

Б.П.ГВОЗДЕВ А.И.ГРИЦЕНКО А.Е.КОРНИЛОВ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ

*Дорогому Прошу
Виктору Виктору!*
С пожеланием успехов
С уважением
В.П.



Москва "Недра" 1988

ББК 33.362
Г 25
УДК 622.279.23

Рецензент канд. техн. наук *Р. И. Вяхирев*
Предисловие *Р. И. Вяхирева*

Гвоздев Б. П., Гриценко А. И., Корнилов А. Е.

Г 25 Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. — М.: Недра, 1988.—575 с.: ил.
ISBN 5—247—00142—7

Приведены технические условия и спецификация на природный газ, газовый конденсат и продукты их переработки. Рассмотрены добыча, сбор, сепарация, промысловая подготовка и транспортирование газа и газового конденсата, а также технология текущего и капитального ремонта скважин. Описаны оборудование, арматура, агрегаты и приборы, даны их технические характеристики. Приведены свойства химических реагентов, используемых для добычи газа и ремонта скважин, описаны способы их применения. Особое внимание уделено охране труда и окружающей среды.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием разработки газовых и газоконденсатных месторождений и добычей природного газа и газового конденсата.

Г 2504030300—404—285—88
043(01)—88

ББК 33.362

ISBN 5—247—00142—7

© Издательство «Недра», 1988

Предисловие

В предлагаемом читателю справочном пособии «Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» освещен широкий круг вопросов, возникающих перед инженерно-техническими и научными работниками газовой промышленности, занятыми исследованиями, проектированием и эксплуатацией объектов газодобывающих предприятий. Авторами обобщены богатый практический опыт, сведения как из отечественной, так и из зарубежной технической литературы.

Особенность пособия заключается в том, что оно состоит из трех частей: «Технология», «Оборудование» и «Материалы». Авторы впервые предприняли попытку органически и систематизированно в одной книге осветить вопросы технологии, оборудования и материалов, используемых исследователями, проектировщиками и эксплуатационниками на всех этапах создания газопромысловых объектов (проектирование, строительство, эксплуатация и реконструкция, совершенствование и модернизация).

В первой части освещены исследовательские, проектные и эксплуатационные вопросы технологических процессов добычи углеводородного сырья и проведения промысловых работ и операций по исследованию, интенсификации и капитальному ремонту скважин, приводятся данные о характеристике газопромыслового оборудования.

Во второй части даны описание, условия применения и техническая характеристика основного газопромыслового оборудования. Широко представлены данные о наземном устьевом и подземном скважинном оборудовании, о технике для освоения и ремонта скважин. Авторы удачно систематизировали материал по трубам (насосно-компрессорные, обсадные, бурильные), газосепараторам, теплообменному оборудованию, абсорбционно-десорбционному, холодильному, компрессорному, насосному и другим видам техники, что открывает широкие возможности в реализации технологических процессов, изложенных в первой части.

В третьей части приведены основные свойства материалов, химических реагентов и веществ, рабочих жидкостей для глушения, освоения и ремонтных работ на скважинах, а также свойства тех реагентов и ингибиторов, которые используют при добыче и подготовке газа и конденсата.

Пособие написано простым, доходчивым языком и рассчитано на широкий круг инженерно-технических и научных работников, занятых в области добычи углеводородного сырья и эксплуатации газопромысловых объектов, а также может быть использовано студентами вузов нефтегазового профиля.

Р. И. ВЯХИРЕВ,
первый заместитель министра
газовой промышленности СССР

Часть I

ТЕХНОЛОГИЯ

ГЛАВА 1

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ И ПРОДУКТЫ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Природный газ, состоящий из метана и в убывающей степени этана, пропана, бутанов и конденсирующихся более тяжелых углеводородов, может содержать инертные (азот, гелий и аргон) и кислые (двуокись углерода, сероводород, меркаптаны) газы, а также другие компоненты.

Природный газ и продукты его переработки — этан, пропан, бутан, пропан-бутан, широкая фракция легких углеводородов, конденсат — являются топливом для промышленных и бытовых потребителей или исходным сырьем для переработки в нефтехимической и химической отраслях народного хозяйства. При использовании природного газа и продуктов его переработки в качестве топлива или сырья к ним предъявляют требования, с одной стороны, по качеству товарной продукции, а с другой — по ограничению уровней возможных загрязнений окружающей среды при сбросе продуктов сгорания в атмосферу (табл. 1.1).

Номенклатура показателей качества жидких топлив и сырья регламентируется ГОСТ 4.25—83.

Природный газ и продукты его переработки, направляемые промышленным и бытовым потребителям, должны отвечать стандартам или техническим условиям их транспортировки, хранения, поставки и использования. Приемку товарных продуктов по качественным показателям производят в пунктах сдачи поставщикам. В случае несоответствия качества товарных продуктов установленным стандартам или техническим условиям их обычно определяют повторно. В спорных случаях представители поставщика и потребителя проводят совместные контрольные либо арбитражные измерения. Результаты оформляют двусторонними актами. Порядок разрешения спорных вопросов по показателям качества товарных продуктов устанавливают по договоренности между поставщиком и потребителем в соглашениях на поставку. При невозможности двустороннего разрешения спорные вопросы решают в арбитражном порядке.

Природный газ. Технические условия или стандарты на природный газ, передаваемый потребителям, должны отражать

Таблица 1.1

**Допустимые нормы и опасные концентрации загрязнения
воздушных бассейнов отходами промышленных производств**

Компоненты	Допустимая норма, мг/м ³ , на территории				Средняя опасная концентрация, мг/м ³ , в течение, ч	
	особо охраняемой		прочих			
	средняя за 24 ч	максимально допустимая	средняя за 24 ч	максимально допустимая	1	24
Аммиак	0,20	0,20	0,50	1,50	—	—
Бензин	1,50	5,00	80,00	240,00	—	—
Фенол	0,01	0,01	0,20	0,60	—	—
Фториды	0,01	0,03	0,03	0,10	—	—
Двуокись серы	0,15	0,50	0,50	1,00	—	2,620
Сероводород	0,008	0,008	0,15	0,30	—	—
Серная кислота	0,10	0,30	0,10	0,30	—	—
Хлор	0,03	0,10	0,30	0,60	—	—
Сажа	0,05	0,05	0,10	0,10	—	—
Двуокись азота	0,085	0,085	0,15	0,50	3,750	0,938
Свинец	0,0007	0,0007	—	0,001	0,002	—
Пыль парящая	0,15	0,15	0,20	0,20	—	1,000
Пыль осевшая	150*	150*	200*	200*	—	—
Окись углерода	1,00	3,00	2,00	6,00	0,144	—
Фотохимические окислители	—	—	—	—	1,400	—

* В течение года, т/км².

допустимые содержания сероводорода, воздуха или кислорода, углекислого газа, окиси углерода, а также допустимую влагонасыщенность, содержание твердых примесей и других компонентов, теплотворную способность и т. п. Различают требования, предъявляемые к природным газам, подаваемым в магистральные газопроводы (табл. 1.2) и коммунально-бытовым потребителям.

**Технические требования к качеству природного газа в СССР,
подаваемого коммунально-бытовым потребителям по ГОСТ 5542—78**

Допускаемые отклонения от номинальной низшей теплотворной способности, %	≤ ±10
Содержание сероводорода, мг/м ³	≤ 20
Содержание аммиака, мг/м ³	≤ 20
Содержание смолы и пыли, мг/м ³	≤ 1
Содержание нафталина, мг/м ³ :	
1.V — 30.IX	≤ 50
1.X — 30.IV	≤ 100
Запах	Должен ощущаться при содержании в воздухе 1% газа
Объемная доля кислорода, %	≤ 1

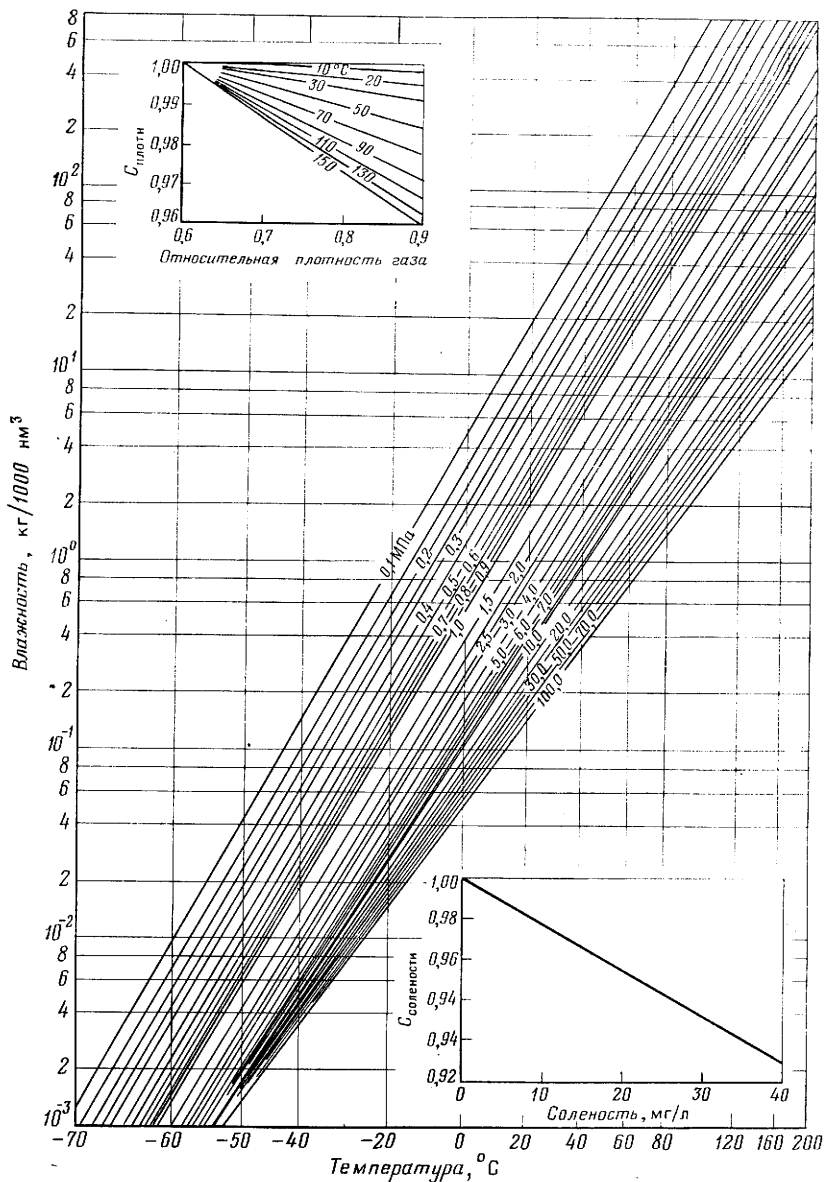


Рис. 1.1. Номограмма влажности природных газов при давлении, МПа

Таблица 1.2

Требования к качеству природного газа в СССР,
подаваемого в магистральные газопроводы, по ОСТ 51-40—83

Показатели	Климатический район				Метод испытания по ГОСТ
	умеренный		холодный		
	1.V— 30.IX	1.X— 30.IV	1.V— 30.IX	1.X— 30.IV	
Точка росы газа, °С:					
по влаге, не более	0	—5	—10	—20	20060—83
по углеводородам, не более	0	0	—5	—10	20061—84
Масса механических примесей в 1 м ³ газа, г, не более	0,003	0,003	0,003	0,003	22387.4—77
Масса сероводорода в 1 м ³ газа, г, не более	0,02	0,02	0,02	0,02	22387.2—83
Масса меркаптановой серы в 1 м ³ газа, г, не более	0,036	0,036	0,036	0,036	—
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	1,0	1,0	1,0	23781—83; 22387.3—77

Примечания: 1. Климатические районы по ГОСТ 16350—80.

2. Для месторождений, в газах которых содержание углеводородов C₂₊ не превышает 1 г/см³, точка росы по углеводородам не нормируется.

3. Допускается поставка в отдельные газопроводы газа с более высоким содержанием сероводорода и меркаптанов по согласованным в установленном порядке техническим условиям.

Содержание цианистых соединений в пересчете на HCN, мг/м ³	≤50
Влагонасыщенность (в %) газа при выходе из источника газа в городскую и поселковую газовую сеть:	
1.V—30.IX	≤20
1.X—30.IV	≤35
Содержание окиси углерода в газе сгорания, мг/м ³	≤2

Примечания: 1. Показатели по содержанию аммиака и нафталина для природного газа не определяются.

2. В поселках и городах, в которых бытовой газ сжигается только в печах и плитах с вытяжными трубами, разрешается применять газ в неочищенном виде.

Спецификации на поставку газа промышленным и бытовым потребителям включают один или несколько показателей технических условий или стандартов. В основном указываются содержание воды, углеводородов и кислых газов, теплотворная способность и плотность природного газа.

При отборе проб газа для контроля качества должны быть соблюдены условия, исключающие попадание воздуха и посторонних примесей в состав пробы. Пробы отбирают по ГОСТ 18917—82.

Содержание воды в газе определяют по температуре точки росы для данного давления газа. Из номограммы влажности

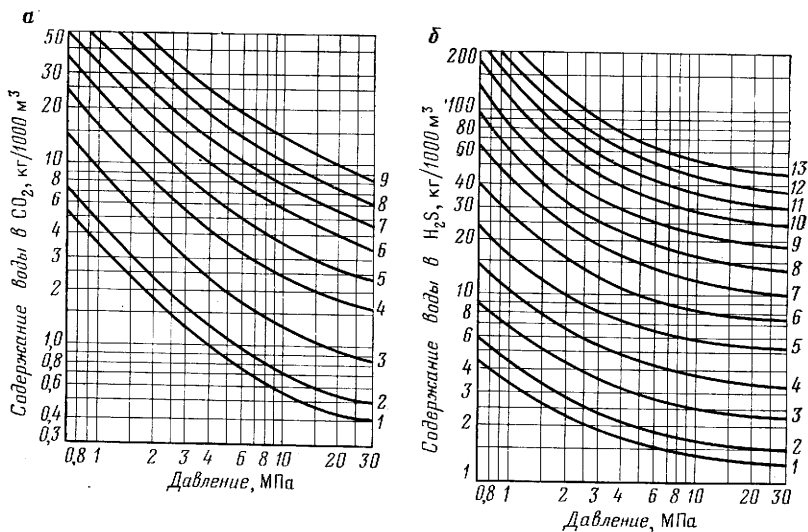


Рис. 1.2. Зависимость содержания воды в углекислом газе (а) и сероводороде (б) от давления при температуре насыщенных смесей, °С:
 1—25; 2—30; 3—40; 4—50; 5—60; 6—70; 7—80; 8—90; 9—100; 10—110; 11—120; 12—130; 13—140

природных газов (рис. 1.1) по температуре точки росы и давлению (рис. 1.2) содержание воды в газе может быть найдено в килограммах на 1000 м³ газа.

Точку росы газа по воде и тяжелым углеводородам рекомендуется определять по ГОСТ 20060—83 (СТ СЭВ 3764—82) и ГОСТ 20061—84 (СТ СЭВ 4491—84).

Температура точки росы газа может быть определена конденсационным методом. Приборы, основанные на этом методе измерения, состоят из камеры давления с термометром и зеркалом. При охлаждении камеры начало конденсации легко находят визуально, а температуру точки росы — по термометру. Указанным способом определяют температуру точки росы природных газов по воде и тяжелым углеводородам.

В тех случаях, когда требуется непрерывно фиксировать температуру точки росы природного газа по воде, применяют приборы, основанные на принципе измерения электропроводности гигроскопической соли. Влага из потока анализируемого газа поглощается гигроскопической солью. Как правило, используют соли с радикалом Р₂О₅. При поглощении влаги происходит электролитическое разложение воды на водород и кислород. Значение тока электролиза (чем выше влажность, тем больше ток) является мерой содержания воды в анализируемом природном газе.

По составу газа можно рассчитать содержание тяжелых углеводородов в природном газе, его теплотворную способность

и плотность. Оценить их содержание можно, используя малые низкотемпературные конденсационные установки.

Плотность определяют взвешиванием заданного объема газа и сравнением его с весом того же объема воздуха. Плотность можно также рассчитать, если известны состав газа и коэффициент сжимаемости.

Содержание кислых газов — сероводорода (ГОСТ 22387.2—83), двуокиси углерода, сероуглерода, меркаптанов — находят с помощью сорбционных методов или хроматографов. Содержание меркаптановой серы находят по поглощению ее раствором уксуснокислого кадмия и при последующем иодометрическом определении сульфида в поглотительном растворе или фотоколориметрическом определении метиленовой сини с диметилпарафенилендиамином в присутствии хлорного железа.

Теплотворная способность природных газов может быть определена калориметрическим способом по ГОСТ 22387.1—77. Сущность метода заключается в непрерывном сжигании в калориметре газа замеренного объема и измерении выделившегося тепла, поглощаемого непрерывно протекающим потоком воды.

Определение наличия механических примесей и их количественная оценка производятся по ГОСТ 22387.4—77 методом фильтрации анализируемой представительной пробы газа через стандартные фильтры-аллонжи с последующим определением привески на фильтре взвешиванием его до и после отбора пробы.

Содержание кислорода в природном газе допускается находить по методам, описанным в ГОСТ 23781—83 и ГОСТ 22387.3—77. Сущность метода заключается в поглощении кислорода раствором пирогаллола А из газа, предварительно освобожденного от кислых компонентов, и в определении количества поглощенного кислорода.

Природный газ пожаровзрывоопасен. Условия безопасности работы с природным газом регламентируются «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» и «Правилами эксплуатации магистральных газопроводов».

Пределы взрываемости (объемная доля) природного газа (в смеси с воздухом) и его компонентов в воздушной среде, %

Природный газ с относительной плотностью 0,6	4,5—14,5
Метан	5,0—15,0
Этан	2,9—13,0
Пропан	2,1—9,5
<i>n</i> -бутан	1,8—8,4
Изобутан	1,8—8,4
<i>n</i> -пентан	1,4—8,3
Изопентан	1,4—8,3
Гексан	1,2—7,7
Гептан	1,0—7,0
Октан	0,96
Нонан	0,87—2,9
Декан	0,78—2,6

Конденсат. Тяжелые углеводороды, конденсирующиеся из газа в процессе его добычи или переработки, представляют собой газовый конденсат — группу углеводородов C_5 плюс высшие — другой важнейший товарный продукт газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий. Конденсат используется, как и нефть, в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и газобензиновых заводах для получения бензина.

Конденсаты, выделенные из газов различных месторождений, заметно отличаются между собой по фракционному составу: метановые или парафиновые, нафтеновые или ароматические и т. д. Сорт конденсата (стабильный или нестабильный, содержащий наряду с C_5 и более легкие компоненты) определяется упругостью его паров и выкипанием при температуре 50°C и атмосферном давлении (25—85%). Температура точки конца кипения большинства конденсатов лежит в пределах $150\text{—}190^\circ\text{C}$, хотя иногда превышает и 300°C (для месторождений с нефтяной оторочкой). Упругость пара стабильного конденсата должна быть такова, чтобы при атмосферном давлении обеспечивалось хранение его в жидком состоянии при температуре до $37,8^\circ\text{C}$. Такие параметры конденсата, как плотность, концентрация примесей, цвет, содержание серы и парафина, определяют стандартными методами, используемыми при анализе нефти и нефтепродуктов.

Стабильный газовый конденсат, применяемый в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах, должен отвечать отраслевому стандарту Министерства газовой промышленности СССР ОСТ 51.65—80. В зависимости от содержания нормируемых примесей установлены две группы товарного стабильного конденсата (табл. 1.3).

Наряду с требованиями ГОСТ 19121—73 содержание серы оценивается по коррозионной активности на медной пластинке и может быть определено в соответствии с требованиями ГОСТ 1437—75 и 1431—85, содержание парафина — ГОСТ 11851—85.

В конденсате допускается (0,1—0,5%) содержание воды в пределах, несколько меньших, чем для сырой нефти (0,5—1%).

Стабильный газовый конденсат, являющийся жидким горючим продуктом, по токсикологической характеристике относится к веществам 4-го класса опасности (ГОСТ 12.1.007—76). Санитарными нормами устанавливается предельно допустимая концентрация паров углеводородов (в пересчете на углерод) в рабочей зоне, равная 300 мг/м^3 .

Пары конденсата образуют с воздухом взрывоопасные смеси с объемным содержанием 1,4—8%. Температура вспышки паров конденсата ниже 0°C , температура самовоспламенения 380°C и более. Транспортировку и хранение стабильного газового конденсата производят в соответствии с ГОСТ 1510—84 и «Пра-

Таблица 1.3

Технические требования к качеству стабильного газового конденсата (ОСТ 51.65—80)

Показатели	Норма для группы стабильного конденсата	
	I	II
Давление насыщенных паров в мм рт. ст. (Па), не более:		
1.V—30.IX	700 (93 325)	700 (93 325)
1.X—30.IV	500 (66 661)	700 (93 325)
Массовая доля воды, %, не более	0,1	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005	0,05
Удельная масса хлористых солей, мг/л, не более	10	Не нормируется
Массовая доля общей серы, %		Не нормируется. Определение по требованию потребителя
Плотность при 20 °С, г/см ³		Не нормируется. Определение обязательно

Примечание. Лето — 1.V — 30.IX; зима — 1.X — 30.IV.

вилами безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов».

Жидкие продукты газоперерабатывающих предприятий — этан, пропан, бутан, пропан-бутан, широкая фракция углеводородов — характеризуются такими показателями, как упругость паров, плотность, содержание легких фракций, цвет, содержание примесей и воды (табл. 1.4).

Сжиженные углеводородные газы, поставляемые в качестве топлива для коммунально-бытовых, энергетических и других целей, регламентируются ГОСТ 20448—80 (табл. 1.5, 1.6).

Таблица 1.4

Углеводород	t, °С	p, МПа	Углеводород	t, °С	p, МПа
Этан	10	3,23	Бутан	10	0,15
	32,2*	4,98		37,8	0,37
Пропан	10	0,65		65,6	0,77
	37,8	1,34		93,3	1,39
	65,6	2,53		121,1	2,39
	93,3	4,15		148,9	3,73
	96,7*	4,34		151,7	3,87

* Критическая температура.

Таблица 1.5

Технические требования к сжиженным техническим углеводородным топливным газам

Показатели	Норма для марки		
	пропан	бутан	смесь пропана и бутана
Объемный компонентный состав, %:			
этан-этилен	<4,0	Отсутствует	<4,0
пропан-пропилен	>93,0	<4,0	93,0
бутан-бутилены	<3,0	>93,0	
пентан-амилены	Отсутствует	<3,0	<3,0
Объемная доля жидкого остатка при температуре, °С:			
—20	<2,0	Не нормируется	—
20	Отсутствует	<2,0	<2,0
Избыточное давление насыщенных паров, МПа, при температуре, °С:			
—20	<0,16	Не нормируется	—
45	<1,6	0,42—0,5	<1,6
Содержание сероводорода, мг/м ³	<50	<50	<50

Примечания: 1. Соотношение пропана и бутана в смеси этих газов устанавливается по соглашению между поставщиком и потребителем, а жидкий остаток и давление насыщенных паров при 20 °С в зависимости от соотношения пропана и бутана в смеси.

2. Запах должен ощущаться при содержании в воздухе 0,5% газа.

3. Допускается по требованию потребителя в зимнее время поставлять для газобаллонных автомобилей технический пропан с повышенным содержанием этан-этилена (с соответствующим уменьшением пропан-пропилена). Упругость паров при этом должна быть не менее 0,1 МПа.

Товарный пропан — это жидкость, содержащая не менее 93% пропана или пропилена, упругость паров которой при 45 °С не превышает 1,6 МПа. Содержание бутанов-бутенов допускается до 3%, этана-этилена (до 4%) ограничивается максимальным давлением паров. Предъявляемые к товарному пропану требования по коррозионной активности, содержанию серы, влажности и плотности регламентируются техническими условиями на его поставку. Если пропан используется в качестве моторного топлива, то ограничивается допустимое содержание пропилена. Жидкий остаток при —20 °С ограничивается 2%, содержание сероводорода — 50 мг/м³ газа.

