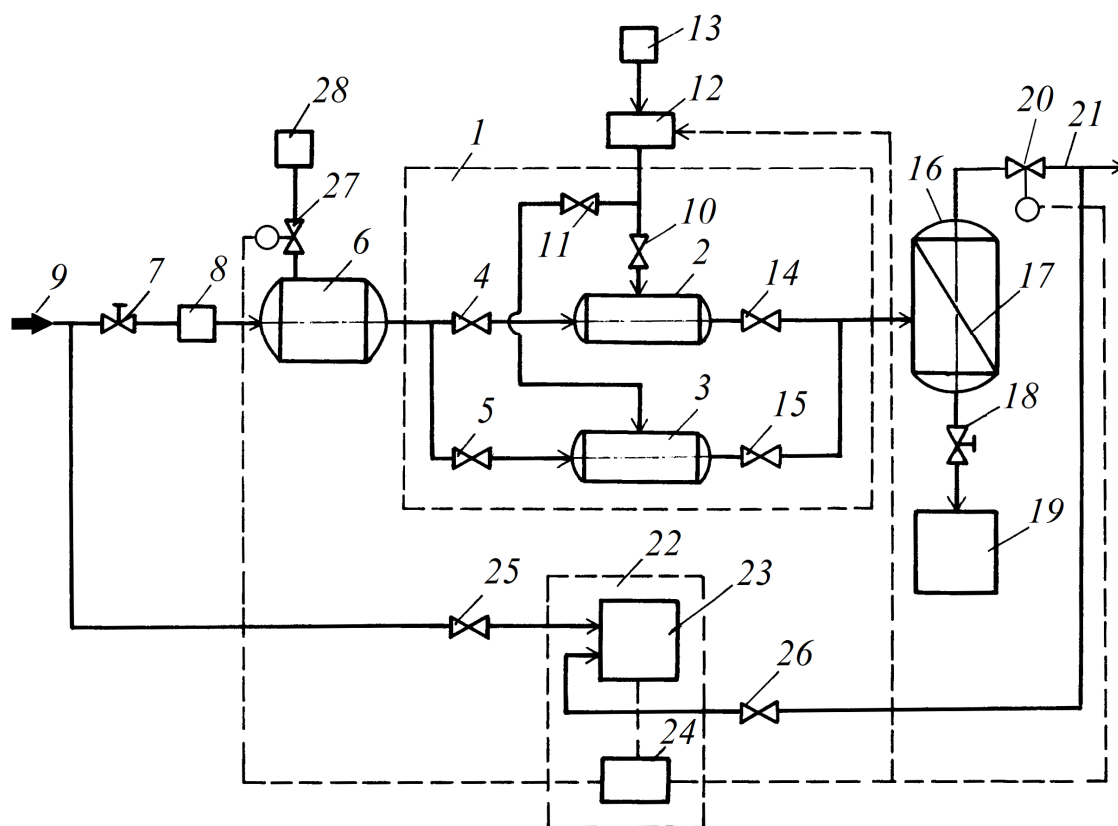


Рис. 4.18. Технологическая схема установки для очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов

Установка для очистки природного или попутного нефтяного газа включает блок формирования газогидратов сероводорода и меркаптанов 1. Блок содержит параллельно установленные рабочий 2 и резервный 3 смесители, один из входов смесителей через задвижки 4 и 5 соединен с выходом теплообменника 6, вход которого через регулятор расхода газа 7 и расходомер газа 8 соединен с источником газа 9. Второй вход смесителей 2 и 3 соответственно через задвижки 10 и 11

11 соединен через дозирующее устройство 12 с источником воды 13. Выходы смесителей 2 и 3 соответственно через задвижки 14 и 15 соединены с входом разделительного сепаратора 16, снабженного сетчатым фильтром 17, установленным наклонно к направлению движения смеси газа и газовых гидратов сероводорода и меркаптанов и к его вертикальной оси. Нижний отвод сепаратора 17 через задвижку 18 соединен с емкостью-накопителем 19, верхний отвод сепаратора 17 соединен через регулятор давления 20 с газопроводом 21 для выхода очищенного газа.

Разделительный сепаратор 16 представляет собой вертикальный цилиндрический сепаратор, снабженный отбойным сетчатым фильтром 17, установленным наклонно к потоку смеси газа и газовых гидратов сероводорода и меркаптанов и к вертикальной оси разделительного сепаратора 16. Имеет один вход и верхний и нижний отводы.

При открытии задвижек 7, 4, 14 и 18 газ проходит через теплообменник 6, который обеспечивает требуемую температуру газа, после чего газ поступает в смеситель 2. Одновременно включают дозирующее устройство 12 для подачи требуемого количества воды в смеситель 2, где происходит перемешивание воды и неочищенного от сероводорода и меркаптанов газа. Смесь газовых гидратов и газа поступает через задвижку 14 в разделительный сепаратор 16, который выделяет из потока газовые гидраты сероводорода, меркаптанов и остаточную воду и удаляет их через нижний отвод и задвижку 18 в емкость-накопитель 19. Очищенный от сероводорода и меркаптанов газ через клапан-регулятор 20 подается в газопровод 21 и далее потребителю или на дополнительную очистку.

Установка содержит блок контроля качества и регулирования очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов 22. Газоанализатор 23 соединен через задвижки 25 и 26 соответственно с источником газа 9 и газопроводом 21. Согласно программе управления, в которую заложены алгоритмы и зависимости параметров, обеспечивающих требуемую степень очистки газа, контроллер 24 подает управляющие сигналы на клапан-регулятор давления 20, дозирующее устройство воды 12 и регулятор подачи охлаждающей жидкости 27, соединенный с источником охлаждающей жидкости 28. Это позволяет автоматически регулировать основные технологические параметры процесса образования газовых гидратов сероводорода и меркаптанов и контролировать качество очистки.

Природный газ, очищенный от сероводорода, не имеет ни цвета, ни запаха. Поэтому обнаружить утечку газа довольно трудно. Чтобы обеспечить безопасность транспорта и использования газа, его **одорируют**, т. е. специально придают резкий и неприятный запах. Для этой цели в газ вводят **одоранты**, в частности этилмеркаптан, сульфид, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, калодорант, пенталарам и др.

Одоризацию газа проводят на головных сооружениях газопровода и газораспределительных станциях. Концентрация паров одоранта в газе должна быть такой, чтобы резкий запах ощущался при объемной концентрации газа, не превышающей $1/5$ от нижнего порога взрываемости. Среднегодовая норма расхода этилмеркаптана составляет 16 г на 1000 м^3 газа. В летнее время расход одоранта примерно в 2 раза меньше, чем зимой.

Устройства, при помощи которых одорант вводится в поток газа, называются **одоризаторами**. Различают капельные, испарительные, барботажные и полуавтоматические одоризаторы.

Капельный одоризатор вводит одорант в газопровод каплями или тонкой струей (рис. 4.19). Одоризатор действует за счет перепада давления, создаваемого диафрагмой 6. Одорант из поплавковой камеры 4 проходит через диафрагму 6, смотровое стекло 7 и по трубке 8 поступает в газопровод 10. В поплавковой камере 4 все время сохраняется постоянный уровень. Расход одоранта можно изменять при помощи сменной диафрагмы.

Испарительный одоризатор вводит пары одоранта в поток газа (рис. 4.20). В резервуар с одорантом частично погружены фланелевые полосы. Над поверхностью одоранта между фланелевыми полосами (фитилями) проходит газ и насыщается одорантом. Резервуар снабжен нагревателем для подогрева одоранта. Температура одоранта, от которой зависит интенсивность испарения, а следовательно, и степень одоризации, поддерживается терморегулятором.

Однако для рассмотренных одоризаторов характерно отсутствие прямой пропорциональной зависимости расхода одоранта от расхода газа, так как ввод одоранта происходит под действием меняющегося столба жидкости, не зависящего от количества проходящего газа. При колебании расхода в течение суток часто приходится менять режим работы установки. Регулировку выполняют вручную игольчатым вентилем, поэтому точность дозирования зависит от опытности обслуживающего персонала.

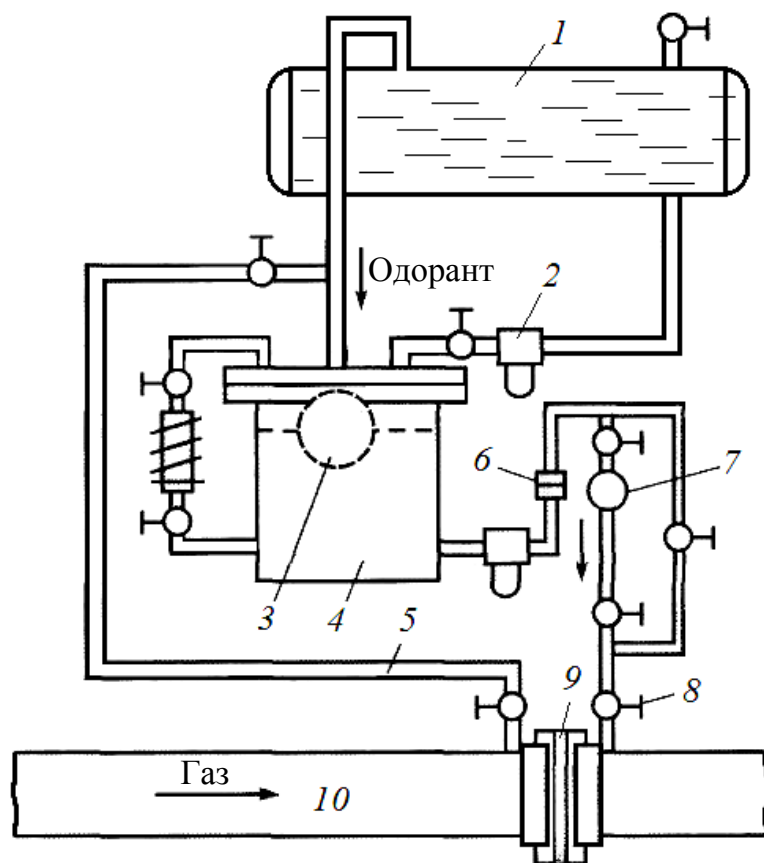


Рис. 4.19. Технологическая схема капельного одоризатора с диафрагмой:
 1 – бачок для одоранта; 2 – фильтр-отстойник; 3 – поплавок; 4 – поплавковая камера; 5 – соединительные трубки; 6 – тонкая диафрагма; 7 – смотровое стекло; 8 – отсекающий клапан; 9 – диафрагма в газопроводе; 10 – газопровод

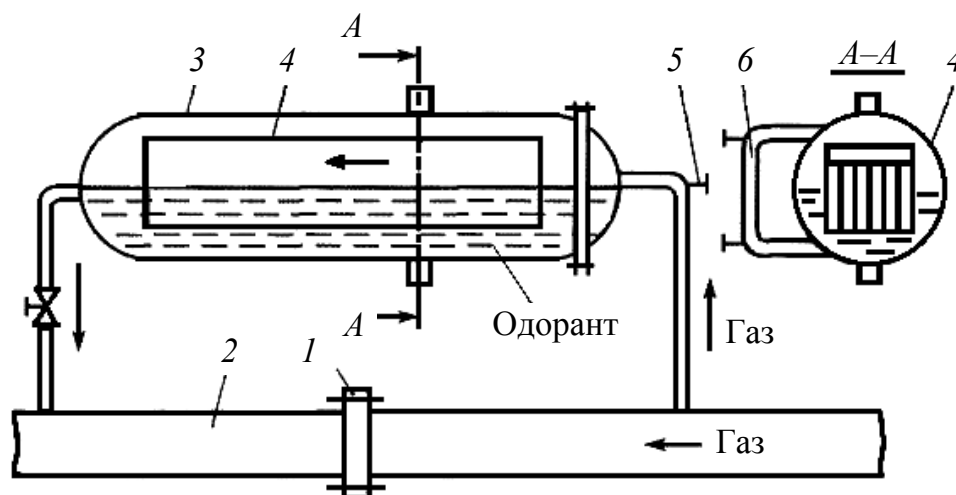


Рис. 4.20. Технологическая схема испарительного одоризатора:
 1 – диафрагма; 2 – газопровод; 3 – резервуар; 4 – вертикально подвешенные фитили; 5 – регулировочный вентиль; 6 – замерная трубка

На современных газораспределительных станциях внедрены **полуавтоматические установки одоризации газа**, которые просты по конструкции, надежны в работе и обеспечивают практически полную пропорциональную зависимость расхода одоранта от расхода газа. Установка работает следующим образом (рис. 4.21). На пути газового потока в газопроводе установлена диафрагма 9, на которой создается определенный перепад давления в зависимости от расхода газа. Газ с давлением p_1 до диафрагмы поступает в бачок 3 с одорантом и создает давление p_2 на столб одоранта. Одорант из бачка 3 через фильтр 2 и калибровочное стекло 1 впрыскивается в газопровод за диафрагмой с давлением p_2 . Давление впрыскивания меняется в зависимости от количества газа, проходящего через диафрагму, и этим достигается пропорциональность расхода одоранта и газа. Уровнемерное стекло 4 используется для наблюдения за расходом одоранта. Емкость 8, предназначенная для заполнения бачка деодорантом, снабжена предохранительным клапаном 5. Давление заполнения бачка поддерживается редуктором 7 и контролируется по манометру 6. При монтаже фланец с соплом крепится к фланцу задвижки 10, что позволяет заменять и чистить сопла. Изменение степени одоризации достигается за счет изменения диаметра сопла. Степень одоризации определяется хроматографическим методом.

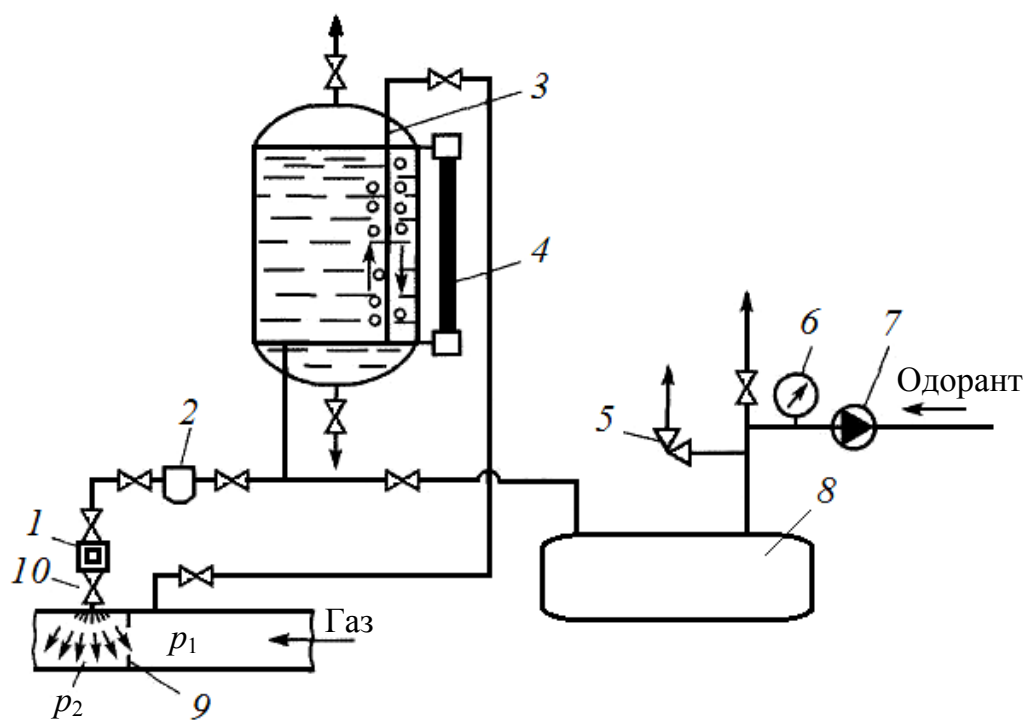


Рис. 4.21. Технологическая схема полуавтоматической одоризационной установки

4.4. Основы трубопроводного транспорта нефти и газа

Промысловые трубопроводы – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей на месте их добычи.