Товарный бутан — жидкость, содержащая в основном (не менее 93%) бутаны или бутены и имеющая упругость паров не более 0,5 МПа при 45 °С. При атмосферном давлении температура испарения товарного бутана (объемная доля 95%) не должна превышать 1,2 °С. Требования по ограничению примесей в товарном бутане аналогичны требованиям, предъявляемым к товарному пропану. Содержание пропана-пропилена ограничи-

Таблица 1.6

Технические требования к сжиженным, техническим, углеводородным топливным газам для коммунально-бытового потребления (свободная вода и щелочь отсутствуют)

Показатели	Норма для марки		
	смесь пропана и бутана технических		бутан технический БТ
	зимняя	летняя	
Массовый компонентный состав, %:			
сумма метана, этана и этилена	<4	<6	<6
сумма пропана и пропилена	>75	>34	—
сумма бутанов и бутиленов	—	—	<34
	<20	<60	>60
Объемная доля жидкого остатка (в том числе C ₅₊) при 20 °С, %	<1	<2	<2
Избыточное давление насыщенных паров, МПа, при температуре, °С:			
—20	0,16*	—	—
45	1,6	1,6	1,6
Содержание сероводорода, мг/м ³	<50	<50	<50
Содержание общей серы, %	<0,015	<0,015	<0,015
Содержание газа в воздухе, %, при котором ощущается запах	0,5	0,4	0,3

* Определяется при поставке в холодную климатическую зону в зимний период.

вается 4%. Жидкий остаток при 20 °С ограничивается 2%, содержание сероводорода — 50 мг/м³ газа, пентанов — до 3%.

Пропан-бутановая смесь или сжиженный газ используется в качестве газового топлива. Упругость паров сжиженного газа при 45 °С не должна превышать упругости паров пропана. Температура испарения сжиженного газа (объемная доля 95%) должна быть равна температуре испарения бутана. Состав сжиженного газа, используемого в качестве топлива для коммунально-бытового потребления, ограничивается упругостью паров 1,6 МПа при температуре 45 °С. При этом обеспечивается достаточная летучесть газового топлива. Содержание этана-этилена до 4%, пентанов 3%, сероводорода до 50 мг/м³ газа.

Широкая фракция легких углеводородов представляет собой сжиженную дезантизированную газовую смесь. Стандартные технические условия на широкую фракцию легких углеводородов отсутствуют, однако содержание этана ограничивается.

Этан, извлекаемый из природных газов, находит все большее применение в химической промышленности. Технические условия на этан регламентируются соглашениями на его поставку между поставщиком и потребителем. Ограничивается содержание метана в этане.

При концентрациях в воздухе пропана от 2,3 до 9,5%, изобутана от 1,8 до 8,4%, *n*-бутана от 1,5 до 8,4% сжиженные газы образуют взрывоопасные смеси. Содержание сжиженного газа в воздухе в количествах, снижающих объемную концентрацию в нем кислорода от 21 до 15—16%, может привести к удушью.

При производстве, хранении, транспортировке и применении сжиженных газов необходимо соблюдать «Правила безопасности в газовом хозяйстве» и «Правила эксплуатации кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженных углеводородных газов».

Хранение газового конденсата и товарных продуктов, извлекаемых из природных газов, должно обеспечивать минимальные их потери от испарения, которые зависят от упругости паров конденсата и товарных продуктов переработки природных газов (рис. 1.3, табл. 1.7). Общие объемные потери от испарения не должны превышать 1,25—4,5% углеводородных жидкостей, подлежащих хранению.

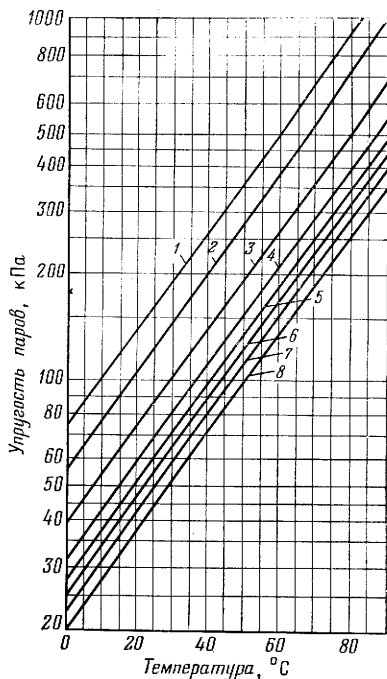


Рис. 1.3. Зависимость упругости паров жидких углеводородов от температуры при упругости пара по Рейду (при 38°C) в кПа: 1 — 234; 2 — 179; 3 — 124; 4 — 96; 5 — 83; 6 — 76; 7 — 69; 8 — 62

ГЛАВА 2

ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА И ЖИДКОСТИ

Основу измерительных комплексов составляют измерительные устройства (датчики расхода), преобразователи и приборы, регистрирующие расход и количество газов и жидкостей.

Методы измерения по принципу действия условно могут быть разделены на две большие группы:

- 1) гидродинамические, в основу которых положены гидродинамические явления, наблюдаемые при протекании потока через различные устройства или обтекании потоком различных тел;
- 2) электромагнитные, тепловые, ультразвуковые и оптические, в основе которых лежат соответствующие физические явления.

Таблица 1.7

Фугитивность паров легких углеводородов при температурах -20°C и $+45^{\circ}\text{C}$

Давление, МПа	Фугитивность углеводородов, Па						
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	изо- C_4H_{10}	н- C_4H_{10}	изо- C_5H_{12}	н- C_5H_{12}
Температура -20°C							
0,1	14,50	1,15	0,25	0,08	0,046	0,014	0,009
0,5	11,0	1,20	0,26	0,09	0,050	0,018	0,013
1,0	10,00	1,37	0,32	0,12	0,070	0,027	0,019
1,5	9,90	1,47	0,36	0,13	0,105	0,036	0,025
2,0	9,20	1,56	0,42	0,19	0,152	0,050	0,038
2,5	8,75	1,72	0,52	0,24	0,195	0,075	0,057
3,0	8,10	1,98	0,66	0,34	0,258	0,108	0,081
Температура 45°C							
0,1	18,90	4,29	1,250	0,535	0,405	0,1685	0,1300
0,5	16,00	4,37	1,300	0,580	0,440	0,2045	0,1535
1,0	14,25	4,45	1,410	0,700	0,447	0,2450	0,1925
1,5	12,80	4,51	1,515	0,817	0,585	0,2920	0,2325
2,0	12,20	4,55	1,715	1,010	0,720	0,3700	0,2960
2,5	10,56	4,69	2,015	1,250	0,935	0,4945	0,3845
3,0	10,35	4,80	2,345	1,475	1,110	0,6675	0,5250

По принципу регистрации методы измерения могут быть разделены на динамические (измерение скорости), объемные (измерение объема) и массовые (измерение массы).

В зависимости от условий эксплуатации применяют приборы как для хозрасчетных стационарных, так и для оперативных и временных измерений. Особую группу приборов и расходоизмерительных комплексов составляют образцовые замерные устройства.

Метод измерения расхода газов и жидкостей по переменному перепаду давления прост в реализации, хорошо изучен и, по существу, является единственным стандартизированным методом для хозрасчетных измерений. Основные положения метода изложены в «Правилах РД 50—213—80 для измерения расхода газов и жидкостей сужающими устройствами Госстандарта СССР» (введены в действие с 1.07.82) и в Международном стандарте ИСО 5167.

В большинстве расходоизмерительных комплексов находят применение диафрагменные сужающие устройства. В целях снижения безвозвратных потерь давления вместо диафрагм могут быть использованы трубы Вентури или расходомерные сопла.

Основные уравнения объемного расхода имеют вид при измерении:

$$Q = 0,2109 \alpha \varepsilon K^2 d^2_{20} \sqrt{\frac{\rho \Delta p}{\rho z T}}; \quad (2.1)$$

сухой части влажного газа

$$Q = 3,553\alpha\epsilon K_t^2 d_{20}^2 \frac{p - \varphi p_{в.п}}{zT} \sqrt{\frac{\Delta p z T}{283,73\rho(p - \varphi p_{в.п.} + \varphi p_{в.п} z T)}}; \quad (2.2)$$

жидкостей

$$Q = 0,0125\alpha K_t^2 d_{20}^2 \sqrt{\Delta p / \rho}, \quad (2.3)$$

где Q — объемный расход при стандартных условиях (101,325 кПа и 293,15 К), м³/ч; α, ϵ — соответственно коэффициенты расхода и расширения газа сужающего устройства; K_t — коэффициент температурного расширения сужающего устройства; d_{20} — диаметр отверстия сужающего устройства при стандартных условиях, мм; p — давление перед сужающим устройством, МПа; Δp — перепад давления на сужающем устройстве, МПа; $p_{в.п.}$ — давление насыщенного водяного пара (справочное значение), МПа; ρ — плотность газа или жидкости при стандартных условиях, кг/м³; φ — относительная влажность газа, доли ед.; z — коэффициент сжимаемости; T — абсолютная температура, К.

Приведение объемного расхода газа к иным стандартным условиям осуществляется введением поправочных коэффициентов (табл. 2.1).

При использовании поправочных коэффициентов для нахождения расхода газа в искомым условиях по значению расхода

Таблица 2.1

Поправочные коэффициенты по приведению расхода газа

к различным стандартным условиям по РД 50-213—80

«Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами» (М.: Изд-во стандартов, 1982)

Единица измерения	Коэффициент		
	Па	бар	атм
Па	1,0	10 ⁻⁵	0,98692 · 10 ⁻⁵
бар	10 ⁵	1,0	0,98692
атм	101,048 · 10 ³	1,01325	1,0
кгс/см ²	98,0665 · 10 ³	0,980665	0,96784
мм рт. ст.	133,322	1,3332 · 10 ⁻³	1,3158 · 10 ⁻³
мм вод. ст.	9,80665	0,980665 · 10 ⁻⁴	9,6784 · 10 ⁻⁵

Продолжение табл. 2.1

Единица измерения	Коэффициент		
	кгс/см ²	мм рт. ст.	мм вод. ст.
Па	1,01972 · 10 ⁻⁵	7,5 · 10 ⁻³	0,10197
бар	1,01972	750,075	10 197
атм	1,0332	760,00	10 341
кгс/см ²	1,0	735,56	1018
мм рт. ст.	1,3595 · 10 ⁻³	1,0	13,595
мм вод. ст.	10 ⁻⁴	7,3556 · 10 ⁻²	1,0

Таблица 2.2

Предельные значения числа Рейнольдса (Re) и коэффициента расхода α для стандартных диафрагм, сопел и труб

Модуль диафрагмы $m = d_{20}^2/D_{20}^2$	Re для		α для	
	диафрагм	сопел и труб Вентури	диафрагм	сопел и труб Вентури
0,05	23 000	60 000	0,598	0,987
0,10	30 000	66 000	0,602	0,989
0,15	40 000	80 000	0,608	0,993
0,20	57 000	90 000	0,615	0,999
0,25	75 000	110 000	0,624	1,007
0,30	93 000	125 000	0,634	1,017
0,35	110 000	140 000	0,645	1,029
0,40	130 000	165 000	0,660	1,043
0,45	150 000	175 000	0,676	1,060
0,50	185 000	190 000	0,695	1,081
0,55	210 000	195 000	0,720	1,111
0,60	240 000	200 000	0,740	1,142
0,65	270 000	210 000	0,768	1,183
0,70	300 000	—	0,802	—

газа в заданных условиях необходимо быть уверенным, что измерения расхода в заданных и искомым условиях выполнены по одной методике.

Для других методик измерения перерасчет должен осуществляться через сравнение произведений поправочных коэффициентов при $\sqrt{\Delta p}$ и заданных и искомым условиях. В особенности это касается измерения расхода газов с помощью расходоизмерительных комплексов, применяемых в зарубежной практике.

Коэффициенты расхода α для нормальных сужающих устройств, установленных в трубопроводах с гладкими стенками, зависят от модуля m сужающего устройства и режима течения, определяемого Re трубы. Выше некоторых предельных значений Re трубы коэффициенты расхода становятся постоянными и зависят только от модуля. Шероховатость трубопровода увеличивает коэффициент расхода. Для диафрагм влияние шероховатости возрастает с увеличением модуля. На коэффициент расхода значительно влияет состояние входной кромки диафрагмы, которая с течением времени затупляется, снижая этот коэффициент.

Приведенные в табл. 2.2 значения коэффициентов расхода являются исходными. К ним должны быть введены поправки на остроту входной кромки, шероховатость труб, вязкость протекающей среды (если измерения производят не в зоне гидравлической автомательности). Значения поправочных коэффициентов могут быть заимствованы из Правил РД 50-213—80.

Стандартная диафрагма для измерения расхода представляет собой сужающее устройство в виде плоского диска с концентрическим отверстием для истечения газа и жидкости.

Диафрагмы используют для установки в трубопроводах диаметром не менее 50 мм. Модуль или отношение площади отверстия диафрагмы к площади сечения трубопровода находится в пределах $0,05 \leq m \leq 0,7$. Со стороны входа потока отверстие диафрагмы имеет цилиндрическую форму, со стороны выхода — коническую. Образующая цилиндрической части со стороны входа потока должна быть перпендикулярна к плоскости диска диафрагмы и оси потока. Угол между образующими цилиндрической и конической частей отверстия диафрагмы должен быть не менее 30° , обычно он составляет 45° . Толщина δ диска диафрагмы в зависимости от ее диаметра D должна быть $\delta \leq 0,05D$, а длина цилиндрической части отверстия $\delta' \leq 0,02D$. Для трубопроводов большого диаметра допускается $\delta = \delta'$. Отклонение действительного диаметра отверстия диафрагмы от расчетного при модуле $m \leq 0,45$ не должно превышать 0,1%, при модуле $m \geq 0,45 - 0,05\%$.

Стандартные сопла и трубы Вентури могут быть использованы вместо диафрагм для измерения расхода газа или жидкости. Стандартные сопла имеют продольную часть со стороны входа потока и цилиндрическую часть, заканчивающуюся на выходе острой кромкой.

Трубы Вентури состоят из трех частей и отличаются от стандартных сопел наличием конической расширяющейся части на стороне выхода потока. Профильные части сопел и труб Вентури со стороны входа потока должны быть гладко отшлифованы. Угол φ конусности диффузора на выходе потока из труб Вентури обычно составляет $5^\circ \leq \varphi \leq 30^\circ$. Указанные в табл. 2.2 коэффициенты расхода действительны при тщательной установке измерительных сужающих устройств в измерительных линиях.

Сужающие устройства устанавливаются в прямолинейном участке трубопровода. Направление проходящего потока должно соответствовать направлению, указанному на кольцевой камере или маркировочной пластине. Длина патрубков перед сужающим устройством должна обеспечивать нормальное распределение профиля скоростей по сечению потока. Это возможно, если длина патрубка перед сужающим устройством не менее $20D$.

Применение пластинчатых или трубчатых струевыпрямителей уменьшает длину участка трубопроводов перед сужающим устройством. Длина прямого участка трубопровода за сужающим устройством должна быть не менее $5D$. Отбор давления для измерения перепада давления осуществляется с плюсового и минусового штуцеров камер, в которых размещается сужающее устройство. Штуцера для отбора давления, измерения тем-

пературы и плотности протекающего потока необходимо ставить в верхней части сечения трубы.

Указанные рекомендации имеют большое значение, которое увеличивается с ростом модуля сужающего устройства и числа Рейнольдса. В этой связи для повышения точности измерения больших расходов газа или жидкости оправданы рекомендации по увеличению числа измерительных линий.

При выборе сужающих устройств обычно учитывают следующие факторы: их стоимость, потери давления; сложность изготовления и монтажа; длину прямых участков измерительных линий; условия износа и скорость движения потока. Наибольшие потери давления возникают в диафрагмах, наименьшие — в трубах Вентури.

В газовой промышленности наибольшее распространение получили диафрагменные сужающие устройства, как наиболее простые для обслуживания, ревизии и монтажа. В практике эксплуатации расходоизмерительных комплексов возникает необходимость периодической поверки сужающих устройств, их очистки или замены. Снятие и установку сужающих устройств производят обычно после перекрытия запорных устройств на входе и выходе измерительных линий и после стравливания из них газа или жидкости. Указанная операция может быть осуществлена и под давлением, если конструкция камеры для установки сужающих устройств обеспечивает такую возможность.

Для стандартных расходоизмерительных устройств, работающих по переменному перепаду давления, точность измерения лежит в пределах 1—2%, хотя известны случаи измерения расхода с большей точностью.

ГЛАВА 3

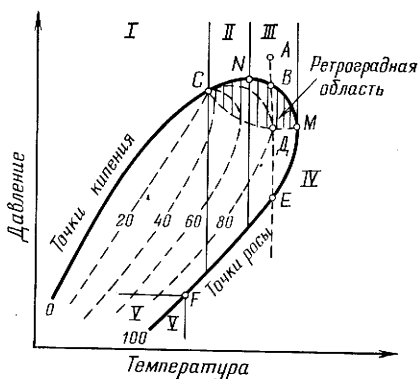
ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОЦЕНКА ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

Характеристика месторождений. Природные углеводороды (газ, газовый конденсат, нефть) приурочены, как правило, к осадочным отложениям пористых и проницаемых пород, способных содержать и отдавать эти флюиды при разработке месторождений.

Углеводородсодержащие породы-коллекторы подразделяют на гранулярные (терригенные), трещинные и трещиновато-пористые (смешанные). Гранулярные или терригенные коллекторы сложены песчано-алевролитовыми породами, известняками и доломитами. Трещинные коллекторы сложены как осадочными, так и изверженными метаморфическими породами. Смешанные коллекторы представлены и теми и другими видами горных пород.

Рис. 3.1. Диаграмма фазового состояния ($p-V-T$) для многокомпонентных смесей:

0; 20; 40; 60; 80; 100 — линии постоянного объема пара в системе газ — жидкость; C — критическая точка; N — криконденбар — максимальное давление на линии точек кипения, при котором может существовать жидкость; M — крикондентерм — максимальная температура на линии точек росы, при которой жидкость и пар могут существовать в равновесии; E — точка гидратообразования; $ABDE$ — изотерма ретроградной конденсации; месторождения: I — нефтяные; II — нефтегазоконденсатные; III — газоконденсатные; IV — газовые; V — газогидратные



К важнейшим параметрам коллекторов относят пористость, проницаемость и насыщенность флюидами. Для трещинных и трещиновато-пористых коллекторов характерным параметром является трещиноватость горных пород.

В зависимости от характера флюидов, находящихся в продуктивном пласте, ($p-V-T$)-состояния этих флюидов месторождения природных углеводородов классифицируют на нефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные, газовые и газогидратные. На рис. 3.1 представлена типичная диаграмма фазового состояния ($p-V-T$) флюида для многокомпонентных углеводородных смесей. Нефтяные месторождения (I) могут существовать при температурах ниже критической (левее точки C). Различают нефтяные месторождения с давлением выше давления насыщения (зона I , выше точек кипения), нефтяные месторождения с давлением, равным давлению насыщения (зона I , кривая точек кипения), и нефтяные месторождения с давлением ниже давления насыщения (зона I , ниже точек кипения) или так называемые двухфазные нефтяные месторождения (нефть и газовая шапка). Характерен для всех нефтяных месторождений процесс выделения газа при снижении давления и постоянной температуре.

В ретроградной области (на рис. 3.1 заштрихована) имеет место обратное явление. При снижении давления при постоянной температуре (например, изотерма $ABDE$) в ретроградной области наблюдается выделение жидкости (конденсация углеводородов). В этой области между критической точкой (C) и криконденбаром (N) лежит зона II — зона существования нефтегазоконденсатных месторождений. В этой же ретроградной области между криконденбаром (N) и крикондентермом (M) лежит зона III — зона существования газоконденсатных месторождений.

Нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения могут быть как недонасыщенными (пластовое давление выше

давления точек кипения), насыщенными (пластовое давление равно давлению точек кипения), так и двухфазными (пластовое давление ниже давления точек кипения).

Зона IV правее точки M (крикондентерм) и ниже линии точек росы представляет зону существования газовых месторождений. В этой зоне снижение давления при постоянной температуре не приводит к возникновению углеводородной жидкой фазы. Наконец, левее точки E (точка гидратообразования) находится зона V — зона существования газогидратных залежей.

Пластовое начальное давление в месторождениях, как правило, соответствует гидростатическому давлению столба воды на глубине залегания продуктивного коллектора. Известны месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями (давление в пласте выше гидростатического) и с аномально низкими пластовыми давлениями.

Определение запасов газа и газового конденсата и оценку добывных возможностей определяют с помощью метода материального баланса. Значение пластового давления приводят к отметке газодляного контакта или к середине этажа газоносности пласта-коллектора. Для подсчета запасов газа объемным методом или по методу падения давления используют значение средневзвешенного по объему залежи пластового давления. Для слоистой модели пласта, используя карту изобар, это давление находят по формуле

$$\bar{p} = \frac{\int_0^{\Omega} p \, d\Omega}{\int_0^{\Omega} p \, d\Omega} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i F_i h_i}{\sum_{i=1}^n F_i h_i}, \quad (3.1)$$

где p_i — пластовое давление в i -м объеме $F_i h_i$; F_i — площадь, заключенная между двумя соседними линиями равных произведений $(ph)_i$; h_i — эффективная толщина в пределах F_i ; Ω — объем порового пространства пласта-коллектора.

Потенциальные запасы газа в пласте-коллекторе объемным методом определяют по формуле

$$Q = Fhm \frac{p_n}{z_n} \frac{1}{\rho_{ст}} \frac{T_{ст}}{T_{пл}} \alpha_T, \quad (3.2)$$

где F — площадь газоносности, м²; h — средневзвешенная эффективная толщина пласта-коллектора, м; m — средневзвешенная по объему газовой залежи пористость, доли единицы; p_n — начальное средневзвешенное по газонасыщенному объему залежи пластовое давление, МПа; z_n — коэффициент сжимаемости при давлении p_n (безразмерный); $T_{пл}$ — пластовая средневзвешенная по газонасыщенному объему залежи температура, К;

$\alpha_r = (1 - S_B)$ — средневзвешенный по газонасыщенному объему коэффициент газонасыщенности порового объема, доли единицы; S_B — средневзвешенная водонасыщенность, доли единицы; $p_{ст}$, $T_{ст}$ — стандартные давление и температура, соответственно в МПа и К.

При подсчете запасов по формуле (3.2) значения средневзвешенных эффективной толщины h и пористости m находят, пользуясь картами изопахит, по формулам

$$h = \frac{\sum_{i=1}^n h_i F_i}{\sum_{i=1}^n F_i}; \quad (3.3)$$

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i h_i F_i}{\sum_{i=1}^n h_i F_i}, \quad (3.4)$$

где F_i — площадь газонности между двумя соседними изопахитами; h_i — средняя эффективная толщина в пределах F_i ; m_i — средняя пористость; n — число изопахит.

Аналогичным образом определяют средние проницаемость K и коэффициент продуктивности Kh/μ .

При газовом режиме естественного истощения пласта запасы газа подсчитывают по методу падения давления по формуле, вытекающей из материального баланса:

$$Q_3 = \frac{\left(Q_{доб} \frac{p_H}{z_H} \right) T_{пл}}{\left(\frac{p_H}{z_H} - \frac{p_t}{z_t} \right) T_{ст}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{доб}$ — объем накопленной добычи к моменту времени t ; p_t , z_t — средневзвешенные текущее пластовое давление и коэффициент сжимаемости.

При выработке месторождения на конечной фазе его разработки, когда $p_t = p_K$ и $z_t = z_K$, первоначальные запасы газа определяют по формуле

$$Q_3 = Fhm \left(\frac{p_H}{z_H} - \frac{p_K}{z_K} \right) \frac{T_{ст}}{p_{ст} T_{пл}} \alpha_r. \quad (3.6)$$

При этом коэффициент конечной газоотдачи пласта находят из выражения

$$\beta = Q_{доб}/Q_3 = 1 - \frac{p_K z_H}{p_H z_K}. \quad (3.7)$$

Коэффициент текущей газоотдачи может быть определен из выражения (3.7) при замене $Q_{\text{доб}} = Q_t$; $p_k = p_t$; $z_k = z_t$.

Запасы газового конденсата рассчитывают по запасам газа, если известны результаты термодинамического анализа (p — V — T) газоконденсатной смеси, используя формулу

$$(Q_k)_z = 10^{-6} Q_z q_k \rho_k, \quad (3.8)$$

где $(Q_k)_z$ — запасы конденсата, т; q_k — содержание конденсата в газе, $\text{см}^3/\text{м}^3$; ρ_k — плотность конденсата, $\text{г}/\text{см}^3$.

При водонапорном режиме, зная на момент времени t объем добытого газа $Q_{\text{доб}}$ и объем вторгшейся в залежь воды $Q_v(t)$, начальные запасы газа определяют по формуле

$$Q_z = \frac{\left(Q_{\text{доб}} - Q_v(t) \frac{p_t}{z_t p_{\text{ст}}} \right) T_{\text{пл}}}{\left(1 - \frac{p_t}{z_t} \frac{z_n}{p_n} \right) T_{\text{ст}}}. \quad (3.9)$$

В зависимости от количества вторгающейся пластовой воды различают активный водонапорный режим ($p_t z_n / p_n z_t$ во времени не изменяется) и водонапорный режим [частичное замещение объема добытого газа $Q_{\text{доб}}$ объемом вторгшейся воды $Q_v(t)$]. Степень активности воды находят по отклонению величины $p_t z_n / p_n z_t$ при изменении режима от водонапорного к газовому. Значение $Q_v(t)$ определяют на основании специальных расчетов или фактических данных. При защемлении газа за фронтом его вытеснения вторгающейся в залежь водой объем защемленного газа должен быть учтен в формуле (3.9).

Применение метода падения давления позволяет уже при отборе 4—6% начальных запасов газа довольно точно определять запасы и ускорять промышленную разведку месторождения. При этом приведенное текущее средневзвешенное давление находят по формуле

$$p_t / z_t = \frac{\Omega_n (p_n / z_n) - (p_{\text{ст}} T_{\text{пл}} / T_{\text{ст}}) Q_{\text{доб}}}{\Omega_t}, \quad (3.10)$$

где $\Omega_t = \Omega_n - Q_v(t)$ — объем порового газонасыщенного пространства пласта к моменту времени t ; $Q_v(t)$ — суммарный объем вторгшейся в залежь воды к моменту времени t .

При газовом режиме $Q_v(t) = 0$ уравнение (3.10) записывают в виде

$$p_t / z_t = p_n / z_n - [(p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}) / (\Omega_n T_{\text{ст}})] Q_{\text{доб}}. \quad (3.11)$$

Оценка уровней отборов и компонентоотдачи пластов. В процессе разработки месторождений природного газа по мере роста накопленного отбора дебит скважин снижается. Если по исследованиям кернового материала известны пористость m ,

проницаемость K и водонасыщенность S_v отдельных n пропластков всей газоносной толщи, то можно построить график (рис. 3.2) зависимости относительного (к начальному) дебита скважины от относительного (к запасам) накопленного отбора из пласта. При этом относительный дебит \bar{q} и относительный отбор \bar{Q} определяют из выражений

$$\bar{q} = \frac{qt}{q_H} = \frac{\sum_{i=1}^n K_i h_i (p_i/p_H)^2}{\sum_{i=1}^n K_i h_i}; \quad (3.12)$$

$$\bar{Q} = \frac{Q}{Q_3} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i (1 - S_v) (1 - p_i/p_H) h_i}{\sum_{i=1}^n m_i (1 - S_v) h_i}. \quad (3.13)$$

Построение зависимости (см. рис. 3.2) позволяет оценивать добычные возможности пласта-коллектора во времени и определять необходимое число добывающих эксплуатационных скважин при заданном годовом уровне отбора газа из месторождения.

Уровень годового отбора газа из месторождения рассчитывают в каждом конкретном случае на начальной стадии его освоения, т. е. на стадии создания проекта опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) и составления технико-экономического обоснования добычи газа. В дальнейшем по мере накопления информации по результатам ОПЭ уровни годового отбора газа из месторождения уточняются в проектах и анализах разработки месторождения. Как правило, уровни годового отбора газа из месторождений составляют 2—4% от извлекаемых запасов, по отдельным месторождениям-регуляторам уровень годового отбора газа из месторождений достигает 10%, а в некоторых случаях — и более. Освоение и эксплуатация месторождений на всех стадиях их разра-

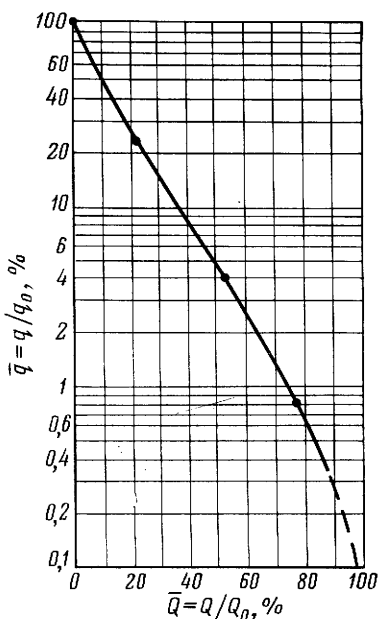


Рис. 3.2. Зависимость относительного (к начальному) дебита скважины от относительного (к запасам) накопленного отбора газа

ботки регламентированы «Правилами разработки газовых и газоконденсатных месторождений».

В процессе эксплуатации и оценки добычных возможностей месторождений большое значение имеет информация о газо- и конденсатоотдаче пластов.

Коэффициент K объемной компонентоотдачи — отношение объема Q_d добытого из пласта компонента к его геологическим запасам Q_z . Различают конечный (окончание эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Выражая K в процентах, получаем

$$K_i = (Q_{di}/Q_{zi})100 = (1 - Q_{oi}/Q_{zi})100, \quad (3.14)$$

где i — рассматриваемый компонент пластового газа (метан, этан, ..., гелий, сероводород и т. д.); Q_{oi} — остаточные запасы данного компонента.

Если рассматривать газ как смесь углеводородных компонентов C_1 - C_4 , а конденсат как смесь C_{5+} , то коэффициенты газо- и конденсатоотдачи можно выразить следующим образом (в %):

$$K_{\Gamma} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{dCi}}{\sum_{i=1}^n Q_{zCi}} 100; \quad K_{\kappa} = \frac{Q_{dC_{5+}}}{Q_{zC_{5+}}}. \quad (3.15)$$

Из практики эксплуатации отечественных и зарубежных месторождений следует, что при режиме естественного истощения конечный коэффициент газоотдачи составляет 85—95%, в то время как конечный коэффициент конденсатоотдачи 30—60%, а при благоприятных факторах до 75%.

Основные факторы, влияющие на коэффициент газоотдачи: режим эксплуатации месторождения; средневзвешенное по объему порового пространства пласта давление; площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта; тип месторождения (пластовое, массивное); темп отбора газа; охват пласта вытеснением (при естественном или принудительном воздействии на пласт); размещение скважин на структуре и площади газоносности; состояние вскрытия пласта скважиной и конструкция скважины; виды работ по интенсификации скважин.

Объем остаточного $Q_{ог}$ в пласте газа в конце разработки месторождения выражают уравнением

$$Q_{ог} = \Omega_{\kappa} \frac{\tilde{p}_{\kappa}}{\tilde{z}_{\kappa}} + (\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\kappa}) \frac{\tilde{p}_{\text{в}}}{\tilde{z}_{\text{в}}} \alpha, \quad (3.16)$$

где Ω_n, Ω_k — начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, м^3 ; $\tilde{p}_k/\tilde{z}_k, \tilde{p}_v/\tilde{z}_v$ — конечные средневзвешенные по газонасыщенному (индекс к) и обводненному (индекс в) объемам порового пространства пласта безразмерные (отнесенные к атмосферному давлению) приведенные (разделенные на соответствующие коэффициенты сверхсжимаемости z газа) давления; $\alpha = \alpha(\tilde{p}_v, Q(t)/Q_3, \rho_n)$ — коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной ($\Omega_n - \Omega_k$) зоны порового объема пласта, доли единицы; $Q(t)$ — текущий добытый объем газа, м^3 ; ρ_n — начальная газонасыщенность пласта; Q_3 — запасы газа, м^3 .

С учетом этого уравнения коэффициент газоотдачи (в %) описывают формулой

$$K_{\Gamma} = \frac{[\Omega_n(\tilde{p}_n/\tilde{z}_n - \alpha(\tilde{p}_v/\tilde{z}_v))] - \Omega_k[\tilde{p}_k/\tilde{z}_k - \alpha(\tilde{p}_v/\tilde{z}_v)]}{Q_3}, \quad (3.17)$$

где \tilde{p}_n/\tilde{z}_n — начальное средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пласта приведенное (разделенное на z) давление.

При газовом режиме эксплуатации [$\Omega_n = \Omega_k = \text{const}$; $Q_3 = \Omega(\rho_n/z_n)$; $\alpha = 0$] коэффициент газоотдачи

$$K_{\Gamma} = \left(1 - \frac{\tilde{p}_k/\tilde{z}_k}{\rho_n/\tilde{z}_n} \right) 100. \quad (3.18)$$

При жестком водонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_n > \Omega_k$; $\tilde{p}_v/\tilde{z}_v \approx \tilde{p}_k/\tilde{z}_k \approx \tilde{p}_n/\tilde{z}_n$; $\alpha = 0$) коэффициент газоотдачи

$$K_{\Gamma} = [(1 - \alpha_o)(1 - \Omega_k/\Omega_n)] 100, \quad (3.19)$$

где α_o — коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной ($\Omega_n - \Omega_k$) зоны пласта, доли единицы.

Для песков

$$\alpha_{оп} = (1 - 1,415\sqrt{\rho_n m_o})\rho_n; \quad (3.20)$$

для доломитов

$$\alpha_{од} = (1 - 1,085\sqrt{\rho_n m_o})\rho_n. \quad (3.21)$$

При $\Omega_k/\Omega_n = 0$ в случае жесткого водонапорного режима эксплуатации коэффициент газоотдачи принимают равным:

для песков

$$(K_{\Gamma})_{п} = 1,415\sqrt{\rho_n m_o}; \quad (3.22)$$

для доломитов

$$(K_{\Gamma})_{д} = 1,085\sqrt{\rho_n m_o}. \quad (3.23)$$

В формулах (3.20) — (3.23) m_o — пористость пласта.

При упругом водонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_n > \Omega_k$; $p_n/z_n > \tilde{p}_n/\tilde{z}_n > \tilde{p}_k/\tilde{z}_k$; $\alpha = 0$) коэффициент газоотдачи

$$K_{гy} = \left[\left(1 - \alpha \frac{\tilde{p}_n z_n}{\tilde{z}_n p_n} \right) - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} \left(\frac{\tilde{p}_k z_n}{\tilde{z}_k p_n} - \alpha \frac{\tilde{p}_n z_n}{\tilde{z}_n p_n} \right) \right] 100, \quad (3.24)$$

где $\alpha = \alpha_0 f[\tilde{p}_v, Q(t)/Q_3]$, α — функция литологического строения пласта; $Q(t)/Q_3$ — уровень годового отбора газа из месторождения.

При $Q(t)/Q_3 < 0,2$ и пласте, представленном несцементированным песком:

$$f(\tilde{p}_v) = 1,49 - (\tilde{p}_v/p_n - 0,3)^2. \quad (3.25)$$

При $Q(t)/Q_3 > 0,2$ и пласте, представленном песчаником:

$$f(\tilde{p}_v) = 1,25 - (\tilde{p}_v/p_n - 0,5)^2. \quad (3.26)$$

Коэффициент конденсатоотдачи несцементированного песка или песчаника при вытеснении выпавшего в пласте газового конденсата водой и постоянном давлении определяют из уравнения

$$K_{кв} = \left[1 - 1,415 \left(\frac{\mu_k}{\mu_v} \right)^{1/8,57} \sqrt{\rho_{нк} m_0} \right] \rho_{нк}, \quad (3.27)$$

где μ_k , μ_v — вязкость соответственно конденсата и воды; $\rho_{нк}$ — начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли единицы.

Коэффициент конденсатоотдачи $K_{ко}$ при разработке газоконденсатной залежи в режиме естественного истощения при $\Omega_n = \text{const}$ может быть рассчитан при наличии экспериментальных данных ($p-V-T$) по дифференциальной конденсации пластовых флюидов. Влияние пористой среды на коэффициент конденсатоотдачи в этом случае учитывают выражением

$$K_k = K_{ко} - 27,8 \cdot 10^{-4} F^{1/2}, \quad (3.28)$$

где F — удельная поверхность пористой среды, $\text{см}^2/\text{см}^3$.

Вероятностно-статистические модели для прогнозирования нефтегазодобычи. Наряду с описанными детерминированными методами оценки запасов, уровней отбора и компонентоотдачи пластов, основанных на методе материального баланса, разработано множество решений на базе двухмерных и объемных моделей пласта при многокомпонентной фильтрации добываемых флюидов, а также для вероятностно-статистических моделей. Описания таких решений в этой работе не рассматриваются. Однако следует отметить, что в процессе разработки месторождений статистическая информация о накопленной и текущей добыче газа, газового конденсата и воды может служить для построения несложных стохастических моделей. Такие модели

Таблица 3.1

Формулы для корреляции нефтегазодобычи по S-образным кривым роста

Показатель	S-образные кривые роста	
	Перла	Гомперца
Накопленная добыча Q	$Q = Q_3 / (1 + ae^{-bt})$	$Q = Q_3 e^{-ae^{-bt}}$
Годовая добыча $q = dQ/dt$	$q = bQ(1 - Q/Q_3)$	$q = abQ$
Уровень годового отбора $Y_q = q/Q_3$	$Y_q = bQ(1 - Q/Q_3)/Q_3$	$Y_q = abQ/Q_3$
Компонентоотдача $K = Q/Q_3$	$K = 1 / (1 + ae^{-bt})$	$K = e^{-ae^{-bt}}$
Падающая добыча наступает при:		
t_n	$t_n = (\ln a) / b$	$t_n = (\ln a) / b$
Q_n	$Q_n = Q_3 / 2$	$Q_n = Q_3 / e$
q_n	$q_n = bQ_3 / 4$	$q_n = bQ_3 / e$
Y_{qn}	$Y_{qn} = b / 4$	$Y_{qn} = b / e$
K_n	$K_n = 1 / 2$	$K_n = 1 / e$

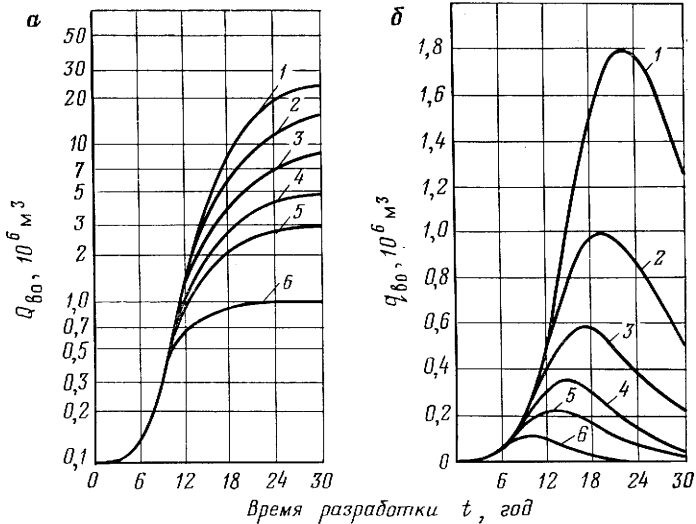


Рис. 3.3. Прогноз накопленный $Q_{во}$ (а) и годовой $q_{во}$ (б) добычи воды по Оренбургскому газоконденсатному месторождению для различных объемов вторгшейся воды $Q_в$ (в 10^6 м^3):

1 — 40; 2 — 20; 3 — 10; 4 — 5; 5 — 3; 6 — 1

позволяют эксплуатационному персоналу промыслов, во-первых, анализировать и расширять представления о параметрах разрабатываемых залежей и технологических показателях их эксплуатации и, во-вторых, служат основой прогнозирования этих показателей на перспективу.

При построении стохастических моделей в нефтегазодобыче большой интерес могут представить так называемые S-образные кривые роста, в которых искомая функция, пусть накопленная добыча Q , во времени возрастает и ограничивается некоторым пределом, в данном случае запасами Q_z , например, извлекаемыми.

В табл. 3.1 приведены расчетные формулы для прогнозирования нефтегазодобычи с использованием кривых Перла и Гомперца.

Для примера на графиках (рис. 3.3) представлены результаты прогнозных расчетов накопленной $Q_{во}$ и годовой $q_{во}$ добычи пластовой воды по Оренбургскому газоконденсатному месторождению, полученные с использованием кривой Гомперца. В расчетах был задан объем пластовой воды Q_v , внедрившейся в залежь от контура питания. Для повышения точности расчетов Q_v может быть вычислен одним из известных методов.

ГЛАВА 4

ИСПЫТАНИЕ И УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Дебит газовых скважин и режим добычи. Важнейшими источниками информации о продуктивном пласте, скважинах и их добычных возможностях служат результаты газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах притока в них флюида. Результаты испытаний являются основой для установления технологических режимов эксплуатации скважин (проектных дебитов с учетом ограничивающих факторов и требований правил охраны недр и техники безопасности).

Результаты исследований скважин на приток обычно обрабатывают по двучленной или степенной формуле. В процессе обработки результатов по двучленной формуле используют зависимость

$$p_{пл}^2 - p_z^2 = Aq + Bq^2, \quad (4.1)$$

где $p_{пл}$, p_z — соответственно пластовое и забойное давления; q — дебит скважины; A , B — коэффициенты фильтрационного сопротивления (размерные).

Коэффициенты A и B обычно находят графическим способом, построив линейную зависимость $(p_{пл}^2 - p_z^2)/q = f(q)$. При

этом тангенс угла наклона полученной прямой численно равен значению коэффициента B , а отрезок, отсекаемый этой прямой на оси $(p_{пл}^2 - p_3^2)/q$, равен значению коэффициента A . Более точное определение коэффициентов A и B при наличии нескольких результатов испытания скважины выполняют по методу наименьших квадратов. При этом

$$A = \frac{\sum \frac{\Delta p_i^2}{q_i} \sum q_i^2 - \sum q_i \sum p_i^2}{n \sum q_i^2 - (\sum q_i)^2}; \quad (4.2)$$

$$B = \frac{n \sum \Delta p_i^2 - \sum q_i \sum \frac{\Delta p_i^2}{q}}{n \sum q_i^2 - (\sum q_i)^2}, \quad (4.3)$$

где n — число режимов, при которых исследована скважина на приток; $\Delta p_i^2 = p_{пл}^2 - p_3^2$.

При обработке результатов по степенному закону $q = C(p_{пл}^2 - p_3^2)^n$ обычно пользуются логарифмической бумагой, строя зависимость $(p_{пл}^2 - p_3^2) = f(q)$. В логарифмических координатах указанная зависимость представляется прямой линией. Тангенс угла наклона этой линии определяет значение показателя степени n , а отрезок, отсекаемый на оси $(p_{пл}^2 - p_3^2)$, — значение коэффициента C в степенной формуле притока газа. Характерной особенностью обработки результатов исследования скважины на приток с использованием степенной формулы является возможность установления графически (рис. 4.1) значений свободного ($p_y = 0,1$ МПа) для зависимости $q = C_1(p_3^2 - p_y^2)^{n_1}$ и абсолютно свободного ($p_3 = 0,1$ МПа) для зависимости $q = C_2(p_{пл}^2 - p_3^2)^{n_2}$ дебита газовой скважины.

Факторы, ограничивающие дебит газовых скважин, подразделяют на геолого-промысловые (разрушение призабойной зоны пласта, вынос частиц породы, т. е. пескопроявление; образование конусов подошвенной воды и преждевременный прорыв краевой воды в скважину, т. е. водопроявление) и промысловотехнологические (гидратообразование в стволе скважины, опасность возникновения предельных напряжений в колонне лифтовых труб, ограничение пропускной способности труб вследствие отсутствия другого типоразмера, возможность вибрации устьевого оборудования, возможность коррозионного и эрозийного износа труб, наземного и подземного скважинного оборудования и др.).

Исходя из принятых отборов газа из месторождения и режима истощения (естественное или с поддержанием пластового давления) и принимая во внимание режим фильтрации и притока флюида в скважину, а также факторы, ограничивающие дебит скважины, можно установить технологический режим ее

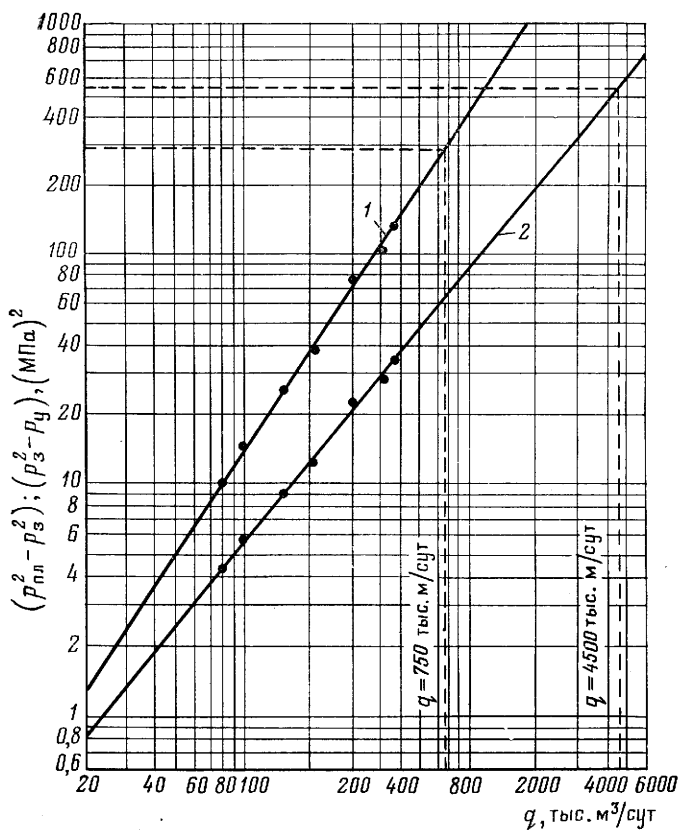


Рис. 4.1. График данных обработки испытаний скважины с 73-мм НКТ по степенной зависимости:

$1 - q = C_1(p_3^2 - p_y^2)^{n_1}$; $2 - q = C_2(p_{пл}^2 - p_3^2)^{n_2}$; при $q = 750$ тыс. м³/сут = A — свободный дебит для $(p_3^2 - p_y^2) = (17,1)^2 - (0,1)^2 = 292,4$ (МПа)²; при $q = 4500$ тыс. м³/сут = B — абсолютно свободный дебит для $(p_{пл}^2 - p_3^2) = (28,1)^2 - (0,1)^2 = 533,6$ (МПа)²

эксплуатации. Совместное решение уравнения притока газа в скважину и уравнения движения газа по колонне насосно-компрессорных труб позволяет определить или диаметр НКТ, или забойное или устьевое давление, или дебит скважины при указанных заданных параметрах. Решение выполняют аналитически или графически, налагая на индикаторную линию притока характеристики лифтовых колонн.

В случае газового режима естественного истощения продуктивного пласта могут возникнуть следующие возможные режимы эксплуатации скважин.

Режим постоянной депрессии на пласт $\Delta p = p_{пл} - p_3 = \text{const}$. Из двучленной формулы при этом имеем

$$q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta p(2p_{\text{пл}} - \Delta p)}}{2B}. \quad (4.4)$$

Из уравнения (4.4) следует, что при режиме постоянной депрессии на пласт и снижении пластового давления дебит скважины во времени будет снижаться.

Режим постоянного градиента давления на стенке скважины $|dp/dR|_{R=r_c} = \text{const}$ или $C = q/p_3 = \text{const}$.

Из двучленной формулы при максимально допустимом градиенте

$$|dp/dR|_{R=r_c} = \psi = A_0 \frac{q}{p_3} + B_0 \frac{q^2}{p_3} = \text{const}. \quad (4.5)$$

В случае линейного закона фильтрации $\psi = A_0(q/p_3) = \text{const}$ или $C = \psi/A_0 = q/p_3 = \text{const}$, т. е. имеют место условия постоянства скорости фильтрации в призабойной зоне скважины. Коэффициенты A_0 и B_0 определяются выражениями

$$A_0 = A \frac{1}{2\pi R_0^2 [\ln(R_k/r_c) + C_1 + 1/(nR_0)]}; \quad (4.6)$$

$$B_0 = B \frac{1}{2rc^2(1/r_c - 1/R_k)} \left[\frac{\ln(R_k/r_c)}{\ln(R_k/r_c) + C'_1 + 1/(nR_0)} \right], \quad (4.7)$$

где n — число перфорационных отверстий на 1 м колонны; R_0 — радиус пулевого отверстия (2—3 см); C_1 — коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия; C'_1 — коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия.