Основной составляющей промыслового трубопровода является **линейная часть** – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная в траншею тем или иным способом.

В настоящее время существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки промысловых трубопроводов: *подземная, наземная и надземная*, а также редко используемая *прокладка в каналах и коллекторах*.

Наземные схемы прокладки преимущественно используются в сильно обводненных и заболоченных районах при высоком уровне грунтовых вод и очень малой несущей способности верхнего слоя грунта, на солончаковых грунтах, при наличии подстилающих скальных пород, а также при пересечении с другими коммуникациями.

Надземную прокладку трубопроводов или их отдельных участков рекомендуется применять в пустынных и горных районах, в болотистых местностях, в районах горных выработок, оползней и в районах распространения многолетней мерзлоты, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

В каналах и коллекторах прокладывают водоводы, теплопроводы, трубопроводы для перекачки высоковязких и застывающих нефтей, в том числе с путевым подогревом, а также трубопроводы в вечномёрзлых грунтах. Для сокращения тепловых потерь стенки каналов изготавливают из теплоизоляционных материалов.

Классификация промысловых трубопроводов:

- *По виду перекачиваемого продукта*: нефтепроводы; газопроводы; нефтегазопроводы; метанолопроводы; конденсатопроводы; ингибиторопроводы; водопроводы; паропроводы; канализационные.
- *По назначению*: самотечные; напорные; смешанные.
- *По рабочему давлению*: низкого (до 0,6 МПа); среднего (до 1,6 МПа); высокого (свыше 1,6 МПа) давления.
- *По способу прокладки*: подземные; наземные; надземные; подводные.
- *По функциям*: выкидные (от устьев скважин до групповой установки); сборные коллекторы (принимающие продукцию от нескольких трубопроводов); товарные (транспортирующие товарную продукцию).

- *По способу изготовления:* сварные; сборные.
- *По форме расположения:* линейные (сборный коллектор представляет собой одну линию); кольцевые (сборный коллектор представляет собой замкнутую кольцевую линию); лучевые (сборные коллекторы сходятся лучами к одному пункту).
- *По материалу:* стальные; чугунные; полимерные; стеклопластиковые; полимерметаллические; комбинированные.
- *По изоляционным покрытиям:* внешние; внутренние; без изоляции.

На нефтяных месторождениях наиболее распространены трубопроводы диаметром от 75 до 350 мм, на газовых месторождениях используются трубопроводы диаметром до 1420 мм.

Магистральным трубопроводом принято называть трубопровод, предназначенный для транспортировки углеводородов из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные углеводородные месторождения.

Согласно СНиП 2.05.06–85*, в состав сооружений магистральных трубопроводов входят:

- подводящие трубопроводы;
- линейные сооружения – трубопровод, система противокоррозионной защиты, линии связи и т.д.;
- головные и промежуточные перекачивающие и тепловые станции;
- конечные пункты.

На магистральных нефтепроводах располагают перекачивающие насосные станции (ПС) с интервалом 100 – 150 км. ПС нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудованы центробежными насосами с приводом от электродвигателя. Подача применяемых в настоящее время насосов составляет 12 500 м³/ч. В начале нефтепровода находится головная перекачивающая станция (ГПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов. ГПС отличается от промежуточных тем, что на ее площадке установлен резервуарный парк объемом, равным двух- или трёхсуточной пропускной способности нефтепровода.

Перекачивающие компрессорные станции (КС) магистральных газопроводов располагаются вдоль трассы с интервалом 100 – 200 км. Оборудуют КС газопроводов поршневыми или центробежными компрессорами с приводом от поршневых двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и электродвигателей. Обычно центробежные компрессоры работают группами по два или три последовательно, не-

сколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн м³/сут, а давление на выходе станции – 10 МПа. При высоком пластовом давлении в первый период эксплуатации месторождения газопровод может работать без головной компрессорной станции. Когда месторождение вступает в стадию падающей добычи, на промысле устанавливают дожимные компрессорные станции.

Конечный пункт нефтепровода – либо сырьевой парк НПЗ, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу. Конечный пункт нефтепродуктопровода – резервуарный парк перевалочной или крупной распределительной нефтебазы.

Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям (ГРС) и контрольно-распределительным пунктам (КРП), на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта или потребителям.

На ГРС как конечных пунктах газопроводов осуществляются:

- 1) снижение давления газа до заданной величины;
- 2) автоматическое поддержание этого давления;
- 3) количественный учет газа.

Современные автоматизированные ГРС по форме обслуживания подразделяются на ГРС с безвахтовым обслуживанием при пропускной способности до 200 тыс. м³/ч и с вахтовым обслуживанием при пропускной способности более 200 тыс. м³/ч.

Автоматизированные ГРС подразделяются на основной ряд с пропускной способностью 10, 50, 100 и 200 м³/ч и дополнительный – с пропускной способностью 1, 5, 25 и 150 тыс. м³/ч. Пропускная способность принята при давлении на входе в ГРС, равном 2 МПа.

Независимо от пропускной способности, числа потребителей, параметров газа на входе и выходе станции в состав ГРС входят следующие основные блоки:

- 1) переключения;
- 2) очистки газа;
- 3) предотвращения гидратообразования (при необходимости);
- 4) автоматического регулирования давления газа;
- 5) измерения расхода газа;
- 6) автоматической одоризации газа (при необходимости).

На рис. 4.22 представлена компоновка автоматизированной ГРС на одного потребителя пропускной способностью 25 – 100 тыс. м³/ч.

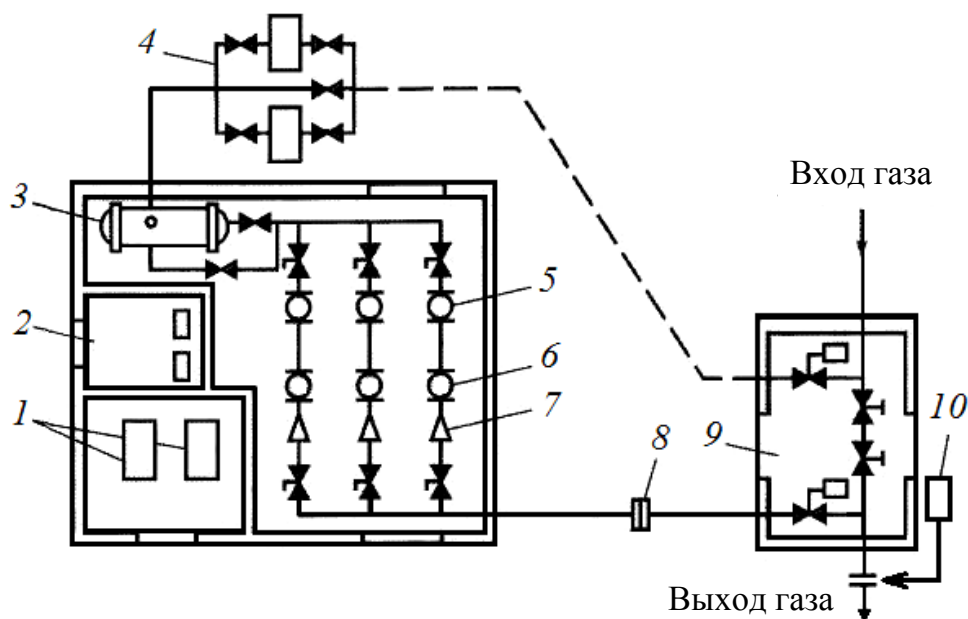


Рис. 4.22. Технологическая схема газораспределительной станции:
 1 – водогрейные котлы; 2 – помещение для расходомеров; 3 – подогреватель;
 4 – блок масляных пылеуловителей; 5 – контрольный регулятор давления;
 6 – рабочий регулятор давления; 7 – дроссельная камера; 8 – счетчик газа; 9 – узел переключения; 10 – одоризационная установка

Работа газораспределительной станции сводится к следующему: газ из входного газопровода поступает в блок отключающих устройств и направляется на очистку в масляные пылеуловители 4. Для борьбы с гидратообразованием на ГРС применяют автоматическую подачу в газопровод метанола и подогрев газа в подогревателях 3. На некоторых ГРС внедрены пневматические автоматы для подачи метанола в поток газа. После очистки газ поступает в трубопровод для редуцирования, где происходит снижение давления газа до заданных величин при помощи регуляторов 5, 6. Затем газ направляется в выходные газопроводы (к потребителям), на каждом из которых производится количественный замер счетчиком 8 и одоризация газа установкой 10.