В случае $\psi = \text{const}$ давление на забое скважины

$$p_3 = A(q/\psi) + B(q^2/\psi). \quad (4.8)$$

Задавая значениями q , можно определить соответствующие забойные давления p_3 . Из уравнения материального баланса истощения залежи строят зависимость $q = f(p_{\text{пл}})$. При линейном законе фильтрации $p_3 = q/C$, $B = 0$ дебит скважины во времени находят из уравнения

$$q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4p_{\text{пл}}^2/C^2}}{2/C^2}. \quad (4.9)$$

Режим постоянного дебита $q = \text{const}$. Забойное давление и депрессии на пласт определяются двучленной формулой

$$p_3 = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - Aq - Bq^2}; \quad (4.10)$$

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_3 = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - Aq - Bq^2}. \quad (4.11)$$

При $q = \text{const}$ в процессе эксплуатации скважины Δp возрастает. В случае, когда $\Delta p = \Delta p_{\text{мах доп}}$, необходимо сменить тех-

нологический режим эксплуатации скважин, например перейти на режим $\Delta p = \text{const}$ или $p_3 = \text{const}$.

Режим постоянного забойного давления $p_3 = \text{const}$. Из двучленной формулы получим

$$q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2)}}{2B}. \quad (4.12)$$

Режим постоянного устьевого давления $p_y = \text{const}$. Решая совместно двучленную формулу притока газа к скважине и уравнение движения газа в стволе насосно-компрессорных труб (характеристика лифта), находим забойное давление

$$p_3^2 = p_y^2 e^{2S} + \theta q^2. \quad (4.13)$$

Из двучленной формулы при $p_y = \text{const}$ имеем

$$q = \frac{\sqrt{A^2 + 4(\theta + B)(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2)e^{2S}} - A}{2(\theta + B)}.$$

В формулах (4.13) и (4.14)

$$\theta = [(1,377\lambda T_{\text{cp}}^2 z_{\text{cp}}^2) / d_{\text{вн}}^5] (e^{2S} - 1); \quad S = 0,03415 \frac{\rho H}{z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}}; \quad (4.14)$$

λ — коэффициент гидравлического сопротивления НКТ.

Режим предельного безводного дебита при проявлении подошвенной воды определяют с использованием графика (рис. 4.2) по формуле

$$q = \frac{2\pi K h^2 \rho_w \rho_k}{\mu p_{\text{ст}}} q^*, \quad (4.15)$$

где h — толщина пласта до зеркала подошвенной воды; ρ_w — плотность воды; ρ_k — давление на контуре питания; $q^* = f(\bar{h}, \rho)$ —

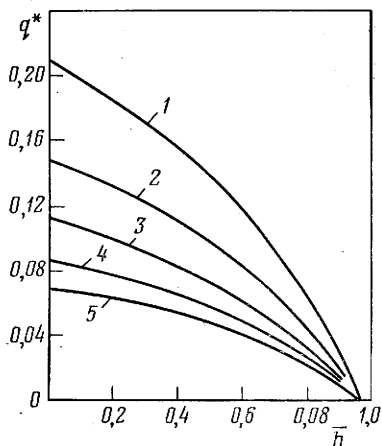


Рис. 4.2. Зависимость безразмерного q^* предельного безводного дебита от степени вскрытия \bar{h} пласта при анизотропии пласта ρ :
1 — 2; 2 — 4; 3 — 10; 4 — 30; 5 — 100

безразмерный предельный безводный дебит (см. рис. 4.2); $\bar{h} = \bar{h}_{\text{вск}}/h$ — степень вскрытия пласта; $\rho = R_k / (h\sqrt{K_r/K_v})$ — степень анизотропии пласта; K_r, K_v — соответственно проницаемость по горизонтали и по вертикали; R_k — радиус контура питания.

Найдя из графика q^* , можно рассчитать безводный дебит q . Затем для полученного значения q определяют допустимую депрессию на пласт, ниже которой предполагают эксплуатацию скважины без водопроявлений. Депрессию находят по двучленной формуле $\Delta p = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - Aq - Bq^2}$.

При возможности образования гидратов в стволе НКТ предельный безгидратный дебит определяют совместным решением уравнений изменения давления и температуры по длине НКТ. Режимы с другими ограничениями (эрозия, вынос воды и др.) рассчитывают по критической допустимой скорости газа в колонне НКТ.

Распределение давления и температуры в стволе скважины.

При установлении технологических режимов эксплуатации скважин большое значение уделяют информации о давлении и температуре на забое и об их распределении по стволу НКТ.

Давление и температуру на забое скважины измеряют непосредственно на устье при помощи глубинных приборов или вычисляют по известным параметрам.

Давление на забое остановленной скважины определяют по формуле

$$p_z = p_y \exp\left(0,03415 \frac{\bar{\rho}H}{z_{\text{ср}}T_{\text{ср}}}\right) \quad (4.16)$$

или

$$p_z = p_y e^S, \quad (4.17)$$

где p_z, p_y — давление соответственно на забое и устье (статическое) скважины, МПа; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; H — глубина скважины, м; $z_{\text{ср}}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при $p_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$; $S = 0,03415(\bar{\rho}H/z_{\text{ср}}T_{\text{ср}})$; $T_{\text{ср}}$ — средняя температура газа в скважине, К.

Значения $p_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ могут быть приняты как средние арифметические между устьевым и забойным значениями давлений и температур (допущение о линейности распределения p и T по стволу скважины). В случае значительных отклонений от линейного распределения

$$T_{\text{ср}} = (T_z - T_y) / \ln(T_z/T_y); \quad (4.18)$$

$$p_{\text{ср}} = p_y [(1 + e^S)/2]. \quad (4.19)$$

Процедура расчета $p_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ по формулам (4.18) и (4.19) предполагает использование метода итераций (последовательных приближений).

Следует отметить, что в работающей незапакерованной скважине (эксплуатация по НКТ, в затрубье неподвижный столб газа или наоборот) забойное давление может быть рассчитано по формулам (4.16) и (4.17). В этом случае за величину давления на устье скважины принимают давление в затрубном пространстве.

В случае, если скважина запакерована и эксплуатируется по НКТ с дебитом газа q , забойное давление при известном устьевом давлении

$$p_3 = \sqrt{p_y^2 e^{2S} + 0,01377\lambda \frac{z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d_b^5} (e^{2S} - 1) q^2}, \quad (4.20)$$

где p_3, p_y — забойное и устьевое давления работающей скважины, МПа; λ — коэффициент гидравлического сопротивления НКТ; z_{cp} — средний коэффициент сжимаемости (для T_{cp} и p_{cp}); T_{cp} — средняя температура газа в скважине, К; q — дебит газа, тыс. м³/сут; d_b — внутренний диаметр НКТ, см.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ находят по известным в трубной гидравлике формулам или определяют по графикам зависимости $\lambda = \lambda(R_c; \epsilon)$.

Практическое значение λ для конкретных условий эксплуатации скважины можно установить, решая уравнение (4.20) относительно λ . Как правило, для общеходовых типоразмеров НКТ λ принимают от 0,015 до 0,02. При эксплуатации скважины по затрубному пространству (НКТ закрыты) забойное давление в работающей скважине может быть рассчитано с использованием формулы (4.20) после замены d_b на гидравлический диаметр, т. е.

$$d_b^5 = (D - d_n)^3 (D + d_n)^2; \quad (4.21)$$

$$p_3 = \sqrt{p_{затр}^2 e^{2S} + 0,01377\lambda \frac{z_{cp}^2 T_{cp}^2 q^2 (e^{2S} - 1)}{(D - d_n)^3 (D + d_n)^2}}, \quad (4.22)$$

где D, d_n — внутренний диаметр эксплуатационной колонны и наружный диаметр НКТ, см; $p_{затр}$ — затрубное давление на устье, МПа.

Расчет забойных давлений по формулам (4.16) и (4.17) в практических условиях требует известной затраты времени, так как необходимо определить плотность, средние по стволу НКТ температуру и коэффициент сжимаемости газа. Не снижая точности расчетов, забойное давление в остановленной скважине при известном устьевом давлении (или при известном затрубном давлении в отсутствие пакера) $p_3 = C p_y$, где $C = e^S$ — корреляционный коэффициент (рис. 4.3), установленный практикой эксплуатации скважин в отсутствие аномальных проявлений пластовых давлений и температур.

При аномальных пластовых давлениях и температурах газа забойные давления необходимо рассчитывать по указанным выше формулам.

При эксплуатации газовых скважин с применением жидкости в стволе скважины, во-первых, увеличивается вес столба добываемой среды, во-вторых, увеличиваются потери давления газа в стволе скважины на преодоление веса столба и потери на трение (обусловлено наличием жидкости) и, наконец, в-третьих, уменьшается устьевое давление при прочих равных условиях. Забойное давление в работающей скважине с учетом наличия жидкости в стволе определяют по формуле

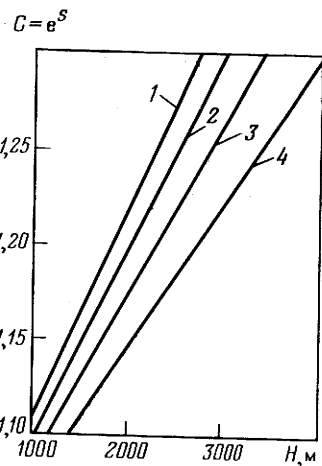


Рис. 4.3. Зависимость корреляционного коэффициента $C=e^S$ от глубины скважины H при относительной плотности газа ρ_r :

1 — 0,9; 2 — 0,8; 3 — 0,7; 4 — 0,6

$$p_3 = \sqrt{p_1^2 e^{2S_0} + 0,01377 \frac{z_{cp}^2 T_{cp}^2 Q_{cm}^2}{\rho d_B^5} (e^{2S_0} - 1)}, \quad (4.23)$$

где $S_0 = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \rho H}{z_{cp} T_{cp}}$; $\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_{ж}}{\rho_{г.р}}$;

$$\rho_{г.р} = \rho_g \rho_{ст} T_{ст} / \rho_{ср} T_{ср}; \quad \varphi < \beta < Q_{г.р} / (Q_{г.р} + Q_{ж});$$

$$Q_{г.р} = Q_g \rho_{ст} T_{ср} / \rho_{ср} T_{ст}; \quad Q_{см} = (G_g + G_{ж}) / \rho_g; \quad G_g = Q_g \rho_g; \quad \bar{\rho} = \rho_g / \rho_B;$$

$T_{ст}$ — стандартная (например, равная 293 К) температура, К;
 $p_{ст}$ — стандартное (например, равное атмосферному) давление;
 $Q_{см}$; Q_g ; $Q_{ж}$ — объемные расходы смеси, газа и жидкости, тыс. м³/сут;
 G_g , $G_{ж}$ — массовый расход газа и жидкости, т/сут.

Изменение температуры газа по стволу остановленной скважины (при линейном распределении)

$$T_h = T_{пл} - \Gamma(H - h), \quad (4.24)$$

где T_h , $T_{пл}$ — температура газа в скважине на глубине h и пластовая температура, °С; H , h — глубины залегания пласта и скважины, на которых определяют температуру, м; Γ — градиент температуры, °С/м.

Средний геотермический градиент Γ зависит от ряда факторов:

$$\Gamma = (T_{пл} - T_{н.с}) / (H - h_{н.с}), \quad (4.25)$$

где $T_{н.с}$ — температура нейтрального слоя, °С; $h_{н.с}$ — глубина залегания нейтрального слоя, м.

При наличии зоны многолетнемерзлых пород

$$G = (T_{пл} - T_m) / (H - h_m), \quad (4.26)$$

где T_m — температура многолетнемерзлых пород, °С; h_m — глубина нижней границы многолетнемерзлых пород, м.

Формулу (4.26) используют для определения геотермического градиента в интервале продуктивный пласт — нижняя граница многолетнемерзлых пород.

В зоне многолетнемерзлых пород

$$G_m = (T_m - t_{н.с}) / (h_m - h_{н.с}). \quad (4.27)$$

Перепад температуры в призабойной зоне пласта при эксплуатации скважины

$$\Delta T = T_{пл} - T_z = D_i (p_{пл} - p_z) \frac{\lg \left[1 + \frac{GC_p \tau}{\pi h_{пл} C_{п} R_{к}^2} \right]}{\lg(R_{к}/R_{с})}, \quad (4.28)$$

где $T_{пл}$, T_z — пластовая и забойная температура газа, °С; D_i — дифференциальный коэффициент Джоуля — Томсона, °С/МПа (изменяется в среднем от 2 до 4 °С/МПа); $p_{пл}$, p_z — пластовое и забойное давление, МПа; G — расход газа, кг/ч; C_p — теплоемкость газа, кДж/(кг·°С); τ — время работы скважины с начала эксплуатации, ч; $C_{п}$ — теплоемкость горных пород пласта, кДж/(кг·°С); $R_{к}$, $R_{с}$ — радиус контура питания и радиус скважины, м; $h_{пл}$ — перфорированная толщина пласта, м.

Массовый расход газа G (кг/ч) при известном дебите q газа (тыс. м³/сут) определяют по формуле $G = 54q\rho_g$.

Теплоемкость горных пород $C_{п}$ изменяется незначительно и для сухих пород колеблется в пределах 0,80—0,88 кДж/(кг·°С), а для насыщенных влагой возрастает до 1,26—2,940 кДж/(м³·°С).

В стволе работающей скважины температуру газа на глубине находят следующим образом:

$$T_h = T_{пл} - \Gamma h - \Delta T e^{-\alpha h} + \frac{1 - e^{-\alpha h}}{\alpha} \left[\Gamma - \frac{D_i(p_z - p_h)}{h} - \frac{A}{C_p} \right], \quad (4.29)$$

где T_h , $T_{пл}$ — температура газа на глубине h и в пласте, °С; Γ — средний геотермический градиент, °С/м; ΔT — перепад температур в призабойной зоне пласта, °С; D_i — дифференциальный коэффициент Джоуля — Томсона, °С/МПа (определяется по рис. 4.4); p_z , p_h — давление на забое и на глубине скважины, МПа; h — глубина скважины, где определяется температура, м; $A = 1/1,8$ кДж/(кг·м) — термический эквивалент работы; C_p — средняя теплоемкость газа при $p_{ср} = (p_z + p_h)/2$, кДж/(кг·°С); $\alpha = 2\pi\lambda_{п}/GC_{п}f(\tau)$ — коэффициент; λ — теплопроводность горных

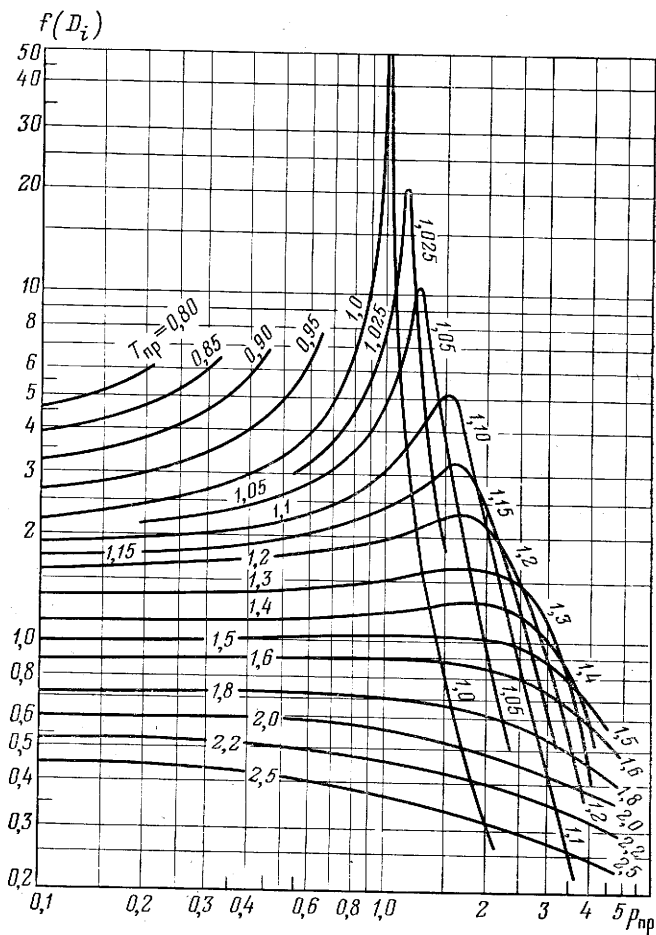


Рис. 4.4. Обобщенная функция Джоуля—Томсона в зависимости от приведенных давления и температуры

пород, кВт/(м·°С·ч); G — массовый расход газа, кг/ч; $f(\tau)$ — безразмерная функция времени:

$$f(\tau) = \ln [1 + \sqrt{(\pi \lambda_{п\tau}) / (C_{пR^2 c})}]. \quad (4.30)$$

Теплопроводность горных пород зависит от их свойств (рис. 4.5). При наличии разнородных по теплопроводности горных пород оценивают средневзвешенную теплопроводность по толщине пропластков.

При наличии в разрезе скважины многолетнемерзлых пород распределение температуры по стволу скважины до нижней

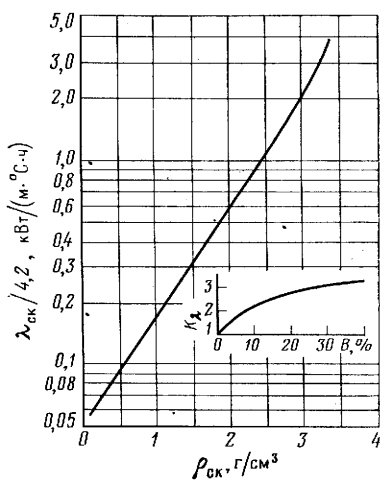
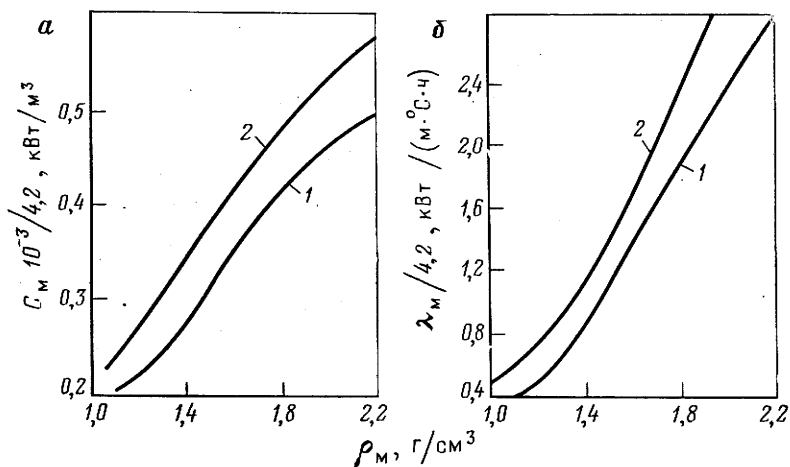


Рис. 4.5. Зависимость теплопроводности сухого скелета горных пород от плотности и поправочного множителя K_d от объемной влажности B горных пород

Рис. 4.6. Зависимость теплоемкости (а) и теплопроводности (б) мерзлых грунтов от их плотности: 1 — глина; 2 — песчаник



границы толщи многолетнемерзлых пород определяют по формуле (4.26). При глубине залегания подошвы многолетнемерзлых пород $h = h_{OM}$ температура газа на этой глубине

$$T_{OM} = T_{пл} - \Gamma h_{OM} - \Delta T e^{-\alpha h_{OM}} + \frac{1 - e^{-\alpha h_{OM}}}{\alpha} \left[\Gamma - \frac{D_i(p_3 - p_{h_{OM}})}{h_m} - \frac{A}{C_p} \right] \beta, \quad (4.31)$$

где Γ — геотермический градиент для разреза без многолетнемерзлых пород, определяемый по формуле (4.25).

В интервале многолетнемерзлых пород распределение температуры по стволу скважины T_h определяют по формуле

$$T_h = T_{OM} - \Gamma_m h_m + \frac{1 - e^{-\alpha_m h_m}}{\alpha} \left[\Gamma_m - \frac{D_i(p_{h_{OM}} - p_{h_m})}{h_m} - \frac{A}{C_p} \right] \beta, \quad (4.32)$$

где h_m — глубина в пределах зоны многолетнемерзлых пород, на которой определяется температура T_m газа в стволе скважины; Γ_m — геотермический градиент мерзлых пород, определяемый по формуле (4.27); p_{h_0m} ; p_{h_m} — давление газа в стволе скважины на глубине залегания подошвы многолетнемерзлых пород и на глубине h_m ; $\alpha_m = 2\pi\lambda_m / GC_p f(\tau)$; C_p — теплоемкость многолетнемерзлых грунтов (рис. 4.6, а); λ_m — теплопроводность многолетнемерзлых грунтов (рис. 4.6, б); $\beta = (T_m' - T_{с.г})^2 / (T_c \Gamma^2)$ — коэффициент, учитывающий изменяющуюся скорость теплообмена при наличии отрицательных температур многолетнемерзлых пород; T_m' — средняя температура многолетнемерзлых пород; $T_{с.г}$ — среднегодовая температура на поверхности почвы; $f(\tau)$ — безразмерная функция времени, определяемая по формуле (4.31) при замене λ_n на λ_m (коэффициент теплопроводности мерзлых пород).

ГЛАВА 5

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ И ПОВЫШЕНИЕ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ПЛАСТОВ

Растущая потребность народного хозяйства в жидком углеводородном сырье вызывает необходимость разрабатывать и совершенствовать технологию воздействия на продуктивные горизонты с целью повышения компонентоотдачи пластов при разработке и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений. Повышение отдачи жидких углеводородов при разработке нефтегазоконденсатных залежей в сравнении с режимом естественного их истощения связано с применением разнообразных технологических воздействий на продуктивные пласты. Основными технологическими воздействиями, нашедшими практическое использование на промыслах, являются закачка воды в пласт; закачка газа в газовую шапку или нефтяную зону при использовании методов несмешивающегося вытеснения; закачка углеводородных растворителей при смешивающем вытеснении, в том числе использование сайклинг-процесса; применение термических методов воздействия; использование интенсифицирующих методов (применение полимерных растворов, пенных систем, закачка углекислоты) и др.

Общие факторы, которые должны быть учтены при проектировании методов технологического воздействия на продуктивные горизонты, подразделяются на промыслово-геологические и технологические. Среди геолого-промысловых факторов важное значение имеют средняя глубина залегания продуктивного горизонта, характеристика структуры с точки зрения возможности вытеснения пластового флюида закачиваемым рабочим агентом, степень неоднородности коллектора, петрофизические свойства пласта (пористость, проницаемость, капиллярное давление,

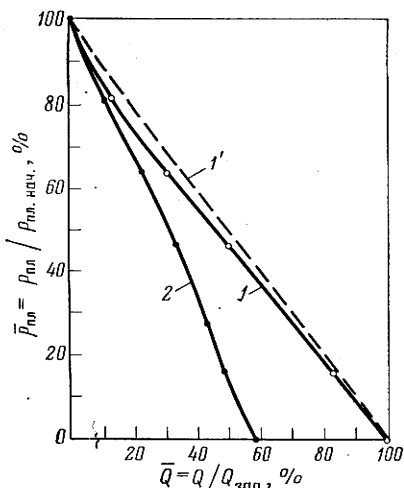


Рис. 5.1. График относительной накопленной добычи газа (1, 1') и газового конденсата (2) при режиме естественного истощения со снижением давления в пласте (1' — с учетом коэффициентов сжимаемости газа)

флюидонасыщенность), ($p-V-T$)-характеристики пластового флюида и его свойства.

К технологическим факторам относят коэффициент охвата залежи вытеснением, модель вытеснения, систему расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин, объемы закачки и добычи и другие, принятые при разработке нефтегазоконденсатных месторождений.

При разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений для оценки добычи газового конденсата с использованием методов технологического воздействия на пласт важно знать газоконденсатную характеристику пластового газа и ее изменения с падением давления в залежи. Данные по изменению газоконденсатной характеристики с падением

пластового давления в залежи позволяют рассчитать накопленную добычу газового конденсата при режиме естественного истощения залежи и оценить пластовые потери газового конденсата при ретроградной его конденсации в результате падения давления в залежи. Обычно по данным ($p-V-T$)-исследований пластового флюида строят зависимость содержания газового конденсата (C_{5+}) в пластовом газе и его пластовых потерь в функции пластового давления.

Эти данные позволяют рассчитать накопленную добычу конденсата (рис. 5.1).

Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения конденсато- и нефтеотдачи пластов зависят от характеристики пластового флюида, подлежащего вытеснению, характеристики пласта и условий его залегания (табл. 5.1, 5.2). Указанные условия апробированы отечественной и зарубежной теорией и практикой разработки нефтегазовых месторождений. Они также могут служить ориентиром при выборе методов воздействия при разработке конденсатонефтегазовых месторождений с целью более глубокого извлечения из них жидких углеводородов.