4.5. Хранение нефти и газа

Виды тары, хранилищ и транспортных средств для нефти и нефтепродуктов (в том числе углеводородных сжиженных газов), требования к их подготовке, заполнению и маркировке, условия транспортирования и хранения, а также требования безопасности при упаковке, транспортировании и хранении нефти и нефтепродуктов регламентирует ГОСТ 1510–84.

Нефть и нефтепродукты хранятся на нефтебазах и складах, которые по их назначению подразделяются на две группы: к первой группе относятся нефтебазы, представляющие собой самостоятельные предприятия; ко второй группе – склады, входящие в состав промышленных, транспортных и других предприятий.

Нефтебазы располагаются в морских и речных портах, на железнодорожных магистралях и трассах магистральных нефтепродуктов и в зависимости от этого называются, например, водными и железнодорожными или водно-железнодорожными. Кроме указанных имеются глубинные нефтебазы, которые сооружаются для снабжения отдаленных районов при отсутствии железнодорожных, водных и трубопроводных коммуникаций. Доставка на них нефтепродуктов от питающих нефтебаз в этом случае производится автомобильным транспортом.

Нефтебазы и склады при НПЗ называют товарно-сырьевыми базами (резервуарными парками). Назначение резервуарных парков – принимать сырую нефть с железнодорожного, водного и трубопроводного транспорта при хранении необходимого запаса нефти и подачи ее на завод для переработки.

На нефтебазах выполняются различные технологические операции, к которым относятся:

- 1) прием нефти и нефтепродуктов с железнодорожного и водного транспорта, а также из магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- 2) хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах (в бочках и мелкой таре);
- 3) налив в железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда;
- 4) перекачка по трубопроводам на предприятия, головные и раздаточные станции;
- 5) отпуск нефти в автомобильный транспорт;
- 6) ремонт и производство бочкотары.

Нефтехранилище – искусственный резервуар для хранения нефти или продуктов ее переработки.

По расположению различают резервуары:

- наземные;
- полуподземные;
- подземные.

По материалам различают резервуары:

- металлические;

- неметаллические (железобетонные и пластмассовые из различных синтетических материалов);

- природные (сооружаемые в толще отложений каменной соли).

В России распространены наземные металлические и полуподземные железобетонные резервуары, которые изготавливаются согласно правилам ПБ 03-605-03 и стандарту ГОСТ 17032–2010.

Наземные резервуары выполняют, как правило, металлическими (сварными).

По форме наземные резервуары бывают:

- цилиндрические:
 - а) горизонтальные (рис. 4.23);
 - б) вертикальные (рис. 4.24);
- сферические (рис. 4.25);
- каплевидные.

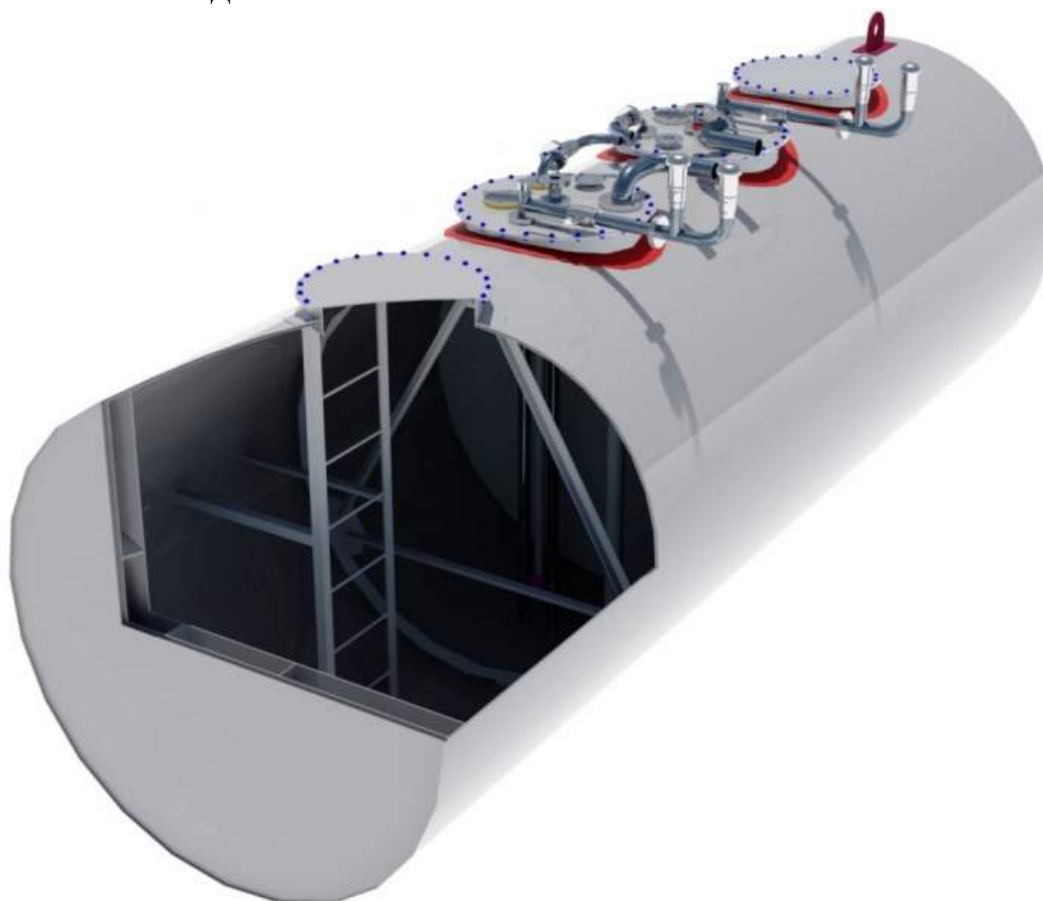


Рис. 4.23. Внешний вид горизонтального цилиндрического резервуара

Стальные вертикальные цилиндрические резервуары низкого давления («атмосферного» типа) изготавливают с конусной кровлей, щитовой кровлей, сферическим покрытием.

Резервуары с конусной кровлей изготавливают емкостью от 100 до 5000 м³ (РВС 100 м³ – РВС 5000 м³) и предназначены для хранения нефти и нефтепродуктов плотностью 0,9 – 1,0 т/м³ и внутренним давлением в газовом пространстве резервуаров 27 кН/м².

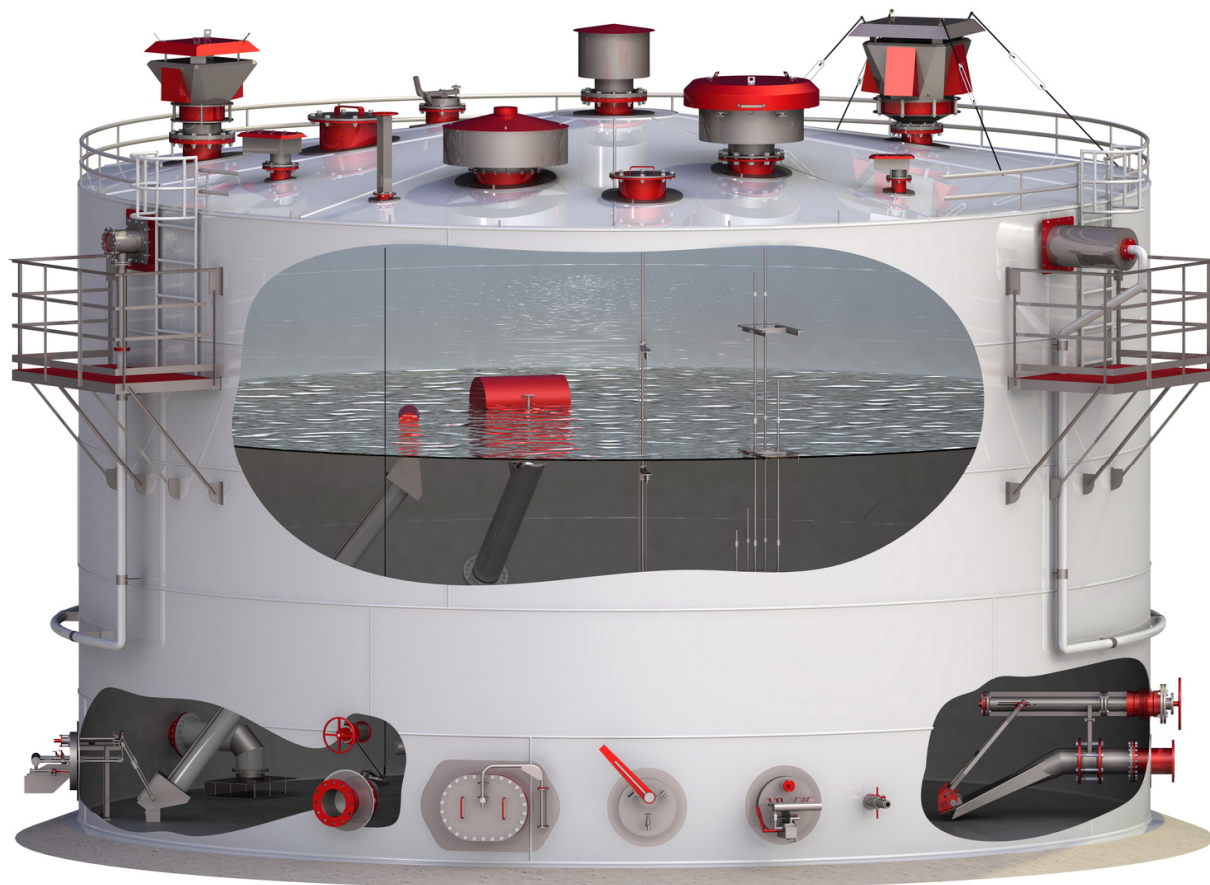


Рис. 4.24. Внешний вид вертикального цилиндрического резервуара

Емкость **резервуаров с щитовой кровлей** от 100 до 20 000 м³, в них хранят нефтепродукты плотностью до 0,9 т/м³.

Резервуары со сферическим покрытием крупнее по объему до 50 000 м³ (РВС 50 000 м³) и предназначены для хранения нефтепродуктов с плотностью до 0,9 т/м³.

Сферические резервуары применяют для хранения сжиженных газов и жидкостей. Для хранения газов под высоким давлением они сооружаются многослойными. В России строят сферические резервуары емкостью от 300 до 4000 м³, рассчитанные на давление 0,25 – 1,8 МПа с внутренним диаметром от 9 до 20 м и толщиной стенки до 38 мм. Наибольшее распространение в нашей стране получили сферические резервуары емкостью 600 м³.

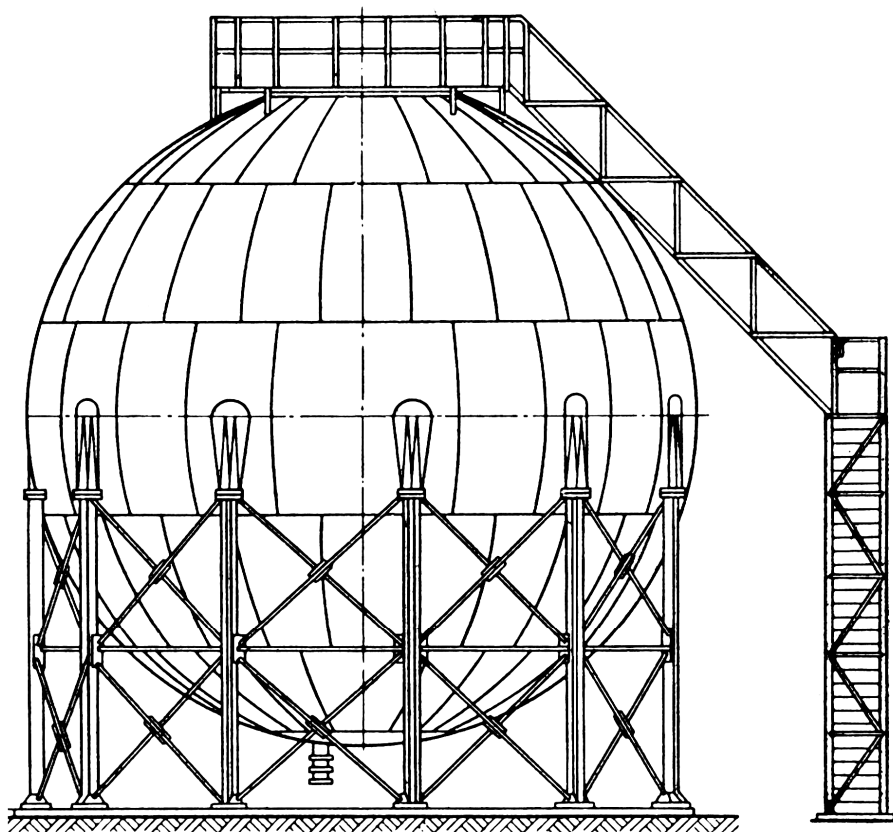


Рис. 4.25. Общий вид сферического резервуара

В стальных резервуарах специальных конструкций: с плавающими стальными покрытиями; синтетическими понтонами; плавающей крышей; антикоррозионным покрытием и теплоизоляцией хранят светлые нефтепродукты.

Резервуары с плавающей крышей (рис. 4.26) сооружаются объемом 100 – 50 000 м³ и рекомендуются преимущественно для строительства в районах с малой снеговой нагрузкой. Известны конструкции отдельных резервуаров, объем которых достигает 160 000 м³ при диаметре резервуара 114 м и высоте 17,1 м. Плавающая крыша уменьшает площадь испарения по сравнению с площадью испарения обычного резервуара, благодаря чему резко снижаются потери нефтепродукта.

Эти резервуары не имеют стационарного покрытия, а роль крыши у них выполняет диск из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости. Для создания плавучести по контуру диска располагается кольцевой понтон, разделенный радиальными переборками на герметичные отсеки (коробки). Зазор между крышей и стенкой для большей герметичности выполняют из прорезиненных лент (мембран), прижимаемых к стенке рычажными устройствами.

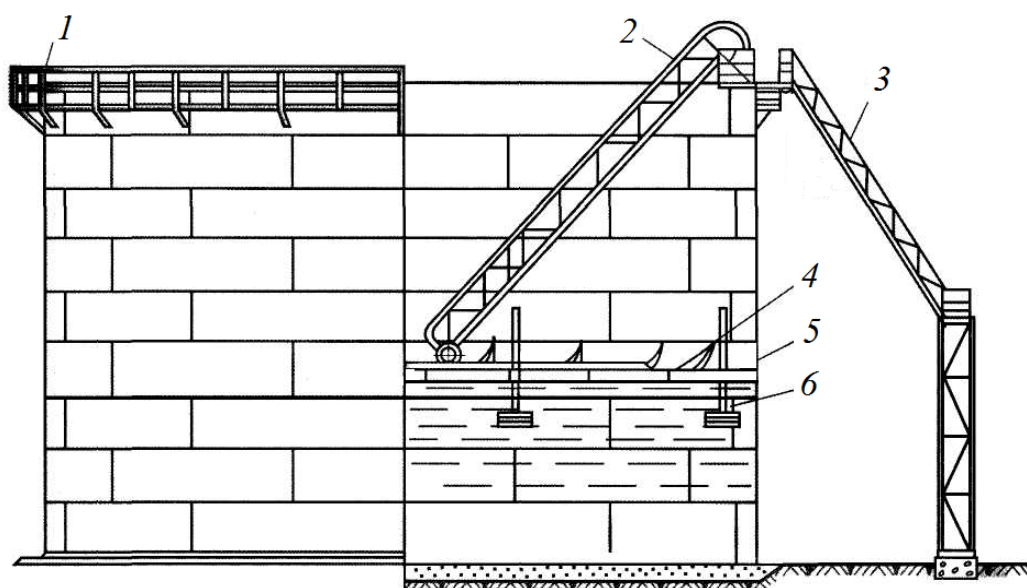


Рис. 4.26. Общий вид резервуара с плавающей крышей:
 1 – перила; 2, 3 – подвижная и неподвижная лестницы; 4 – плавающая крыша;
 5 – затвор; 6 – опорная стойка

Для межсезонного хранения газа, нефти и продуктов их переработки предусмотрены **подземные хранилища**, сооружаемые на глубине от 100 м и ниже. Согласно СНиП 34-02-99 и СП 34-106-98, существует несколько типов подземных хранилищ в зависимости от схемы устройства и способа их сооружения.