Важнейшим технологическим показателем, от которого существенно зависит конденсато- и нефтеотдача пластов при воз-

действии на пласт различными технологическими процессами вытеснения, является общий коэффициент охвата. Общий коэффициент охвата E представляет собой произведение коэффициента площадного охвата E_s , коэффициента охвата вследствие неоднородности пласта-коллектора по разрезу (по вертикали) E_h и коэффициента охвата микровытеснением E_m , т. е.

$$E = E_s E_h E_m < 1. \quad (5.1)$$

Коэффициент площадного охвата E_s находят как функцию величин f_1 и M . Величина f_1 представляет собой долю вытесняющего флюида в общем потоке вытесняемого и вытесняющего флюидов на перемещающемся фронте вытеснения.

Величина f_1 в общем случае вне зависимости от принятой модели вытеснения (линейно-фронтальное или поршневое, двух- и трехмерное вытеснение) может быть определена соотношением

$$f_1 = \frac{1 - \frac{KK_2}{\mu_2 v} \Delta p \sin \alpha}{1 + (K_2 \mu_1 / \mu_2 K_1)} \leq \frac{1}{1 + (K_2 \mu_1 / \mu_2 K_1)}, \quad (5.2)$$

где K — проницаемость пласта; K_2, K_1 — фазовые проницаемости пласта для вытесняемого и вытесняющего флюидов; μ_2, μ_1 — вязкости вытесняемого и вытесняющего флюидов; v — скорость фильтрации; Δp — депрессия на пласт; g — ускорение свободного падения; α — угол наклона пласта к горизонтальной плоскости (для горизонтальных пластов $\sin \alpha = 0$).

Величина M для всех моделей вытеснения представляет собой отношение подвижностей вытесняющего флюида λ_1 и вытесняемого λ_2 :

$$M_1 = \lambda_1 / \lambda_2 = (K_1 \mu_2) / (\mu_1 K_2). \quad (5.3)$$

Процесс вытеснения характеризуется также относительной приемистостью пласта γ , выражаемой отношением темпа закачки к перепаду забойных давлений в нагнетательной и эксплуатационной скважинах во времени.

Для схемы поршневого линейного вытеснения относительная скорость фильтрации \bar{v} на фронте вытеснения может быть найдена из выражения

$$\bar{v} = \frac{v}{v_0} = \frac{1}{1 + (X/L)(1/M - 1)}, \quad (5.4)$$

где v, v_0 — скорости фильтрации на фронте вытеснения в точках X и 0 ; X — текущее положение фронта вытеснения; L — протяженность пласта (расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами); M — отношение подвижностей фаз.

Приемистость пласта

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{-\lambda A}{ML + X(1 - M)}. \quad (5.5)$$

Таблица 5.1

Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения

Метод вытеснения нефти	Факторы, характеризующие			
	Пластовая нефть		Пластовая вода	
	Вязкость, МПа·с	Состав	Насыщенность пор, %	Минерализация
Растворами ПАВ	≤50	Асфальтены и смолы	≤30	<150—200 мг/л
Растворами полимеров	10÷100	То же	≤30	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺
Мицеллярными растворами	≤10	»	≤70	То же
Растворами щелочей	≤100	Органические кислоты	≤60	Содержание ионов Ca ²⁺ < 0,025 г/л
Серной кислотой	1÷30	Асфальтены и смолы	30	То же
Двуокисью углерода	≤50	Ограниченное содержание асфальтенов и смол	≤60	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺
Двуокисью углерода в сочетании с заводнением	≤100	То же	≤60	—
Газ высокого давления	≤10	—	≤60	—
Водогазовой смесью	≤50	—	≤60	—
Внутрипластовым горением	10	Ограниченное содержание серы	50	—
Паром	50	Легкие компоненты	30	—

Относительная приемистость пласта

$$\gamma = \frac{(q/\Delta p)_x}{(q/\Delta p)_0} = \frac{M}{M + (X/L)(1 - M)}, \quad (5.6)$$

где q — темп закачки; $\Delta p = (p_z)_н - (p_z)_э$ — перепад забойных давлений в нагнетательной и эксплуатационной скважинах; ин-

нефтеотдачи пластов

успешность проведения процесса

Коллектор			Условия залегания		
Неоднородность	Проницаемость, мкм ²	Тип и физико-химические свойства	Давление в пласте	Температура, °С	Толщина пласта, м
Неоднородный, отсутствие трещин	$\geq 0,01$	Глинистость $< 5-10\%$	—	< 90	< 15
То же	$> 0,1$	То же	—	< 90	—
Однородный	$> 0,1$	Ограниченное содержание карбонатов	—	$< 65 \div 90$	—
Неоднородный, отсутствие трещин	$> 0,1$	Глинистость $> 5-10\%$	—	—	—
Умеренно неоднородный	$< 0,5$	Терригенный с содержанием карбонатов 1—2%	—	—	—
Однородный	$\geq 0,005$	—	Выше давления насыщения	—	При пологом залегании < 15 , при крутом — не ограничена
Неоднородный, отсутствие трещин	$> 0,05$	—	То же	—	То же
Однородный	$\geq 0,005$	—	> 15 МПа, выше давления насыщения	—	»
Неоднородный, отсутствие трещин	$> 0,05$	—	> 15 МПа, выше давления насыщения	—	»
Отсутствие трещин	$> 0,1$	—	—	—	> 3
	$> 0,1$	—	—	—	> 6

дексы X и 0 — текущее и начальное состояния на фронте вытеснения.

Изменение относительной скорости фильтрации \bar{v} и приемистости пласта γ для различных значений относительной подвижности флюидов M представлено на рис. 5.2.

Для гомогенных горизонтальных пластов постоянной толщины при $M=1$ коэффициент площадного охвата E_s может быть

Таблица 5.2

Удельные расходы рабочего агента на дополнительную добычу конденсата Y

Месторождение	Накопленная добыча газа, %	Накопленная закачка газа, %	Y , 10^3 м ³ /т
Карачаганакское (СССР)	17,2	120	9,63
Ен-Яхинское (СССР)	19,7	100	14,36
Новотроицкое (СССР)	76,2	25	4,34—7,0*
Котелевское (СССР)	71	60	11,82
Тимофеевское (СССР)	69	60	11,05
Березовское (СССР)	64	100	17,5
Альрар Эст (Алжир)	60	60	20,5
Хасси Р'Мель (Алжир)	50	100	30,5
Хасси Р'Мель (Алжир)	50	40	18,7
Хасси Р'Мель (Алжир)	50	20	11,3

* Фактические данные.

определен в зависимости от параметра d/a , где d — расстояние от галереи эксплуатационных скважин до галереи нагнетательных, a — расстояние между нагнетательными скважинами (рис. 5.3). Маскет установил, что для прямолинейных линий тока при $d/a \geq 1,5$

$$E_S = 1 - 0,441(a/d). \quad (5.7)$$

Для $d/a \geq 1$ приемистость пласта может быть найдена из уравнения

$$q/\Delta p = \frac{2Kh/(\mu B)}{d/a - 1,17 + (2/\pi)\lg(a/r_c)}, \quad (5.8)$$

где B — объемный фактор (коэффициент пластового объема); r_c — радиус скважины.

Установлено, что коэффициент площадного охвата E_S и относительная приемистость пласта γ зависят не только от f_1 и M , но и от объема закачки V_1 вытесняющего флюида, выраженного в единицах объема V_D пор пласта: V_1/V_D (рис. 5.4, 5.5).

Как правило, для гомогенных горизонтальных пластов постоянной толщины коэффициент площадного охвата E_S до прорыва вытесняющего флюида в нагнетательную скважину составляет 70% для пятиточечной схемы размещения скважин и 74,5% для семиточечной.

Коэффициент охвата вытеснением по вертикали E_h существенно зависит от степени неоднородности проницаемости по разрезу пласта.

Обычно E_h принимают 70—80% и более.

Коэффициент охвата микровытеснением E_m характеризует неравновесность положения флюидов на фронте вытеснения

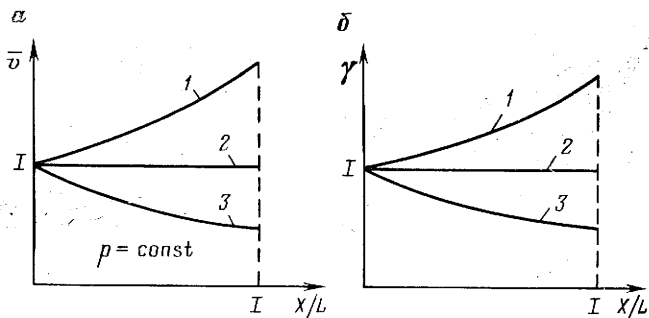


Рис. 5.2. Зависимость относительной скорости фильтрации (а) и приемистости пласта (б) от относительного продвижения фронта вытеснения X/L при относительных подвижностях M (для условий поршневого вытеснения): 1 — >1 ; 2 — 1; 3 — <1

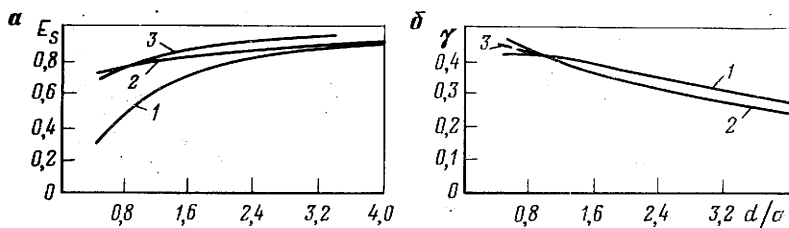


Рис. 5.3. Зависимость коэффициента площадного охвата (а) и отношения продуктивностей на фронте вытеснения и закачки (б) от параметра d/a : 1 — прямолинейные трубки тока (Маскет); 2 — криволинейные трубки тока (Маскет); 3 — криволинейные трубки тока (Праатс)

вследствие проскальзывания вытесняющего флюида по отношению к вытесняемому. Для фронтального линейного вытеснения E_m находят из выражения

$$E_m = (\bar{S}_{lim} - S_{li}) / (1 - S_{li}).$$

Для поршневого линейного вытеснения

$$E_m = (1 - S_{li} - S_{oc}) / (1 - S_{li}), \quad (5.9)$$

где \bar{S}_{lim} , S_{li} и S_{oc} — насыщенность пласта флюидом соответственно экономически предельная, минимальная начальная (связанная) и остаточная.

Расчет E_m по указанным формулам сопряжен с проведением экспериментальных исследований и построением для конкретного случая вытеснения зависимости $f_1 = f_1(S_1)$. Обычно считают, что величина коэффициента охвата микровытеснением близка к единице, и в технологических расчетах принимают $E_m \approx 1$.

Расстояние между скважинами (табл. 5.3) наряду с коэффициентом охвата вытеснением является другим важнейшим технологическим показателем.

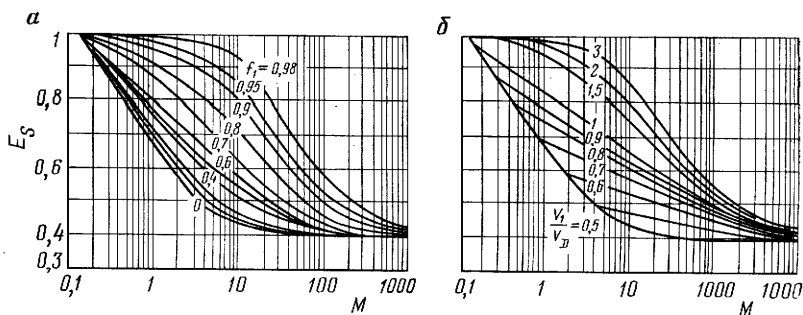


Рис. 5.4. Зависимость коэффициента площадного охвата E_s от соотношения подвижностей M при различных f_1 (а) и V_1/V_D (б)

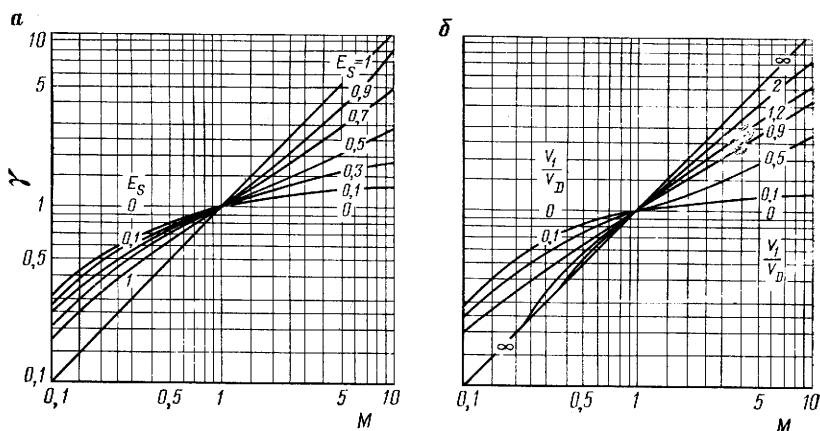


Рис. 5.5. Зависимость относительной приемистости пласта на фронте вытеснения и закачки γ от соотношения подвижностей M при различных E_s (а) и V_1/V_D (б)

При выборе метода технологического воздействия на пласт необходимо обращать внимание и на технико-экономические факторы.

Для реализации методов увеличения конденсато- и нефтеотдачи пластов следует производить исследовательские и опытно-конструкторские работы, бурить дополнительные скважины, переводить часть эксплуатационного фонда скважин в нагнетательные, строить и эксплуатировать поверхностное оборудование (насосы, компрессоры, резервуары, фильтры).

Закачка воды в нефтяные залежи и нефтяные оторочки — основной метод повышения нефтеотдачи пластов. Объем воды, поступающей в систему нагнетания, возрастает с увеличением давления закачки, которое ограничивается давлением гидрораз-

Таблица 5.3

Соотношение расстояния от галереи эксплуатационных скважин до галереи нагнетательных скважин d к расстоянию между скважинами a и отношение числа нагнетательных скважин I к числу эксплуатационных P

Схема размещения скважин	d/a	I/P
Простая линейная	1/2	1
Пятиточечная	1/2	1
Семиточечная	$\sqrt{3/4}$	2
Обращенная семиточечная	1/2	1/2
Девятиточечная	1	3
Обращенная девятиточечная	1/2	1/3

рыва пласта, чтобы технология воздействия на пласт оказалась эффективной. Обычно градиент закачки не превышает 0,01—0,02 МПа/м.

В процессе закачки воды количество добываемой нефти (в м³) может быть оценено по формуле

$$Q = \frac{V_n[(S_n)_н - (S_n)_к]E_S E_h}{B_n}, \quad (5.10)$$

где V_n — поровый объем пласта, м³; E_S , E_h — коэффициенты площадного и вертикального охвата пласта вытеснением; B_n — коэффициент пластового объема нефти; $(S_n)_н$, $(S_n)_к$ — начальная (до) и конечная (после закачки воды) нефтенасыщенность пласта.

В большинстве случаев за счет закачки воды удается повысить коэффициент нефтеотдачи пластов от 30 до 50%, причем с повышением нефтеотдачи начинает резко возрастать водонефтяной фактор $WOR = (f_v B_n) / [(1 - f_v) B_n]$.

Для оценки величины нефтеотдачи пластов R в зависимости от нефтенасыщенности пластов $S_n = (1 - S_v)$, подвижность флюидов $M = (K_{в\mu_n}) / (K_{н\mu_n})$ и степени неоднородности проницаемости \bar{K}_h пласта по разрезу могут быть использованы графики (рис. 5.6). Степень неоднородности проницаемости пласта по разрезу определяют выражением

$$\bar{K}_h = (K_{50} - K_{84}) / K_{84}, \quad (5.11)$$

где K_{50} , K_{84} — проницаемость пласта для 50 и 84% исследованных по толщине пласта кернов.

Например, для пласта с $\bar{K}_h = 0,3$; $S_v = 0,3$; $M = 2,6$ и начальной нефтеотдачей $R_1 = 10\%$ коэффициент нефтеотдачи при закачке воды R с ростом WOR от 1 до 100 увеличивается с 33 до 52% (табл. 5.4, рис. 5.7).

При закачке большое внимание уделяют обработке воды, чтобы обеспечить совместимость закачиваемой и пластовой вод

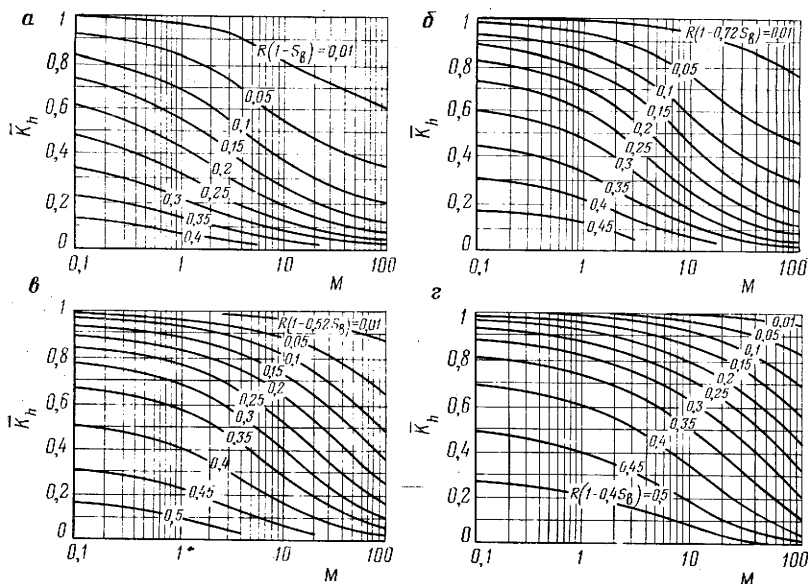


Рис. 5.6. Зависимость степени неоднородности проницаемости пласта K_h от подвижности флюидов M при различных коэффициентах нефтеотдачи R и водонефтяном факторе WOR , равном:

$a - 1$; $б - 5$; $в - 25$; $г - 100$

и избежать заливания призабойной зоны солями и механическими примесями, а также предотвратить коррозию (влияние O_2 , H_2S , CO_2) оборудования. Также важное значение придать поддержанию необходимой температуры закачки, так как пониженные температуры закачиваемой воды (по отношению к пластовой) могут привести к нежелательным явлениям, связанным с уменьшением подвижности вытесняемой нефти. Как правило, для закачки воды используют насосное оборудование с подачей до $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении нагнетания 20 МПа .

Закачку газа (несмешивающееся вытеснение) в газовую шапку или нефтяную зону используют для повышения нефтеотдачи в результате поддержания пластового давления.

В общем случае объем закачиваемого газа I (в долях единицы от объема добываемого газа) составляет

$$I = \frac{B_n + R_c B_r}{(R_s + R_c) B_r}, \quad (5.12)$$

где B_n , B_r — коэффициенты пластового объема нефти и газа; R_s , R_c — газовые факторы (GOR) соответственно растворенного и циркулирующего газа в системе закачки.

Таблица 5.4

Данные об изменении коэффициента нефтеотдачи с ростом водонефтяного фактора

WOR	Приведенное R	R	$(R-R_1)$
1	$R(1-S_B) = 0,23$	0,33	0,23
5	$R(1-0,72S_B) = 0,33$	0,42	0,32
25	$R(1-0,52S_B) = 0,41$	0,49	0,39
100	$R(1-0,4S_B) = 0,46$	0,52	0,42

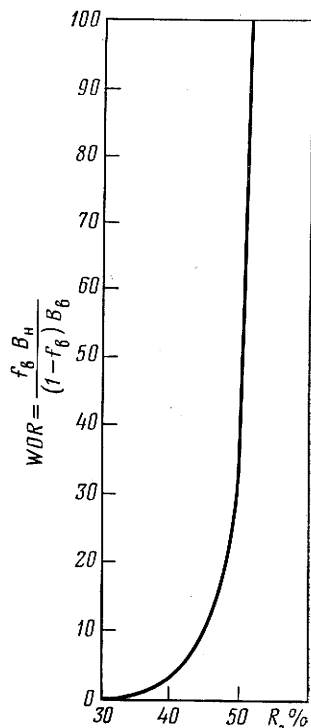


Рис. 5.7. Зависимость нефтеотдачи пласта от обводненности добываемой продукции

В случае, когда $R_c = 0$ (до прорыва нагнетаемого газа в продукцию эксплуатационной скважины), объем закачиваемого газа $I = B_H / (B_S B_G)$. (5.13)

Для нормальных нефтяных пластов значение I выше единицы, что указывает на необходимость постороннего источника газа, а не только газа из газовой шапки.

При проектировании систем поддержания пластового давления с закачкой газа необходимо иметь в виду, что капитальные вложения на нее обычно выше, чем на закачку воды. Коэффициент охвата микровытеснением в этом случае меньше, чем при закачке воды.

Экспериментально установлено, что накопленная добыча нефти прямо пропорциональна логарифму накопленного объема закачиваемого газа. При равных объемах закачанного газа в случае увеличения градиента закачки (увеличения скорости газа) объем добытой нефти растет. При равных объемах закачанного газа чем выше вязкость пластовой нефти, тем ниже объем добываемой.

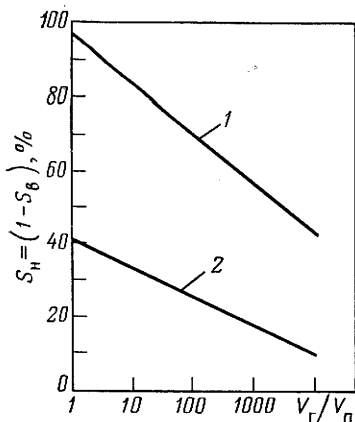


Рис. 5.8. Зависимость нефтенасыщенности S_n керна от объема закачки газа V_g/V_p , выраженного в объемах пор пласта:

1 — керн насыщен нефтью; 2 — керн насыщен нефтью и водой

Для постоянного градиента давления темп отбора нефти падает с увеличением водонасыщенности пласта (рис. 5.8):

$$S_n = (S_n)_1 - \alpha \lg(V_g/V_p), \quad (5.14)$$

где S_n — текущая нефтенасыщенность пласта; $(S_n)_1$ — нефтенасыщенность при $(V_g/V_p) = 1$; (V_g/V_p) — объем закачанного газа, выраженный в объемах пор пласта.

Обработку и прогнозирование промысловых данных о темпе отбора нефти при закачке газа в пласт осуществляют по формуле

$$1/Q_n = A + Bt, \quad (5.15)$$

где Q_n — годовой темп отбора нефти; A, B — коэффициенты, определяемые в процессе ретроспективного анализа темпов добычи по промысловым данным; t — время отбора, годы.

Для модели фронтального вытеснения, исходя из материального баланса, можно найти долю газа f_g в общем потоке добываемой продукции. Доля газа f_g зависит от направления закачки газа (в газовую шапку или нефтяную зону).

При закачке в газовую шапку

$$f_g = \frac{1 - \frac{KK_n}{v\mu_n} g(\rho_n - \rho_g)}{1 + \frac{K_n\mu_g}{K_g\mu_n}}, \quad (5.16)$$

где v — объемная скорость закачки газа на единицу площади контакта газ — нефть.

При закачке в нефтяную зону

$$f_g = \frac{1}{[1 + (K_n\mu_g)/(K_g\mu_n)]}. \quad (5.17)$$

Приращение нефтеотдачи Δr между временем j (пластовое давление p_j) и временем $j+1$ (пластовое давление p_{j+1}) может быть определено из уравнения

$$\Delta r = \frac{(1-r_j)\Delta(B_H/B_G - R_S) - (1-m)(B_H)_H\Delta(1/B_G)}{B_H/B_G - R_S + \bar{R}(1-I)}, \quad (5.18)$$

где r_j — нефтеотдача в момент времени j ; B_H, B_G — коэффициенты пластового объема нефти и газа соответственно; R_S — газовый фактор растворенного газа; m — отношение начального объема газовой шапки к начальному объему нефтяной зоны пласта; $(B_H)_H$ — коэффициент пластового объема нефти для начальных условий (жидкость принимается насыщенной); I — объем закачиваемого газа в долях от объема добываемого газа; \bar{R} — средний газовый фактор в промежутке времени между j и $j+1$.

В случае закачки газа в нефтяную зону пласта $m=0$.

При поддержании постоянного давления в пласте закачкой газа объем закачиваемого газа определяется выражением

$$I = \frac{B_H - R_S B_G + R B_G}{R B_G} = \frac{B_H + R_c B_G}{(R_S + R_c) B_G}, \quad (5.19)$$

где R_S, R_c — газовые факторы (GOR) соответственно растворенного и закачиваемого газа.

Построив зависимость $f_r = f_r(S_r)$ для случая закачки газа в газовую шапку [см. уравнение (5.16)] или для закачки газа в нефтяную зону [см. уравнение (5.17)] и приняв при этом вязкость в условиях насыщения, можно определить газовый фактор и объем газа для поддержания давления на первоначальном уровне. Во всех других случаях (давление ниже или выше пластового) задача решается итеративным методом.

В случае закачки газа в газовую шапку и ее расширения газонасыщенность изменяется от $(S_r)_i$ до S_r . Приращение объема газовой шапки находят по формуле

$$\Delta V = mN \frac{(B_H)_H}{(B_G)_H} [B_G - (B_G)_H] + (\Sigma \bar{R} N I \Delta r) B_r. \quad (5.20)$$

Первое слагаемое уравнения — приращение объема газовой шапки за счет ее расширения, второе — накопленный объем закачанного газа.

При закачке газа в нефтяную зону и постоянной газонасыщенности $(S_r)_i = 0$ коэффициент нефтеотдачи r и газовый фактор определяют из следующих уравнений:

$$r = 1 - \frac{(B_H)_H}{B_H} \left(1 - \frac{S_r}{1 - S_B} \right); \quad (5.21)$$

$$R = R_S + \frac{B_H}{B_G} \left(\frac{f_r}{1 - f_r} \right), \quad (5.22)$$

где S_B — водонасыщенность.

Приращение нефтеотдачи вытекает из уравнения материального баланса и находится по формуле

$$\Delta r = \frac{(1 - r_j)\Delta(B_n/B_r - R_s) - (B_n)_n\Delta(1/B_r)}{(B_n/B_r - R_s) + \bar{R}(1 - I)}. \quad (5.23)$$

При расчетах по уравнению (5.23) имеют в виду, что:

$$(1 - S_r) = S_{ж} = S_b + (1 - S_b)[B_n/(B_n)_n](1 - r), \quad (5.24)$$

$$R = \left(R + \frac{B_n}{B_r} \frac{K_r \mu_n}{K_n \mu_r} \right) = (R_s + R_c). \quad (5.25)$$

При проектировании и эксплуатации установок закачки газа с целью увеличения нефтеотдачи пластов большое внимание уделяют установкам подготовки газа (осушка, очистка от сероводорода, углекислого газа, кислорода и механических примесей) и компрессорным станциям. Дожимные компрессорные станции используют самые разнообразные с установленной мощностью от нескольких тысяч до десятков тысяч киловатт. Как правило, применяют многоступенчатые дожимные компрессоры со степенью сжатия 5 и более. Для газопроводных компрессоров потребление газового топлива составляет 0,27—0,46 м³/кВт от установленной мощности.

Закачка углеводородных растворителей (смешивающееся вытеснение) позволяет повысить подвижность выпавшего в пласте ретроградного конденсата или нефти в результате их растворения закачиваемыми рабочими агентами. Тем самым удается увеличить конденсато- или нефтеотдачу пластов после завершения разработки газоконденсатного или нефтяного месторождения на режиме естественного истощения. В качестве углеводородных растворителей используют легкую нефть, газовый конденсат, сжиженный газ; газ, обогащенный широкой фракцией легких углеводородов, спирты. Как правило, технология реализуется закачкой определенного объема (оторочки) растворителя, проталкиваемого от нагнетательных скважин к эксплуатационным вытесняющим агентом (газ, вода).

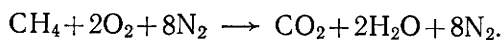
Объем оторочки растворителя рассчитывают, исходя из термодинамики смешивающегося вытеснения (по постоянным равновесия или по экспериментальным данным), с учетом технико-экономических показателей извлечения из пласта жидких углеводородов.

При закачке в газоконденсатный или нефтяной пласт газа под высоким давлением (в качестве растворителя) на фронте вытеснения в результате смешивания газа и пластовой углеводородной жидкости возникает подвижная углеводородная оторочка, способная при перемещении от нагнетательной скважины к эксплуатационной придавать подвижность вытесняемой пластовой жидкости. Продвижение и расширение этой оторочки

осуществляются нагнетанием под высоким давлением последующих объемов газа.

С помощью тройных диаграмм $C_1-(C_2-C_6)-C_{7+}$ или экспериментально для каждого конкретного месторождения может быть установлено значение давления смешивающегося вытеснения p_m , при котором будет достигнут максимальный коэффициент конденсато- или нефтеотдачи пласта. Обычно процесс смешивающегося вытеснения для пластовых углеводородных жидкостей с относительной плотностью менее 0,85 проводят при давлениях 20—30 МПа и более. Для более тяжелых углеводородных жидкостей процесс закачки газа под высоким давлением становится малоэффективным.

Закачка обогащенного газа (компоненты C_2-C_6) используется для смешивающегося вытеснения из разработанных пластов оставшейся тяжелой нефти. Давление вытеснения 14—21 МПа. Оторочку обогащенного газа в некоторых случаях проталкивают инертным газом под высоким давлением. Применение инертного газа высокого давления, получаемого при сжигании метана, позволяет экономить природный газ, так как при сжигании одного объема метана получают девять объемов инертного газа (CO_2, N_2):



Закачка оторочки сжиженного газа в качестве растворителя снижает эксплуатационные расходы, связанные с расходом рабочего агента. Объем оторочки сжиженного газа для достижения необходимого повышения компонентоотдачи обычно не превышает 2—9% порового объема пласта.

Закачка оторочки спирта в качестве растворителя обеспечивает вытеснение оставшихся в пласте жидких углеводородов при давлении вытеснения до 10 МПа. При повышении давления может возникнуть опасность гидроразрыва пласта и потери рабочего агента. В качестве вытеснителя используют изопропиловый, метиловый или бутиловый спирт. Для достижения одинакового повышения компонентоотдачи необходимо закачивать оторочки спирта в объеме от порового объема пласта (в %): изопропилового — 13, бутилового — 10, метилового — 4.

Для увеличения коэффициента площадного охвата E_s при смешивающемся вытеснении применяют совместную закачку воды и углеводородного растворителя. Закачку воды выполняют или созданием предварительной (до растворителя) оторочки воды, или вместе с углеводородным растворителем. При создании перед фронтом углеводородного растворителя небольшой оторочки воды можно достичь роста (рис. 5.9) коэффициента компонентоотдачи на 10—12% (по сравнению со смешивающимся вытеснением без предварительной оторочки воды).

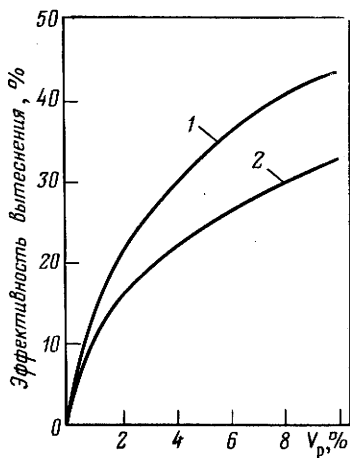


Рис. 5.9. Зависимость эффективности смешивающегося вытеснения от объема оторочки растворителя:

1 — с предварительной прокачкой оторочки воды $V_v = 0,54\% V_{пор}$; 2 — без оторочки воды

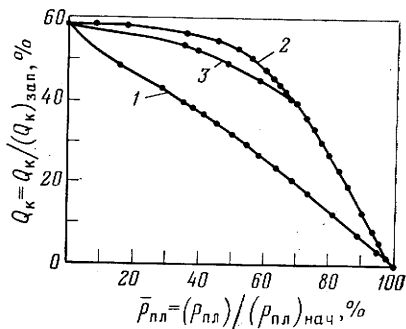


Рис. 5.10. График относительной накопленной добычи газового конденсата:

1 — естественное истощение; 2 — 50%-ный сайклинг; 3 — 50%-ный сайклинг и режим естественного истощения

Сайклинг-процесс, или рециркуляция сухого газа, при разработке газоконденсатных месторождений используется для более глубокого и опережающего отбора жидких углеводородов. На первом этапе разработки из добываемой продукции извлекают жидкие углеводороды (газовый конденсат, пропан, бутан), через систему нагнетательных скважин в пласт закачивают сухой газ, чтобы поддержать давление и избежать пластовых потерь газового конденсата, возникающих при снижении давления в результате ретроградной конденсации. На втором этапе разработку месторождения ведут при режиме естественного истощения, направляя газ и жидкие углеводороды потребителю.

Сайклинг-процесс по сравнению с режимом естественного истощения позволяет увеличить конденсатоотдачу пласта до 60—84% (рис. 5.10). Повышение конденсатоотдачи связано с необходимостью полного замещения добытого объема газа закачанным объемом. При частичном замещении пластового газа (объем закачанного газа меньше добытого) конденсатоотдача снижается со снижением коэффициента замещения:

Коэффициент замещения пластового газа, %	100	74	60
Конденсатоотдача, %	84	82	80,7

Коэффициент конденсатоотдачи при сайклинг-процессе существенно зависит от коэффициента охвата. Обычно коэффициент площадного охвата E_s в расчетах принимают равным 0,9, коэффициент охвата вытеснением по вертикали E_h 0,6, общий ко-

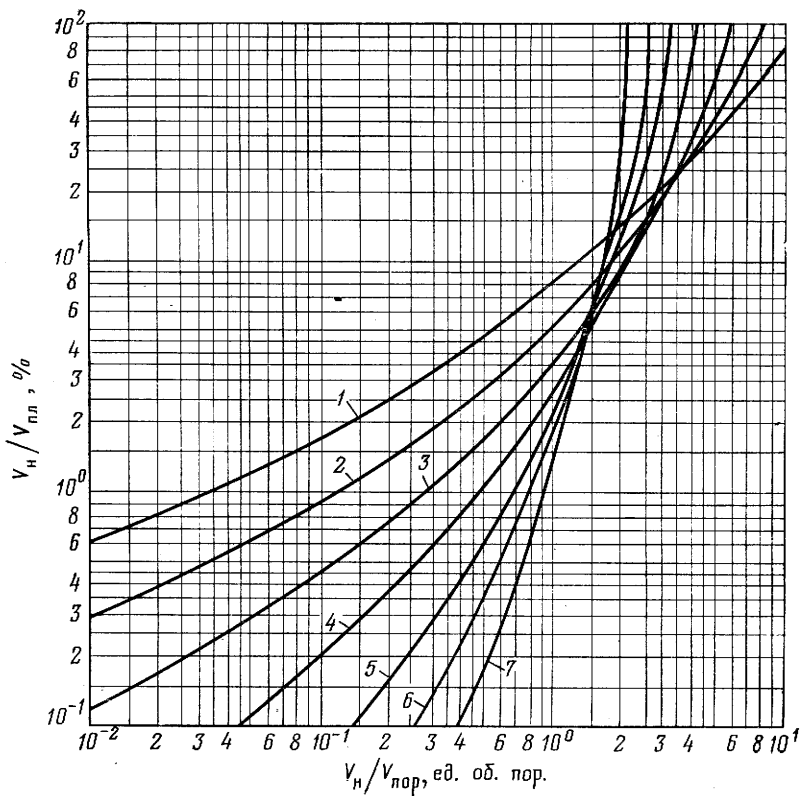


Рис. 5.11. Зависимость отношения объемов нагнетаемого и пластового газа в добываемой продукции $V_n/V_{пл}$ от объема прокачанного газа, отнесенного к объему пор пласта $V_n/V_{пор}$ при проницаемости (неоднородности) $(K_{50}-K_{85})/K_{50}$, равной:

1 — 0,9; 2 — 0,8; 3 — 0,7; 4 — 0,6; 5 — 0,5; 6 — 0,7; 7 — 0,3

эффицент охвата $E = E_s E_h E_m = 0,6$. Для более резкой неоднородности проницаемости пласта коэффициент охвата может быть и меньше, что снизит возможности процесса и уменьшит конденсатоотдачу.

Конденсатоотдача при сайклинг-процессе после прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины существенно зависит от его объема в общем объеме добываемого газа (рис. 5.11). Обычно вскоре после прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины сайклинг-процесс завершают.

При известной неоднородности пласта по проницаемости долю сырого газа в продукции эксплуатационных скважин после прорыва сухого газа находят из экспоненциального выражения

$$f = e^{-(Q_n - Q_{n1}) / (Q_3 - Q_{n1})}, \quad (5.26)$$

где Q_n — накопленная добыча; Q_{n1} — накопленная добыча к моменту прорыва сухого газа; Q_3 — запасы газа в пласте.

Продолжительность сайклинг-процесса существенно зависит от начального содержания газового конденсата в пласте. Экономически оправданная, она может быть определена по экспериментально установленному соотношению содержания газового конденсата в добываемом газе до и после процесса. Оптимизация режима сайклинг-процесса состоит в определении числа эксплуатационных и нагнетательных скважин, диаметров сборных и нагнетательных трубопроводов, мощностей установки по извлечению жидких углеводородов и дожимной компрессорной станции.

Термическое воздействие на пласт используют для повышения нефтеотдачи пластов благодаря возможности снижения вязкости пластовой нефти при ее прогреве закачиваемым теплоносителем. В качестве теплоносителя применяют горячую воду или пар. Эксперименты показали, что использование горячей воды, по сравнению с холодной, может увеличить нефтеотдачу на 10% (с 50 до 60%). После прокачки двух объемов пор пласта паром нефтеотдача может достигать 80—85%.

При закачке теплоносителей теплопотери могут составить 50% и более, что отрицательно повлияет на экономику процесса вытеснения. Оптимизация процесса заключается в минимизации потерь тепла в результате использования теплоизолированных труб и циклической закачки теплоносителей (пар — горячая вода — холодная вода). Практически установлено, что для эффективного проведения процесса теплового воздействия необходимо осуществлять теплоперенос в пласт (500—1600) 10^4 МДж на 1 м толщины продуктивного горизонта.

Метод внутрислоевого горения флюида позволяет за счет теплоты, выделяющейся при сгорании углеводородов, прогревать пластовую нефть, снижать ее вязкость и вытеснять продуктами сгорания. Для этого в нагнетательные скважины закачивают воздух и вызывают возгорание.

Удельная масса сжигаемого сырья (в кг/м^3) может быть найдена по формуле

$$M_b = 10Y_c(1 + X/12)\rho_s(1 - m), \quad (5.27)$$

где Y_c — относительная доля углерода; X — отношение атомных весов водорода к углероду в пластовой жидкости (обычно 0,5—1,5); ρ_s — плотность породы, г/см^3 ; m — пористость.

Температура на фронте сжигания 400—700°C. Для 80—90%-ного вытеснения нефти из пласта необходимо обеспечить подвод 0,4—4 млн. кДж теплоты на 1 м^3 породы пласта. Удельный объем закачиваемого воздуха 1—2 л на 1 м^3 пластовой нефти.

Применение технологии внутрислоевого горения ограничивается глубиной залежи до 1500—1800 м, толщиной пласта до 50 м, проницаемостью пласта $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² и плотностью нефти 0,8—1 г/см³. Общая затрата мощности компрессоров при четырехступенчатом сжатии воздуха составляет 7,8—9,4 кВт (1000 м³/сут), давление закачки воздуха 1—7 МПа. При проектировании систем внутрислоевого горения расстояние между нагнетательными скважинами принимают от 100 до 400 м.

Принимая минимальную скорость распространения фронта горения $v=4$ см/сут, удельный объем воздуха (в см³/м³) для заданной площади фронта вытеснения можно определить из выражения

$$Q_v = avS \geq 4 \cdot 10^{-2} aS, \quad (5.28)$$

где a — удельный расход воздуха для обеспечения требуемого фронта вытеснения ($a=1 \div 2$ л на 1 м³ породы); S — площадь фронта вытеснения, м².

Максимальную скорость распространения фронта вытеснения принимают до 15 см/сут. С учетом этого расход воздуха определяют в интервале:

$$1,5 \cdot 10^{-2} aS \geq Q_v \geq 4 \cdot 10^{-2} aS. \quad (5.29)$$

Для гомогенных пластов коэффициент площадного охвата вытеснением E_s при внутрислоевом горении принимают до 60%, общий коэффициент охвата 30—40%. С учетом этого коэффициент нефтеотдачи в системах внутрислоевого горения не превышает 40—50%.

Использование полимеров при закачке воды позволяет улучшить процесс вытеснения нефти. Применяют водо-, нефтели или спирторастворимые полимеры на водном растворе с концентрацией от 0,1 до 1 ppm, полиакриламиды, полисахариды и этиленполиоксиды с концентрацией от 0,01 до 0,1%. Объем оторочки составляет от 0,1 до 0,5 объема пор пласта, вязкость полимерных растворов — от 10 до 100 мПа·с. Процесс полимерного вытеснения при закачке воды определяют приведенной подвижностью R или F_R :

$$R = F_R = M_v / M_p, \quad (5.30)$$

где M_v — относительная подвижность при закачке воды; M_p — относительная подвижность при закачке полимеров.

Использование пенных систем при закачке в пласт также может способствовать повышению нефтеотдачи пластов. Для повышения нефтеотдачи закачивают «сухие» (кратность¹ 0,8—0,96) или «сырые» (кратность 0,7—0,8 и менее) пены.

¹ Кратность пены — это отношение объема газа к общему объему пены.

Подбор необходимого поверхностно-активного вещества вспенивателя пластовой жидкости с закачкой газа высокого давления вместе с пенообразующей жидкостью позволяет вести процесс вытеснения в пористых средах при проницаемости даже менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Концентрация пенообразователя для экономичного ведения процесса не должна превышать 1% в растворе пенообразующей жидкости. Практически установлено, что успешность процесса вытеснения нефти пенной системой определяется соотношением подвижностей газонефтяной системы ($M \approx 1$).

Использование поверхностно-активированных водных растворов для вытеснения нефти связано с экспериментально установленной закономерностью увеличения нефтеотдачи при вытеснении нефти водой, имеющей пониженное поверхностное натяжение, которое может составлять $(0,01-0,001) \cdot 10^{-1}$ Па·м. Это достигается добавкой 0,2—0,3 моля солей NaCl на 1 л воды или сульфонатов органических кислот с молекулярной массой сульфонатов 375—475.

Применение микроэмульсионного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов основано или на использовании реологических свойств рабочих вытесняющих растворов (одна группа рабочих жидкостей), или на использовании явления смешивающегося вытеснения (другая группа рабочих жидкостей). В качестве микроэмульсионной рабочей жидкости, например, можно рекомендовать следующий состав (%): 10—15 понизителя поверхностного натяжения; 1—3 спирта; 15—45 воды; 40—70 нефти (конденсата). Микроэмульсионная оторочка проталкивается водой. Для улучшения процесса вытеснения может быть рекомендована технология закачки: микроэмульсионная оторочка 5—15% порового объема пласта и полимерная оторочка 30—60% порового объема пласта.

Вытеснение нефти и газового конденсата двуокисью углерода основано на способности двуокиси углерода хорошо растворяться в углеводородных жидкостях, снижать их вязкость и тем самым увеличивать их подвижность в пластовых условиях (рис. 5.12, 5.13). Способность двуокиси углерода растворять горные породы также повышает нефте- и конденсатоотдачу пластов. Растворимость горных пород, содержащих CaCO₃ и MgCO₃, увеличивается с повышением давления и понижается с ростом температуры. Увеличение нефтеотдачи с помощью закачки двуокиси углерода производят по следующей технологии: закачивают сначала карбонизированную воду (малоэффективный процесс), затем жидкую или газообразную двуокись углерода, чередующуюся с жидкой или газообразной двуокисью углерода и воды.

Процесс ведут при давлении 14—21 (технология смешивающегося вытеснения) или 5—10 МПа (технология закачки газа

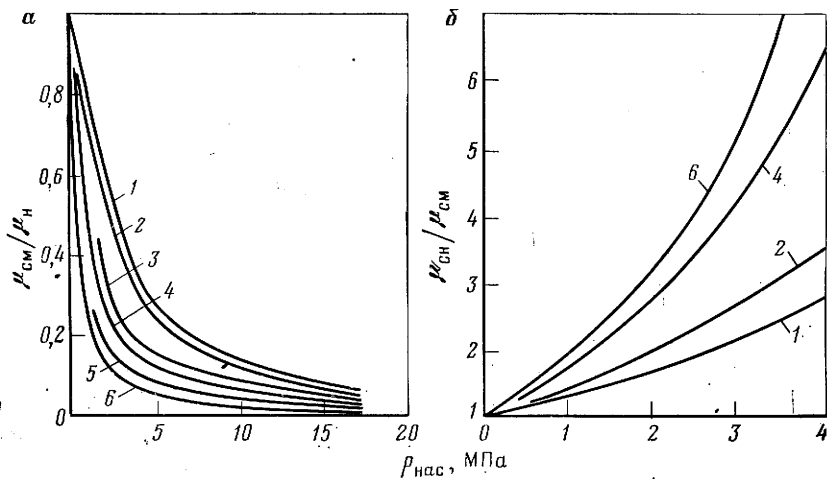


Рис. 5.12. Зависимость $\mu_{см}/\mu_{н}$ (а) и $\mu_{сн}/\mu_{см}$ (б) от давления при растворении двуокиси углерода при температуре 49°C для исходных нефтей вязкостью (мПа·с):

1 — 5; 2 — 10; 3 — 50; 4 — 100; 5 — 500; 6 — 1000

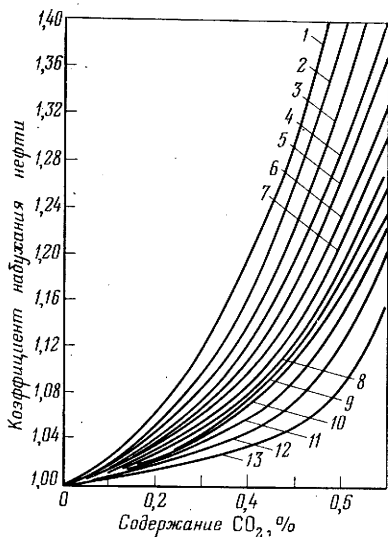


Рис. 5.13. Зависимость коэффициента набухания нефти от содержания в ней двуокиси углерода при различной молекулярной массе нефти:

1 — 175; 2 — 200; 3 — 225; 4 — 250; 5 — 275; 6 — 300; 7 — 325; 8 — 350; 9 — 375; 10 — 400; 11 — 425; 12 — 450; 13 — 475

высокого давления). Объем оторочки закачиваемой двуокиси углерода — 0,1—0,2 объема пор пласта (в расчете на 100%-ную концентрацию двуокиси углерода).

Экспериментально установлено, что при прокачке через пласт до 40 объемов пор двуокиси углерода проницаемость пласта увеличивается в 2—3 раза в результате растворения горных пород.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Опорные скважины бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления. В процессе бурения и в период заканчивания в этих скважинах производят полный комплекс промыслово-геофизических исследований, по результатам которых дают прогнозную оценку запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурят с целью изучения глубинного строения и сравнительной нефтегазонасности возможных зон нефтегазонакопления, для ускорения поисковых работ и снижения их стоимости без ущерба для решения основных геологических задач. Отбор керна сокращен. По результатам бурения могут быть уточнены запасы по категории C_2 .

Поисковые скважины бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях. При вскрытии продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических разделов предусматривается сплошной отбор керна, комплекс промыслово-геофизических исследований и испытание возможно продуктивных горизонтов. По результатам бурения могут быть определены запасы категорий C_2 и C_1 .

Разведочные скважины бурят на площадях, нефтегазонасность которых подтверждена поисковым бурением. При предварительной разведке делают оценку промышленного значения месторождения (залежи) и составляют технико-экономическое обоснование целесообразности его разведки. В результате детальной разведки подготавливают запасы промышленных категорий $A+B+C_1$ и определяют данные для составления проектов разработки месторождений (залежей). При бурении таких скважин предусматривается отбор керна в пределах продуктивных горизонтов, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований, а также пробная эксплуатация. Продуктивные разведочные скважины на месторождениях, вводимых в разработку, передают в фонд эксплуатационных.

Эксплуатационные скважины бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения. В эту категорию входят также *нагнетательные* скважины, служащие для закачки в продуктивный объект воды, газа; *оценочные* — для оценки коллекторов продуктивных горизонтов; *наблюдательные* и *пьезометрические* — для наблюдения за изменением давления водогазонефтяного контакта в процессе эксплуатации месторождения.

Специальные скважины бурят для: сброса промысловых вод, ликвидация открытых фонтанов нефти и газа; проведения спе-

циальных работ по интенсификации притока; разведки и добычи технической воды и т. д.

Конструкция скважин. Ствол скважины сложен горными породами, отличающимися друг от друга литологическими, физико-механическими свойствами, видом насыщающих жидкостей, коэффициентами аномальности пластовых давлений и другими характеристиками.