К основным типам подземных хранилищ относятся:

- 1) хранилища в отложениях каменной соли;
- 2) шахтные хранилища;
- 3) ледогрунтовые хранилища;
- 4) хранилища, создаваемые в искусственных выработках;
- 5) хранилища, сооружаемые специальными методами.

Наибольшее распространение получили нефте- и газохранилища, создаваемые в отложениях каменной соли, так как в большинстве случаев они являются наиболее экономичными, а месторождения каменной соли широко распространены на территории России. Такие хранилища создаются путем размыва (выщелачивания) соли водой через скважины, которые используются впоследствии при эксплуатации хранилища. Размыв производится путем закачки пресной воды по одной колонне труб с выдавливанием рассола по другой (рис. 4.27). Максимальный объем подземной емкости в России – 150 тыс. м³. Освобождение хранилища от нефтепродуктов осуществляется закачкой насыщенного раствора соли.

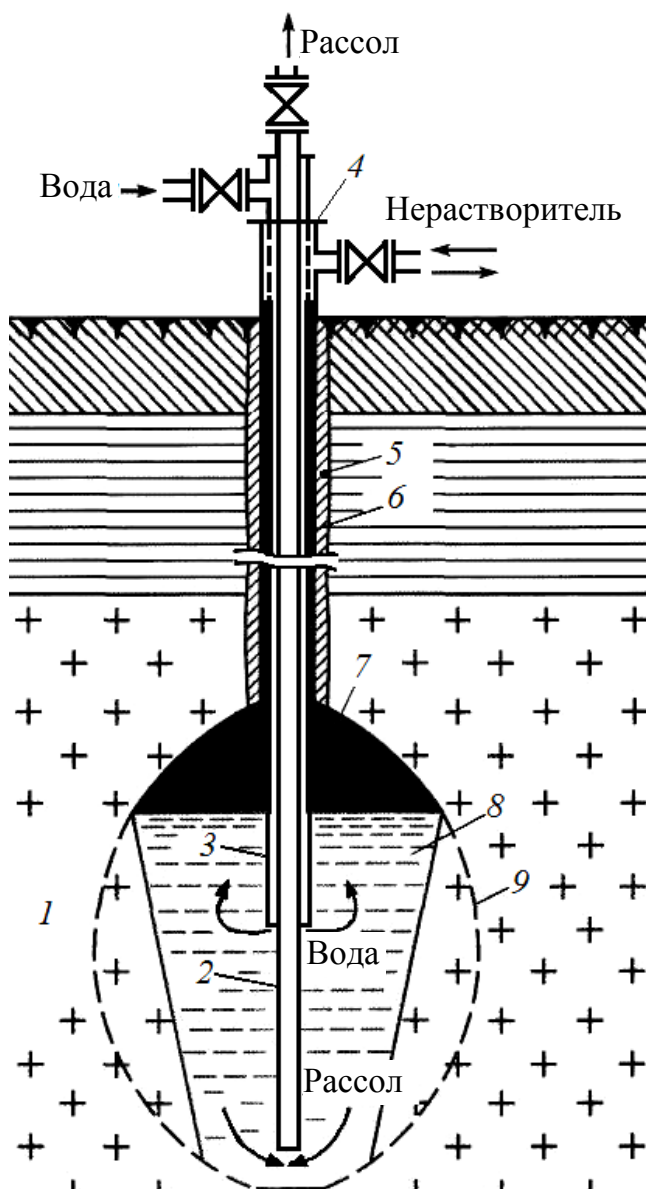


Рис. 4.27. Технологическая схема нефтехранилища в пласте каменной соли:

- 1 – пласт каменной соли;
- 2 – рассолоподъемная (рабочая) колонна труб;
- 3 – водоподающая (рабочая) колонна труб;
- 4 – оголовок скважины;
- 5 – цементный камень;
- 6 – колонна обсадных труб;
- 7 – защитный экран;
- 8 – размываемая камера;
- 9 – проектный контур емкости

На рис. 4.28 показана схема эксплуатации подземного хранилища для сжиженного газа (или нефтепродукта) в соляном пласте. Из железнодорожных цистерн эстакады 1 сжиженный газ (пропан) перекачивается в хранилище 9 при помощи насосов 3, вытесняя из нее рассол в рассолохранилище 8. После слива жидкой фазы железнодорожные цистерны освобождаются от паров при помощи компрессора 2, подающего газ в конденсатор 5. В сборнике 6 газ сжимается до получения конденсата. Из сборника сжиженный газ периодически откачивается в подземную емкость 9. Обратный процесс, т. е. выдача газа из хранилища, производится путем выдавливания его рассолом, забираемым при помощи насосов 7 из рассолохранилища 8. После насосов сжиженный газ подается в железнодорожные цистерны, а при необходимости предварительно пропускается через установку осушки 4.

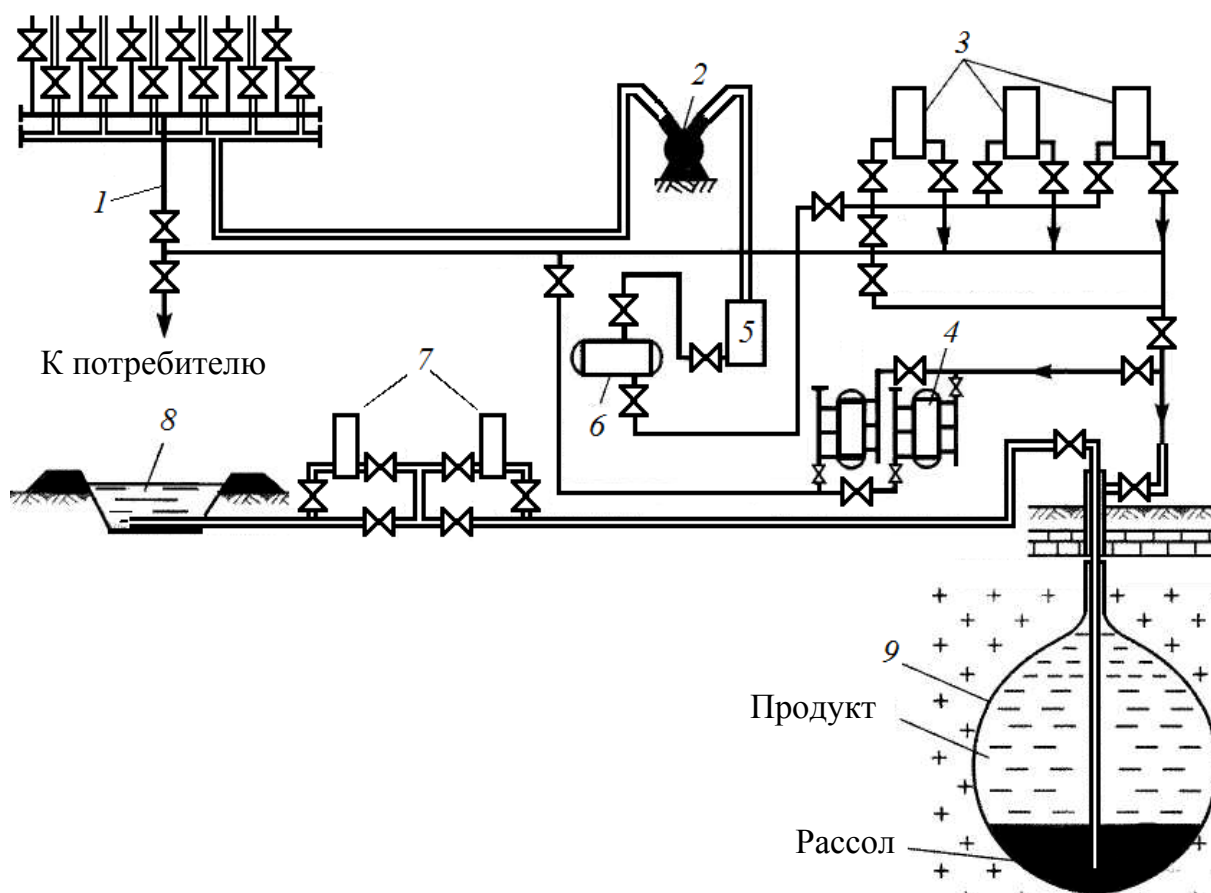


Рис. 4.28. Технологическая схема эксплуатации подземного хранилища в соляном пласте:

1 – железобетонная эстакада; 2 – компрессор; 3 – насосы для перекачки нефтепродукта; 4 – установка для осушки газа; 5 – конденсатор; 6 – сборник конденсата; 7 – насосы для перекачки рассола; 8 – хранилище рассола; 9 – подземная емкость

Газгольдерами называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения под давлением газов. При помощи газгольдеров производится также смешение и регулирование расхода газа.

По принципу работы газгольдеры различают *переменного* и *постоянного объема*, а по форме – *сферические* и *цилиндрические* (рис. 4.29). Газгольдеры переменного объема рассчитаны на хранение газа при низком давлении до 4 кПа. В резервуарах постоянного объема газ хранят при высоком давлении – от 4 кПа до 3 МПа. Отличительная особенность газгольдеров низкого давления заключается в том, что рабочий объем у них является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения остается неизменным. У газгольдеров высокого давления, наоборот, геометрический объем постоянный, а давление при наполнении меняется от первоначального значения до рабочего, кроме того, они имеют движущиеся части.



Рис. 4.29. Внешний вид цилиндрического газгольдера

Технологическая схема подключения и заправки газгольдера представлена на рис. 2.30.

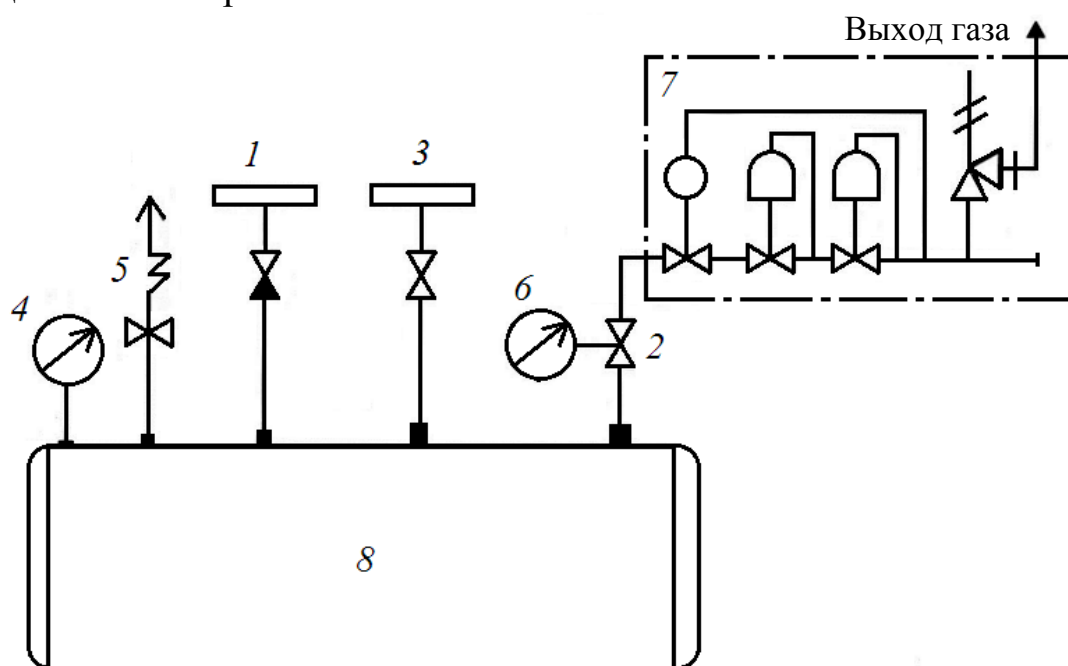


Рис. 4.30. Технологическая схема подключения и заправки газгольдера:
 1 – наполнительный клапан; 2 – клапан отбора паровой фазы; 3 – клапан отбора жидкой фазы; 4 – указатель наполнения газгольдера; 5 – предохранительный клапан; 6 – манометр; 7 – регулятор давления; 8 – газгольдер

Особое промышленное значение имеют *подземные газовые хранилища*, способные вмещать сотни млн м³ (иногда млрд м³) газа. Они менее опасны и во много раз экономически эффективнее, чем наземные. Удельный расход металла на их сооружение в 20 – 25 раз меньше, чем на наземные. В отличие от газгольдеров, предназначенных для сглаживания суточной неравномерности потребления газа, подземные газовые хранилища обеспечивают сглаживание сезонной неравномерности. Кроме того, подземные хранилища служат аварийным резервом топлива и химического сырья.

Подземные газовые хранилища сооружаются согласно СНиП 34-02–99 и СП 34-106–98 и бывают двух типов: *в пористых породах* и *в полостях горных пород*.

К первому типу относятся хранилища в истощённых нефтяных и газовых месторождениях, а также в водоносных пластах. В них природный газ обычно хранится в газообразном состоянии. Принцип устройства этих хранилищ основан на закачке газа непосредственно в истощенный газоносный или нефтеносный пласт через существующие или дополнительно сооружаемые скважины.

Ко второму типу относятся хранилища, созданные в заброшенных шахтах, старых туннелях, в пещерах, а также в специальных горных выработках, которые сооружаются в плотных горных породах (известняках, гранитах, глинах, каменной соли и др.).

В тех районах, где нужны резервы газа, а истощённые нефтяные и газовые залежи отсутствуют, газовые хранилища устраивают в водоносных пластах. Хранилища в водоносном пласте представляет собой искусственно созданную газовую залежь, которая эксплуатируется циклически. Для устройства такой залежи необходимо, чтобы водоносный пласт был достаточно порист, проницаем, имел бы ловушку для газа и допускал оттеснение воды из ловушки на периферию пласта. Газовые хранилища в водоносных пластах устраивают обычно на глубине от 200 до 1200 м.

Перед устройством любого хранилища проводят исследования и пробные закачки газа для оценки параметров пласта и свойств насыщающих его жидкостей и газа, а также для получения данных о технологическом режиме работы скважин. С этой целью используют существующие скважины или бурят новые. Обычно скважины подземных хранилищ периодически выполняют функции нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Контрольные вопросы и задания

1. Что понимают под системой сбора и подготовки нефти, газа и пластовой воды?
2. Дайте определение, назовите функции и оборудование УКПН.
3. Опишите назначение, устройство и принцип работы АГЗУ серии «Спутник».
4. Перечислите и опишите схемы промышленного сбора газа.
5. Что такое УКПГ?
6. Опишите назначение, функции и структуру УКПГ.
7. Перечислите процессы промышленной подготовки нефти.
8. Каким образом влияет наличие воды и механических примесей в нефти на технологическое оборудование?
9. Что такое сепарация нефти?
10. Приведите классификацию сепараторов.
11. Опишите устройство и принцип работы вертикального гравитационного и гидроциклонного двухъёмкостного сепаратора.
12. Какими параметрами оценивается эффективность работы сепаратора?
13. Что такое нефтяная эмульсия?
14. Перечислите методы обезвоживания нефти.
15. Опишите устройство и принцип работы отстойников непрерывного действия.
16. В чем суть химических методов обезвоживания нефти?
17. Опишите устройство и принцип работы электродегидрататора.
18. Опишите технологию обессоливания нефти.
19. Перечислите процессы промышленной подготовки газа.
20. Опишите устройство и принцип работы гравитационного сепаратора для очистки газа.
21. Опишите устройство и принцип работы циклонного сепаратора для очистки газа.
22. Опишите устройство и принцип работы вертикального масляного пылеуловителя.
23. Каким образом функционирует установка с масляными пылеуловителями?
24. Что представляют собой гидраты?
25. Что такое абсолютная и относительная влажность газа?
26. Что такое точка росы газа?
27. Перечислите методы осушки газа.