В процессе бурения ствол скважины может проходить через неустойчивые, склонные к обрушению породы, поглощающие или проявляющие горизонты. В таких случаях трудно обеспечить рациональный режим проходки всех горизонтов.

Для обеспечения необходимых условий успешного строительства скважины и выполнения поставленных задач ее ствол надо крепить одной или несколькими обсадными колоннами. Обсадные колонны должны обеспечивать разобщение и изоляцию пластов с различными коэффициентами аномальности, предотвращение разрушения стенок скважины, сложенных неустойчивыми породами.

Число обсадных колонн, глубина их спуска, диаметры колонн и скважины, интервалы цементирования колонн — все это в совокупности характеризует конструкцию скважин.

Различают обсадные колонны, спускаемые в скважину.

Направление — внешняя обсадная колонна большого диаметра и длиной 20—40 м, предназначенная для предотвращения от размыва рыхлых верхних слоев пород.

Кондуктор — обсадная колонна, предназначенная для перекрытия неглубоко залегающих зон осложнений и крепления направления. Может спускаться до 400—500 м. Если кондуктор оборудуется противовыбросовой арматурой, то минимальную глубину установки башмака кондуктора (или промежуточной колонны) рассчитывают из условия предупреждения гидроразрыва при возможных ликвидациях нефтегазопроявлений по формуле:

$$H = p_H / \alpha, \quad (6.1)$$

где H — минимальная глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны для безопасного вскрытия горизонтов при опасности проявлений, м; p_H — максимально возможное давление в скважине на глубине H после герметизации устья при выбросе, МПа; α — градиент давления разрыва пластов, МПа/м (ориентировочно $\alpha = 0,02 \div 0,024$ МПа/м). При полном опорожнении скважины значение p_H может быть близко к значению пластового давления.

Эксплуатационная колонна — последняя внутренняя обсадная колонна труб, предназначенная для изоляции стенок скважины от проницаемых горизонтов. Она выполняет роль долговремен-

ного герметичного канала, внутри которого по лифтовым трубам транспортируется на поверхность пластовый флюид.

Промежуточная колонна — обсадная колонна, спущенная между кондуктором и эксплуатационной колонной и служащая для перекрытия зон осложнений или горизонтов, которые расположены выше проектной глубины.

Необходимая и минимальная глубина спуска дополнительной промежуточной колонны (или хвостовика):

$$\gamma_1 = (10ap_1)/H_1; \quad \gamma = 9p/H; \quad (6.2)$$

$$H_2 = (ap_1 - aH_1)/(\gamma_2 - ab), \quad (6.3)$$

где a — коэффициент минимального превышения гидростатического давления над пластовым, установленный для конкретных условий (зависит от глубины скважины и интервала бурения); p_1 — пластовое давление в кровле газоносного интервала, МПа; p — давление, вызывающее гидроразрыв, поглощение или захваты бурильной колонны на глубине H , МПа; H_1 — глубина кровли газоносного интервала, м; H — глубина подошвы газоносного интервала или проектная глубина скважины в случае неполного вскрытия последнего, м; H_2 — глубина спуска дополнительной промежуточной колонны (хвостовика), м; b — градиент увеличения пластового давления с глубиной в газоносном интервале, МПа/м; γ_1 — плотность промывочной жидкости при вскрытии газоносного интервала, кг/см³; γ_2 — плотность промывочной жидкости, максимально допускаемая при вскрытии этого интервала, кг/см³.

Необходимость спуска дополнительной колонны (хвостовика) возникает, если $\gamma_1 > \gamma_2$.

В зависимости от числа промежуточных колонн конструкция скважины может быть:

одноколонная — в скважину спущены направление, кондуктор и эксплуатационная колонна;

двухколонная — в скважину кроме направления, кондуктора и эксплуатационной колонны спущена одна промежуточная колонна.

При спуске в скважину двух и более промежуточных колонн ее конструкция будет многоколонной.

Характерной особенностью ряда газовых месторождений является наличие аномально высоких пластовых давлений, а также массивных газовых залежей с большим этажом газоносности.

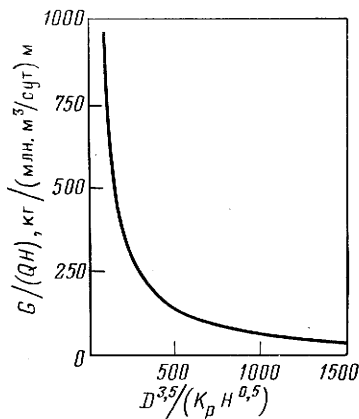
При строительстве скважин на газовых месторождениях необходимо учитывать специфические особенности:

1) упругость и сжимаемость газа, насыщающего промывочную жидкость во время бурения;

2) значительно более высокую подвижность газа и проникающую способность по сравнению с нефтью и водой;

Рис. 6.1. Статистическая кривая для оценки затрат металла на сооружение скважин:

G — масса колонны, кг; Q — дебит скважины, млн. м³/сут; H — глубина скважины, м; D — диаметр эксплуатационной колонны, см; K_p — коэффициент аномальности пластового давления ($K_p = p_{пл}/p_{г.ст}$)



3) значительно более высокое давление по стволу от забоя до устья по сравнению с нефтяными скважинами при равных пластовых давлениях;

4) высокие дебиты и скорости движения газа при эксплуатации газовых скважин, вызывающие значительные потери пластовой энергии.

С целью предупреждения разрыва стенок скважины на газовых месторождениях глубина спуска промежуточных колонн больше, чем на нефтяных месторождениях.

Во избежание возникновения грифонов необходимо до вскрытия газовых или напорных горизонтов кондуктором или промежуточной колонной перекрыть всю пачку пород, которые способны поглощать промывочную жидкость и через которые возможен выход газа на поверхность. Башмак колонны следует устанавливать в плотных непроницаемых породах.

Для газовых месторождений с большим этажом газоносности и аномально высокими пластовыми давлениями число промежуточных колонн и положение их башмаков должно обеспечить бурение без поглощений промывочной жидкости и связанных с ними выбросов и открытых фонтанов.

В общем случае специфика бурения газовых скважин требует применения более тяжелой конструкции по сравнению с нефтяными в аналогичных условиях.

Удельные затраты металла на 1 м проходки характеризуют технико-экономическую рациональность выбранной конструкции скважин (рис. 6.1).

Для сокращения расходов металла и цемента, а также для ускорения работ по креплению скважины, снижения гидравлических потерь в циркуляционной системе при бурении и креплении, использования современных схем заканчивания и эксплуа-

тации скважины следует применять, если позволяют условия, колонны-хвостовики вместо сплошных обсадных колонн.

Обсадная колонна может спускаться в виде хвостовика в том случае, когда:

прочность предыдущей промежуточной колонны с учетом износа соответствует условиям бурения следующего после спуска хвостовика интервала или условиям эксплуатации скважины;

способ соединения хвостовика с предыдущей промежуточной колонной (подвеска-разъединитель, цементное кольцо, герметизирующее устройство и др.) по герметичности и надежности соответствует условиям дальнейшего бурения или эксплуатации скважины;

способ крепления скважины хвостовиком (подвеска в предыдущей колонне при помощи клинового устройства и др.) должен обеспечить сохранение продольной устойчивости колонны.

Выбор типа соединений обсадных труб определяется ограничениями, которые следуют из требований:

герметичности обсадной колонны в условиях ее испытания и эксплуатации;

скорости сборки колонны при ее спуске в скважину;

обеспечения проектирования скважины с многоколонной конструкцией при ограниченных начальном и конечном диаметрах ствола.

Диаметры колонн и долот выбирают последовательно снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны. Если скважина имеет открытый тип забоя, то выбор начинают с открытой части ствола.

Один из основных факторов, определяющих конструкцию проектируемой скважины, — диаметр эксплуатационной колонны, который, в свою очередь, зависит от типа пластового флюида, ожидаемого дебита, пластового давления, условий эксплуатации скважины.

Выбрав диаметр эксплуатационной колонны и установив необходимое число и вид промежуточных колонн для перекрытия осложненных участков ствола скважины, можно рассчитать диаметр ствола скважины под соответствующую промежуточную колонну:

$$D_d = D_m + 2\delta,$$

где D_d и D_m — диаметры долота и муфты обсадной колонны, спускаемой в скважину, пробуренную данным долотом; δ — зазор между муфтой и стенкой скважины, рекомендуемый в пределах от 15 (для колонн малого диаметра 219—127 мм) до 50 мм (для колонн большого диаметра 407 мм и более).

С увеличением глубины бурения значительно усложняется проблема надежного крепления скважин вследствие аномально высоких пластовых давлений (АВПД), повышенных забойных

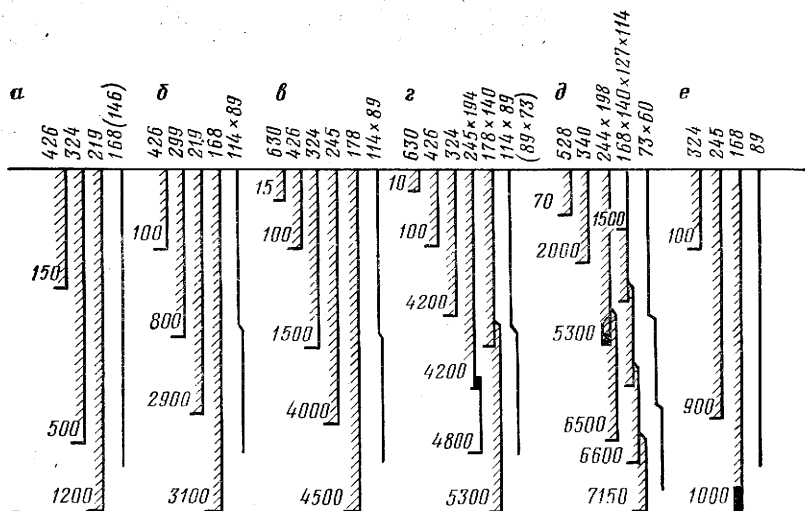


Рис. 6.2. Схемы газовых скважин:

а — малый этаж газоносности, высокий дебит; *б* — большой этаж газоносности, осложненные участки в верхней части разреза, высокий дебит; *в* — большой этаж газоносности, высокие пластовые давления; *г*, *д* — высокие пластовые давления, наличие агрессивных компонентов; *е* — скважины на ПХГ, сооруженные в водонапорных структурах

температур, наличия агрессивных компонентов и осложненных зон. Все это требует проектирования сложных металлоемких многоколонных конструкций, подъема цемента за колоннами до устья.

В скважинах с АВПД сплошные промежуточные колонны следует опускать одной секцией, если нет ограничений, обусловленных геологическими особенностями или характеристикой применяемых технических средств.

На рис. 6.2 показаны схемы наиболее характерных конструкций газовых скважин в СССР и за рубежом, сооруженных в различных горно-геологических условиях, на различные объекты.

Высоту подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами выбирают исходя из конкретных горно-геологических условий. За кондуктором затрубное пространство полностью заполняют тампонажным раствором. За промежуточными и эксплуатационными колоннами высота подъема тампонажного раствора должна обеспечивать изоляцию всех напорных водоносных и газонефтяных горизонтов. В скважинах с АВПД следует предусмотреть установку заколонных пакеров типа ПГБ, ПДМ, ППГ и др.

При проектировании конструкций скважин морских месторождений, разбуриваемых со стационарных самоподнимающихся на домкратах и полупогружных оснований и с буровых судов,

необходимо предусматривать замкнутую циркуляцию промывочной жидкости путем использования водоотделительных колонн диаметром 406—610 мм и толщиной стенки до 25,4 мм.

Водоотделительная колонна соединяет подводное устье скважины с плавучим буровым основанием.

Особенности конструкций скважин ПХГ. Выбор конструкции скважины на подземных хранилищах газа (ПХГ), которые создают на истощенных газовых (нефтяных) залежах, водоносных горизонтах и соляных кавернах, должен быть обоснован. Как правило, глубина залегания таких объектов не превышает 2000 м (в основном 800—1200 м), начальные коэффициенты аномальности пластовых давлений изменяются от 0,2 до 1,2, а дебиты скважин на ПХГ — от 2,0 до 1500 тыс. м³/сут (в среднем 120—350 тыс. м³/сут).

Циклические изменения режима работы скважин (закачка — отбор) обуславливают колебания устьевых давлений от 1,5—2,0 до 18 МПа; температур — от 4 до 75 °С и влажности. Скважины ПХГ обычно сооружают вблизи застроенной территории при небольших расстояниях между устьями. Особые, отличные от стандартных повышенные требования к строительству скважин на ПХГ должны обеспечивать:

1) длительный срок службы, значительно превышающий обычные сроки разработки газовых залежей;

2) предупреждение неконтролируемого выхода газа из скважин на дневную поверхность, загрязнение подземных источников водоснабжения и воздушного бассейна в связи с расположением объектов ПХГ обычно вблизи крупных городов и густонаселенных районов;

3) сохранение естественной проницаемости пород в призабойной зоне скважин при вскрытии пласта, освоении скважин в условиях резких изменений пластового давления в течение годового цикла работы ПХГ.

В связи с перечисленным выше на большинстве ПХГ промежуточная колонна должна практически дублировать эксплуатационную. Башмак эксплуатационной колонны следует оборудовать заколонным пакером (см. рис. 6.2, е).

Конструкция забоя скважины в продуктивном пласте зависит от многих факторов, в том числе от конструкции скважины, типа коллектора, его проницаемости, степени однородности и устойчивости пород коллектора и склонности его к разрушению в процессе разработки объекта, толщины продуктивного пласта и т. д. Конструкция забоя может быть выбрана (рис. 6.3): открытой, закрытой, смешанной, предотвращающей разрушение и вынос пластового песка.

Прочность пород, слагающих продуктивный горизонт, и склонность их к разрушению в процессе разработки являются основными условиями, определяющими необходимость крепе-

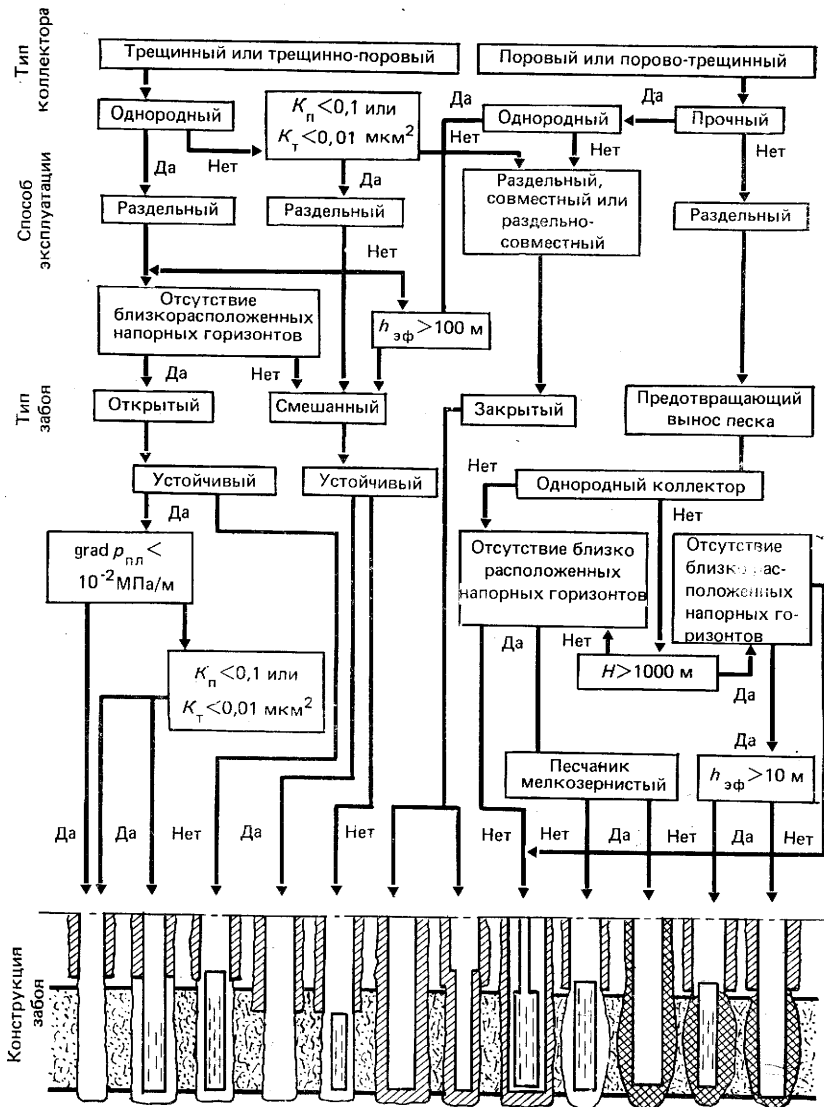


Рис. 6.3. Схема выбора конструкции забоя скважины

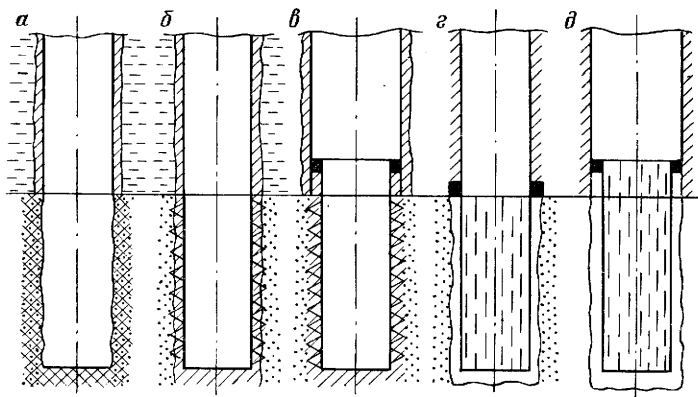


Рис. 6.4. Схемы конструкций призабойной зоны скважин:

a — открытый забой; *б, в* — забой перекрыт перфорированными обсадными колоннами (*б*) и хвостовиком (*в*); *г, д* — забой перекрыт перфорированной на поверхности обсадной трубой (*г*), фильтром (*д*)

ния забоя скважины. Если продуктивный пласт сложен непрочными породами (в основном это песчаные породы), то необходимо применять конструкцию забоя, обеспечивающую предотвращение разрушения пласта и выноса породы. В ряде случаев, особенно в скважинах подземных хранилищ газа, призабойную зону необходимо оборудовать противопесочными фильтрами, наиболее эффективные из которых гравийные.

Продуктивные горизонты, представленные прочными трещинными и порово-трещинными коллекторами, эксплуатируются скважинами с открытым забоем (рис. 6.4, *a*) или перекрытым перфорированной обсадной колонной или хвостовиком (рис. 6.4. *б, в*), не зацементированным в интервале продуктивного пласта.

В том случае, когда продуктивный горизонт независимо от типа коллектора представлен неоднородными по проницаемости породами, следует применять закрытый забой, т. е. забой, перекрытый зацементированной перфорированной обсадной колонной (хвостовиком).

Наличие в непосредственной близости (до 5 м) от продуктивного горизонта напорного пласта (вода, газ) обуславливает использование конструкции смешанного типа.

При проектировании конструкции забоя необходимо учитывать толщину продуктивного пласта. Так, в карбонатных породах при толщине пласта более 100 м рекомендуется использование конструкции забоя смешанного типа; в терригенных неустойчивых коллекторах при толщине пласта более 10 м рекомендуются фильтры различного типа (гравийные, из высокопроницаемого тампонажного материала и т. д.).

При выборе конструкции забоя для карбонатных коллекторов следует учитывать показатели, характеризующие устойчивость пород пласта и его фильтрационные свойства.

Устойчивость пласта-коллектора определяется при предельно допустимых перепадах давления (наличие или отсутствие пластового песка в продукции скважины при ее исследовании). Предельный перепад давления находят из условия $\text{grad } p_{\text{пл}} \leq 0,01 \text{ МПа/м}$. В этом случае возможна эксплуатация скважины с открытым забоем.

При $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,01 \text{ МПа/м}$, но невысокой проницаемости пласта ($K_{\text{п}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ — поровая проницаемость или $K_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ — трещинная проницаемость) также возможна эксплуатация скважины с открытым забоем без оборудования забоя фильтром.

Если в последнем случае проницаемость пласта окажется высокой ($K_{\text{п}} > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $K_{\text{т}} > 0,01 \text{ мкм}^2$), то забой скважины следует оборудовать фильтром (рис. 6.4, д).

При проектировании конструкций забоя скважин на подземных хранилищах газа следует учитывать дополнительно условия и особенности их работы. Скважины на ПХГ эксплуатируются в циклическом режиме (закачка — отбор), обуславливающим резкие колебания в призабойной зоне пласта давлений, температуры и влажности.

Кроме того, продолжительность эксплуатации скважин на ПХГ в несколько раз превышает время эксплуатации обычных эксплуатационных скважин. Учитывая эти особенности, скважины на ПХГ, сооружаемые даже в относительно устойчивых пластах-коллекторах порового или порово-трещинного типа, необходимо оборудовать противопесочными фильтрами.

В зависимости от физико-механических характеристик пласта-коллектора, его толщины и глубины залегания наибольшее применение получили гравийные фильтры следующих основных типов:

в открытом расширенном забое скважины (рис. 6.5, а);

в расширенном и перекрытом перфорированной на поверхности обсадной колонной или хвостовиком (рис. 6.5, б);

в перекрытом зацементированной и перфорированной обсадной колонной (рис. 6.5, в).

Наиболее эффективна конструкция открытого расширенного забоя с оборудованием его гравийным фильтром и использованием в качестве несущего каркаса сварного фильтра с трапециевидальным сечением проволоки.

Оборудование устья скважины для эксплуатации зависит от ее назначения, ожидаемого пластового давления, способа эксплуатации и числа одновременно эксплуатируемых объектов. После спуска обсадных колонн производят обвязку устья скважины при помощи колонной головки, которая предназначена

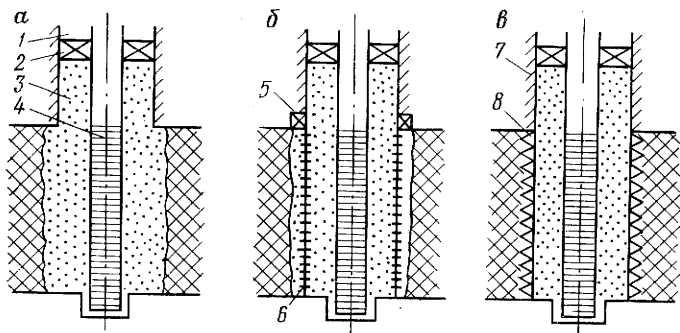


Рис. 6.5. Схемы оборудования скважин гравийными фильтрами:

1 — колонна НКТ; 2 — пакер; 3 — гравий; 4 — проволочный фильтр-каркас; 5 — заколонный пакер; 6 — перфорированная на поверхности обсадная труба; 7 — цементное кольцо; 8 — перфорационные каналы

для обвязки обсадных труб между собой и для герметизации межтрубного пространства.

На колонной головке устанавливают фонтанную арматуру, предназначенную для оборудования устья скважин с целью их герметизации, контроля и регулирования режима эксплуатации.

Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного заколонного пространства проверяют путем опрессовки после замены продувочной жидкости на воду. При опрессовке внутреннее давление в любом сечении колонны должно не менее чем на 10% превышать наибольшее ожидаемое давление в период эксплуатации или испытания.

Во всех случаях давление опрессовки верхней секции колонны должно быть не меньше следующих значений:

Наружный диаметр колонны, мм	426—377	351—273	245—219	
Наименьшее давление опрессовки колонны, МПа	5	6	7	
Наружный диаметр колонны, мм	194—178	168	146—140	127—114
Наименьшее давление опрессовки колонны, МПа	7,5	9	10	12

Если после замены продавочной жидкости водой не наблюдается перелива жидкости и выделения газа на устье, а давление, указанное выше, в период выдержки снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовочном давлении 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при меньшем опрессовочном давлении, то колонну считают герметичной.

В газовых скважинах герметичность устьевой части эксплуатационных колонн дополнительно проверяют опрессовкой воздухом.

Фонтанная арматура позволяет:

проводить работы по освоению и пуску в эксплуатацию скважины;

закачивать в скважину сжатый газ, воздух, жидкости и их смеси;

направлять продукцию скважины на сборные пункты, коллекторы, групповые установки;

регулировать отбор продукции из скважины;

замерять забойное, буферное, кольцевое и затрубное давления;

проводить различные исследовательские и геолого-технические мероприятия (очистка фонтанных труб от солей, парафина и т. д.);

в случае необходимости глушить скважину закачкой промывочной жидкости или закрыть ее на определенное время.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки. Трубная головка предназначена для подвески подъемных (фонтанных) труб, герметизации затрубного пространства (между эксплуатационной колонной и колонной НКТ), а также для зачекки в скважину через это пространство воды, нефти, газа при освоении скважины, промывки ее от песчаных пробок на забое без подъема труб. Своим нижним фланцем трубная головка закрепляется на верхнем фланце колонной головки.