28. Какие вещества используют в качестве абсорбентов и адсорбентов?
29. Опишите назначение, устройство и принцип работы абсорбционной и адсорбционной установки.
30. Что представляют собой цеолиты?
31. Опишите назначение, устройство и принцип работы установки низкотемпературной сепарации газа.
32. Что такое эжектор?
33. Что такое детандер?
34. Перечислите методы извлечения сернистых компонентов из природного газа.
35. Опишите назначение, устройство и принцип работы установки для очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов.
36. Опишите технологию одоризации природного газа.
37. Опишите назначение, устройство и принцип работы капельного одоризатора с диафрагмой.
38. Опишите назначение, устройство и принцип работы испарительного одоризатора.
39. Опишите назначение, устройство и принцип работы полуавтоматической установки одоризации газа.
40. Опишите основы трубопроводного транспорта нефти и газа.
41. Какие конструктивные схемы прокладки промысловых трубопроводов используют на сегодняшний день?
42. Приведите классификацию промысловых трубопроводов.
43. Назовите состав сооружений магистральных трубопроводов.
44. Опишите назначение и оборудование перекачивающих насосных станций и перекачивающих компрессорных станций.
45. Опишите назначение, оборудование и принцип работы ГРС.
46. Назовите основные понятия хранения нефти и газа.
47. Перечислите основные технологические операции нефтебаз.
48. Приведите классификацию нефтегазовых резервуаров.
49. Перечислите типы подземных хранилищ нефти и газа.
50. Опишите технологию сооружения нефтехранилища в пласте каменной соли.
51. Опишите принцип эксплуатации подземного хранилища для сжиженного газа в соляном пласте.
52. Что такое газгольдер и для чего он применяется?
53. Опишите способы подземного хранения природного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные темпы развития нефтегазовых технологий влекут за собой постоянно меняющуюся и увеличивающуюся базу знаний в данной области. Однако авторы постарались собрать в данном пособии наиболее актуальную на сегодняшний день информацию.

Изложенный в учебном пособии материал о технологических процессах, оборудовании и автоматизации добычи нефти и газа позволит студентам высшего учебного заведения освоить основы технологии бурения и эксплуатации скважин, сбора, подготовки, передачи и хранения углеводородов, а также ознакомиться с оборудованием и автоматикой, применяемой в вышеописанных технологических процессах.

Для более полного представления о технологических процессах, оборудовании и автоматике нефтегазодобывающей отрасли промышленности авторы советуют ознакомиться с материалами, представленными в библиографическом списке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонова, Е.О. Основы нефтегазового дела : учебник для вузов / Е.О. Антонова, Г.В. Крылов, А.Д. Прохоров, О.А. Степанов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 307 с.
2. Арбузов, В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебное пособие : в 2 ч. / В.Н. Арбузов. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – Ч. 1. – 200 с. ; 2012. – Ч. 2. – 272 с.
3. Кабиров, М. М. Скважинная добыча нефти : учебник / М.М. Кабиров, Ш.А. Гафаров. – СПб. : ООО «Недра», 2010. – 416 с.
4. Крец, В.Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрин. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 183 с.
5. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела : учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа : ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
6. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов / Г.С. Лутошкин. – 3-е изд., стереотипное. – М. : ООО «ТИД Альянс», 2005. – 319 с.
7. Храменков, В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин : учебное пособие / В.Г. Храменков. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 416 с.
8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – М. : ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – Серия 08, вып. 19. – 288 с.
9. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2002-01-08. – М. : Стандартинформ, 2006. – 8 с.
10. ГОСТ 16293–89. Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры. – Введ. 1990-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 6 с.
11. ГОСТ 1510–84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – Введ. 1986-01-01. – М. : Стандартинформ, 2006. – 34 с.
12. ГОСТ 2177–99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – Введ. 2001-01-01. – М. : Стандартинформ, 2006. – 23 с.
13. ГОСТ 17032–2010. Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия. – Введ. 2012-01-01. – М. : Стандартинформ, 2011. – 12 с.
14. ГОСТ 30319.2–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – Введ. 1997-07-01. – М. : Стандартинформ, 2002. – 54 с.
15. ОСТ 51.40–93. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия. – Введ. 1993-10-01. – М. : ВНИИГАЗ, 1993. – 8 с.

16. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов : утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 09.06.2003 года № 76 / А.А. Шаталов и др. – М. : ПИО ОБТ, 2003. – 73 с.

17. Пат. 2453683 РФ, МПК Е 21В 43/12 G 05В 19/409. Способ управления фонтанной арматурой и устройство для его реализации / Гриценко В. Д., Гладков П. В. и др. ; ООО «Финансово-промышленная компания "Космос-Нефть-Газ"». – № 2011103496/03 ; заявл. 02.02.2011 ; опубл. 20.06.2012, Бюл. № 17.

18. Пат. № 2439452 РФ, МПК F 25J 3/00. Способ низкотемпературной подготовки углеводородного газа / Зиберт Г. К., Запорожец Е. П. и др. – № 2010134555/06 ; заявл. 18.08.2010 ; опубл. 10.01.2012, Бюл. № 1.

19. Пат. № 2398615 РФ, МПК В 01D 53/00. Установка для очистки природного или попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов / Гузеев В.В., Гузеева Т. И., Князев М. А. – № 2008116895/15 ; заявл. 10.11.2009 ; опубл. 10.09.2010, Бюл. № 25.

20. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы. – Взамен СНиП II-45–75 : утверждены Госстроем СССР ; введ. 1986-01-01. – М. : Госстрой России, 1997. – 60 с.

21. СНиП 34-02–99. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки. – Взамен СНиП 2.11.04–85 : утверждены Госстроем России ; введ. 1999-07-01. – М. : Госстрой России, 2000. – 13 с.

22. СП 34-106–98. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки. – Взамен ВСН 51-5–85 : утверждены Госстроем России ; введ. 1999-03-01. – М. : Госстрой России, 2000. – 59 с.

23. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» [Электронный ресурс]. – Уфа, 2015. URL: <http://ogbus.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

24. ОАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс]. – М. : ОАО «НК «Роснефть», 2015. URL: <http://www.rosneft.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

25. ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – М. : ПАО «Газпром», 2003 – 2015. URL: <http://www.gazprom.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

26. ОАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс]. – СПб. : ОАО «Газпром нефть», 2006 – 2015. URL: <http://www.gazprom-neft.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

27. ПАО «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс]. – М. : ПАО «ЛУКОЙЛ», 2015. URL: <http://www.lukoil.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

28. ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс]. – Альметьевск : ПАО «Татнефть», 2006 – 2015. URL: <http://www.tatneft.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

29. ПАО АНК «Башнефть» [Электронный ресурс]. – Уфа : ПАО АНК «Башнефть», 1995 – 2015. URL: <http://www.bashneft.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

30. ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Сургут : ОАО «Сургут-нефтегаз», 2015. URL: <http://www.surgutneftegas.ru/>. (дата обращения: 12.10.2015).

Учебное издание

Иван Васильевич Лазута,
Роман Юрьевич Сухарев

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ОБОРУДОВАНИЕ
И АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Учебное пособие

Редактор И. Г. Кузнецова