Фонтанную елку монтируют над трубной головкой. Она предназначена для направления продукции скважины в выкидные линии, регулирования отбора пластовых флюидов, проведения различных исследовательских работ; переключения струи из одной струны в другую, для проверки и замены штуцеров, ремонтных работ на рабочем манифольде и в выкидной линии, для закрытия в случае необходимости фонтанирующей скважины под давлением.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным параметрам: рабочему и пробному давлению, размерам проходного сечения ствола, конструкции фонтанной елки и числу спускаемых в скважину колонн НКТ, виду запорных устройств. В соответствии с ГОСТ 13846—84 заводы выпускают фонтанные арматуры на давление 7—100 МПа с диаметром прохода стволовой части елки от 50 до 150 мм.

По конструкции фонтанной елки фонтанные арматуры делят на тройниковые и крестовые, а по числу спускаемых в скважину рядов трубки — на одно- и двухрядные.

Фонтанные арматуры на рабочее давление от 7 до 35 МПа используют в основном для фонтанных скважин, а на давление 35—100 МПа — для оборудования глубоких, сверхглубоких и скважин с аномально высоким пластовым давлением.

Арматуры с диаметром прохода стволовой части елки от 65 до 150 мм применяют для оснащения высокодебитных газовых скважин.

Для оборудования газовых скважин чаще используют фонтанную арматуру крестового типа с фланцевыми соединениями.

Пластовый флюид поднимается по колонне НКТ, спускаемой на определенную глубину перед пуском скважины в эксплуатацию.

Насосно-компрессорные трубы выпускаются следующих диаметров (в мм): 38—42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 с толщиной стенок от 4 до 7 мм.

В зависимости от числа скважин, их дебита, пластового давления, температуры, наличия жидкости в газе и других факторов используют две схемы обвязки: индивидуальную и групповую. При индивидуальной схеме обвязки оборудование для регулирования работы, отделения примесей, измерения дебита и конденсата и предотвращения образования гидратов размещают на устье скважины и около него.

При групповой схеме на устье устанавливают только фонтанную арматуру, все остальное оборудование и приборы для группы скважин монтируют на групповом пункте, где производят смену штуцеров, отделение примесей из газа и сбор конденсата, осуществляют мероприятия против гидратообразования, измеряют дебиты газа и конденсата всех подключенных скважин. При этом каждая скважина в группе связана с групповым пунктом коллектором высокого давления.

Технологическую схему эксплуатации выбирают в зависимости от числа продуктивных объектов, вскрытых скважиной, пластовых давлений, температур, состава пластовых флюидов, расположения объектов.

Объекты с одинаковыми характеристиками эксплуатируют одновременно при спуске в скважину одной колонны НКТ. Как правило, газовые месторождения эксплуатируются по колонне НКТ.

На рис. 6.6 показаны технологические схемы обвязки фонтанной арматуры однообъектных скважин, эксплуатация которых осуществляется только по колонне НКТ или по колонне НКТ и затрубному пространству.

Одновременная раздельная эксплуатация скважин (ОРЭ) — метод эксплуатации одной скважиной двух и более продуктивных пластов с различными геолого-техническими характеристиками многопластовых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, разбуриваемых одной сеткой скважин.

При эксплуатации скважин по этому методу ее устье оборудуют стандартной или специальной фонтанной арматурой, а в скважину спускают специальное оборудование (установки), обеспечивающее транспортирование пластовых флюидов каждого пласта на поверхность или закачку с поверхности в каждый пласт по самостоятельным каналам или совместному, независимое регулирование и обработку пластов, а также возмож-

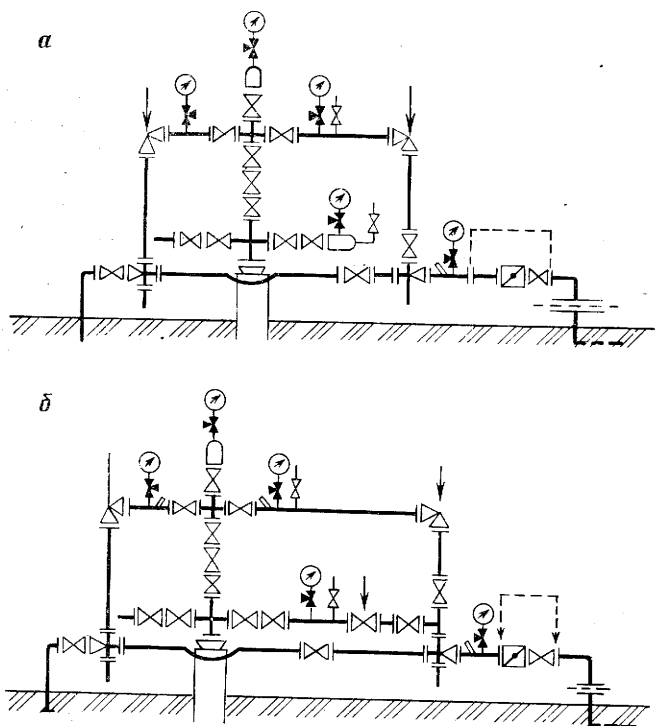


Рис. 6.6. Технологические схемы обвязки фонтанной арматуры однообъектных скважин, эксплуатация которых осуществляется:

а — только по НКТ; *б* — по НКТ и затрубному пространству в один шлейф

ность проведения независимых исследований пластов, операций по освоению, глушению и технологических воздействий на призабойную зону каждого из пластов.

На рис. 6.7 приведены технологические схемы обвязки фонтанной арматуры двухобъектных скважин с концентрической подвеской двух рядов НКТ, эксплуатация которых осуществляется как в один, так и в два шлейфа.

В зависимости от назначения одновременной раздельной эксплуатации используют установки по добыче и закачке.

По числу одновременно эксплуатируемых пластов технологические схемы ОРЭ классифицируют для двух, трех и более пластов.

По конструктивному оформлению подразделяют установки: с концентрическими, параллельными и одноколонным рядами НКТ с регулированием отбора или закачки по каждому пласту. Условия эксплуатации (величина газового фактора, давления и температур, состав пластовых флюидов или закачиваемых

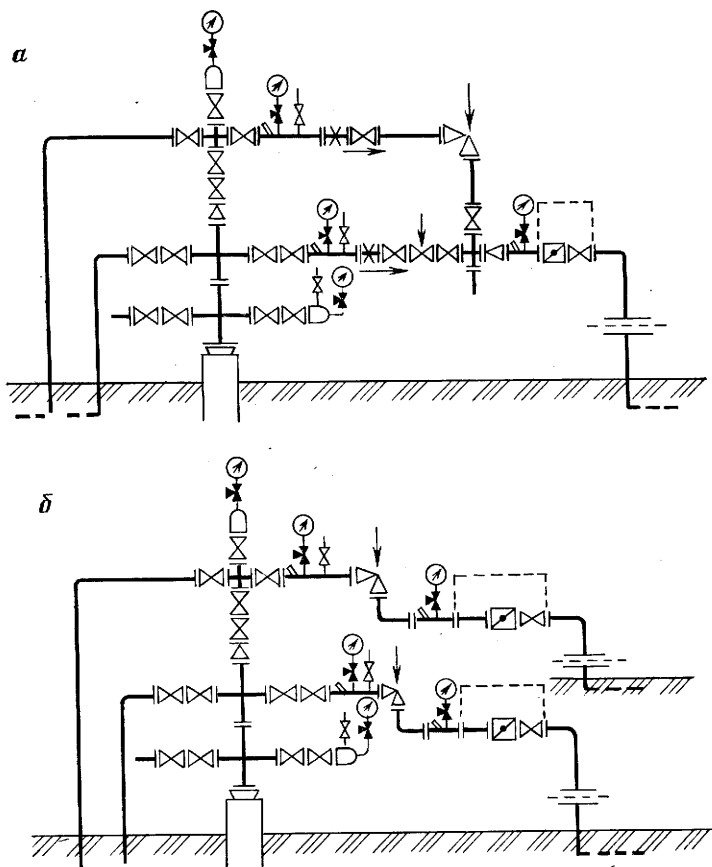


Рис. 6.7. Технологические схемы обвязки фонтанной арматуры двухобъектных скважин (концентрическая подвеска двух рядов НКТ), эксплуатация которых осуществляется:

a — в один шлейф; *b* — в два шлейфа

мой жидкости, наличие или отсутствие агрессивных компонентов, наличие песка, парафина, минеральных солей, режим эксплуатации — форсированный или стандартный и т. д.) влияют на конструктивные особенности установок и технологические схемы ОРЭ.

Расход газа через отверстия перепускных клапанов (диафрагмы) при однорядной конструкции скважин по схеме ОРЭ определяют по выражению

$$Q = Q_{\text{гр}} \left(\frac{K_{\Delta p}}{K_{p; T}} \right), \quad (6.4)$$

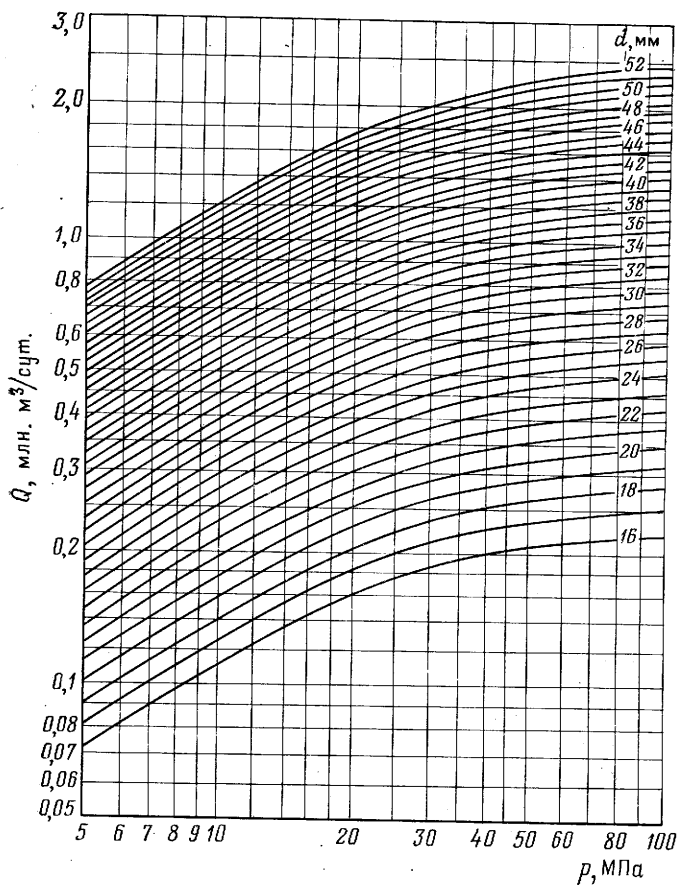


Рис. 6.8. Зависимость расхода газа Q ($\Delta=0,6$; $T=20^\circ C$) от давления p при перепаде давления на диафрагме $\Delta p=0,2$ МПа и различных диаметрах диафрагмы d

где $Q_{гр}=Q(p; d_0)$ — из уравнения истечения газа при докритическом режиме через отверстие (диафрагму), млн. $m^3/сут$; $K_{\Delta p}$ — поправка на перепад давления; $K_{p; T}$ — поправка на относительную плотность и температуру газа (рис. 6.8; 6.9; 6.10).

Технологические схемы ввода в скважины ингибиторов коррозии и гидратообразования выбирают в зависимости от технологических схем эксплуатации и конкретных геолого-технологических условий (рис. 6.11, 6.12).

Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (в м) для газовых и газоконденсатных месторождений с достаточной степенью точности определяют из формулы для забойного дав-

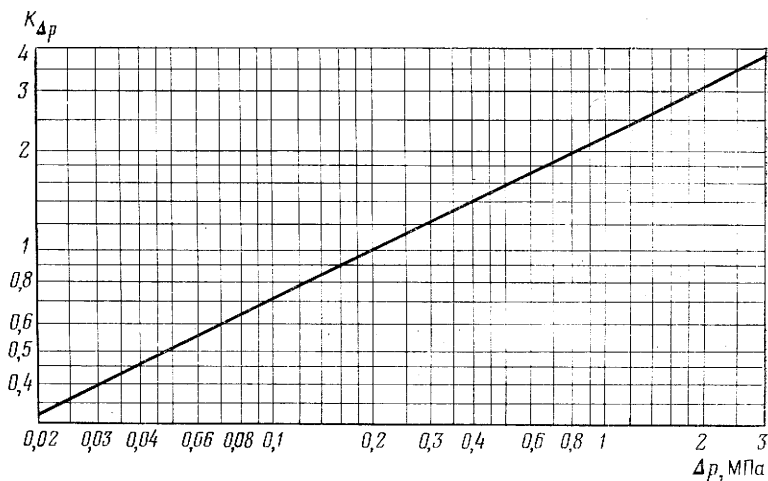


Рис. 6.9. Зависимость коэффициента коррекции расхода газа $K_{\Delta p}$ от перепада давления на диафрагме Δp

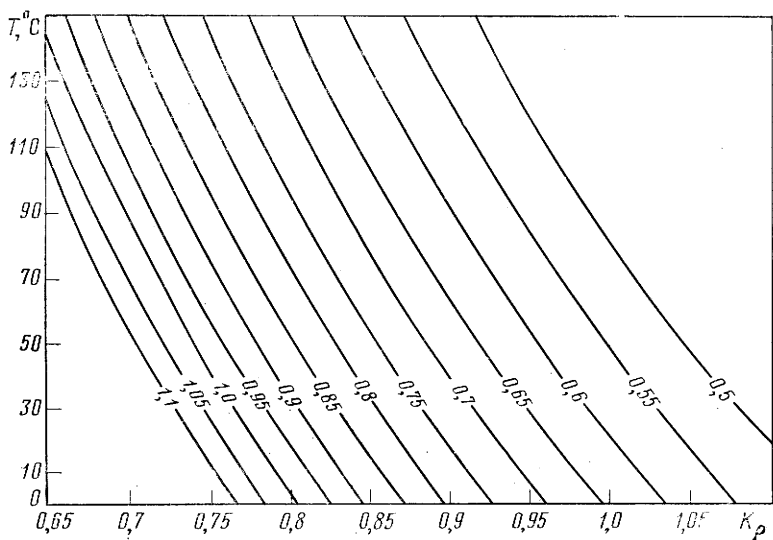


Рис. 6.10. Зависимость температуры T от коэффициента коррекции расхода газа K_p при различной относительной плотности (цифры на кривых)

ления работающей скважины, преобразованной относительно диаметра

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{1,377 \lambda Z^2_{\text{ср}} T_{\text{ср}} q^2 \frac{(e^{2,5} - 1)}{(p_3^2 - p_y^2 e^{2S})}}, \quad (6.5)$$

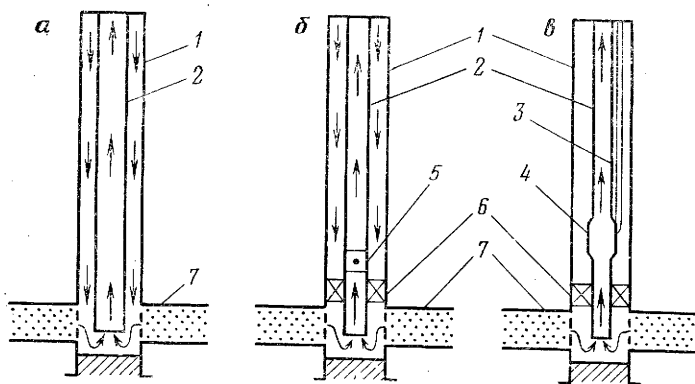


Рис. 6.11. Технологические схемы ингибирования скважин при одноколонной конструкции:

a — беспакерная схема; *б, в* — пакерные схемы; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ для добычи газа; 3 — ингибиторопровод; 4 — переводник с ингибиторным клапаном; 5 — ингибиторный (или газлифтный) клапан; 6 — пакер; 7 — пласт

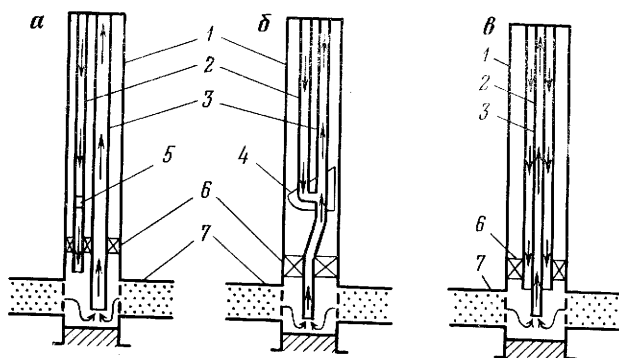


Рис. 6.12. Технологические схемы ингибирования скважин при двухколонной конструкции:

a — параллельные ряды НКТ; *б* — U-образное соединение параллельных рядов НКТ в циркуляционной головке; *в* — концентрические ряды НКТ; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ для подачи ингибитора; 3 — НКТ для добычи газа; 4 — циркуляционная головка; 5 — обратный клапан; 6 — пакер; 7 — пласт

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; $Z_{\text{ср}}$ — средний по длине НКТ коэффициент сжимаемости газа; $T_{\text{ср}}$ — средняя по длине НКТ температура газа, К; q — дебит газа, тыс. м³/сут; p_z , p_y — соответственно забойное и устьевое давления, 10 МПа; $S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}_g L}{(Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}})}$; $\bar{\rho}_g$ — относительная плотность газа; L — длина НКТ, м.

В том случае, когда в продукции скважины выносятся значительное количество жидкости (более 560 см³ на 1 м³ газа), диаметр НКТ следует находить по аналогии с нефтяными скважинами, переходящими с режима фонтанирования на режим газлифтной эксплуатации.

Для условий начала фонтанирования внутренний диаметр НКТ

$$d_{\text{вн}} = 186 \sqrt{\frac{L}{p_3 - (p_y)_{\text{кон}}}} \sqrt[3]{q_{\text{ж.нач}} \rho_{\text{ж.нач}}}; \quad (6.6)$$

для условий окончания режима фонтанирования (переход на газлифтный режим)

$$d_{\text{вн}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} L}{p_3 - p_{y,\text{кон}}}} \sqrt{\frac{q_{\text{ж}} L}{\rho_{\text{ж}} g L - p_3 + p_{y,\text{кон}}}}; \quad (6.7)$$

где $q_{\text{ж}}$ — дебит по жидкости, т/сут; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости, кг/м³; $p_{y,\text{нач}}$, $p_{y,\text{кон}}$ — давление на устье соответственно начальное и конечное; g — ускорение свободного падения.

В режиме газлифтной эксплуатации скважин с диаметром НКТ, определенным по формулам (6.5), (6.6), удельный расход газа будет оптимальным

$$R_{\text{опт}} = \frac{0,388L(\rho_{\text{ж}}gL + p_y - p_3)}{d_{\text{вн}}^{0,5}(p_3 - p_y)\lg(p_3/p_y)}. \quad (6.8)$$

Удельный расход закачиваемого газа $R_{\text{зак}}$ при газовом факторе пласта Γ составит

$$R_{\text{зак}} = (R_{\text{опт}} - \Gamma). \quad (6.9)$$

Оптимальный объем закачиваемого газа

$$(q_{\Gamma})_{\text{опт}} = R_{\text{зак}} q_{\text{ж}}. \quad (6.10)$$

При диаметре НКТ больше, чем диаметр, которому соответствует оптимальный газовый фактор, пропускная способность НКТ по жидкости определяется по формуле

$$(q_{\text{ж}})_{\text{max}} = \frac{15 \cdot 10^{-8} d_{\text{вн}}}{\rho_{\text{ж}}^{0,5}} \left(\frac{p_3 - p_y}{L} \right)^{1,5}. \quad (6.11)$$

Этому расходу жидкости соответствует максимальный удельный расход газа

$$R_{\text{зак}} = \frac{3,88L^2 \rho_{\text{ж}}}{d^{0,5}(p_3 - p_y)\lg(p_3/p_y)}. \quad (6.12)$$

В этом случае объем закачиваемого газа

$$(q_{\Gamma})_{\text{max}} = R_{\text{max}}(q_{\text{ж}})_{\text{max}}. \quad (6.13)$$

Гидродинамический расчет газлифтного подъемника производят согласно РД 51-01-04—84 «Методика расчета фонтанного и газлифтного подъемника». В основе расчета движения газожидкостных смесей в колонне НКТ скважин лежит решение дифференциального уравнения движения:

$$-\frac{dp}{dl} = \rho_{\text{см}} g \cos \theta + \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_{\text{тр}}, \quad (6.14)$$

где (dp/dl) — потери давления по длине ствола; $\rho_{см}$ — плотность газожидкостной смеси; g — ускорение свободного падения; θ — угол наклона скважины от вертикали; $(\partial p/\partial l)_{тр}$ — составляющая потерь давления на трение.

Первое слагаемое уравнения (6.14) представляет собой вес столба газожидкостной смеси.

Дифференциальное уравнение (6.14) может быть решено с использованием пакета прикладных программ, имеющегося в комплекте любой современной ЭВМ. Если газожидкостная смесь состоит из газа, воды и нефти (газовый конденсат), то плотность смеси определяют из формулы:

$$\rho_{см} = \rho_n \Phi_n + \rho_v \Phi_v + \rho_g \Phi_g, \quad (6.15)$$

где ρ_n, ρ_v, ρ_g — плотность соответственно нефти, воды, газа; Φ_n, Φ_v, Φ_g — насыщенность потока нефтью, водой, газом.

При этом

$$\Phi_n + \Phi_v + \Phi_g = 1. \quad (6.16)$$

Плотность нефти, воды и газа в сечении газлифтного подъемника находят из соотношений

$$\begin{aligned} \rho_n &= \rho_{n0} + Z_n(p - p_0); \\ \rho_v &= \rho_{v0} + Z_v(p - p_0); \quad \rho_g = \rho_{g0} \frac{p T_0}{p_0 T Z_g}, \end{aligned} \quad (6.17)$$

где $\rho_{n0}, \rho_{v0}, \rho_{g0}$ — плотность нефти, воды, газа в нормальных условиях; Z_n, Z_v, Z_g — коэффициенты сжимаемости нефти, воды, газа; p_0, T_0 — давление и температура нормальных условий; T — температура потока; p — давление потока.

Объемные расходы нефти, воды и газа в газлифтом подъемнике определяют следующими выражениями:

$$\begin{aligned} q_n &= q_{ж} \frac{100 - n}{100} \frac{\rho_{n0}}{\rho_n}; \quad q_v = q_{ж} \frac{n}{100} \frac{\rho_{v0}}{\rho_v}; \\ q_g &= \left[q_{ж} \frac{100 - n}{100} \alpha(p_n - p) \psi(p_n - p) + q_{гк} \psi(L - h_k) \right] \frac{\rho_{g0}}{\rho_g}, \end{aligned} \quad (6.18)$$

где $q_{ж}$ — объемный расход жидкости; n — обводненность жидкостной продукции скважины; p_n — давление насыщения; $q_{гк}$ — расход газа на глубине установки газлифтного клапана; h_k — глубина установки газлифтного клапана.

Расходные содержания фаз в потоке соответственно нефти, воды, газа:

$$\begin{aligned} \beta_n &= q_n / (q_n + q_v + q_g); \\ \beta_v &= q_v / (q_n + q_v + q_g); \\ \beta_g &= q_g / (q_n + q_v + q_g). \end{aligned} \quad (6.19)$$

Для решения дифференциального уравнения (6.14) распределение температуры по длине подъемника принимают линейным:

$$T = T_3 + (T_y - T_3)(X/L), \quad (6.20)$$

где T_3 , T_y — забойная и устьевая температуры; X , L — текущая и общая длина НКТ.

Вязкость жидкой фазы, параметры Рейнольдса и Фруда смеси определяют по формулам

$$\left. \begin{aligned} \mu_{ж} &= \frac{\mu_n \varphi_n + \mu_v \varphi_v}{\varphi_n + \varphi_v}; \\ Re_{см} &= \frac{4(q_n \rho_n + q_v \rho_v + q_r \rho_r)}{\pi d \mu_{ж}}; \\ Fr_{см} &= \left[\frac{4(q_n + q_v + q_r)}{\pi d^2 \sqrt{gd}} \right], \end{aligned} \right\} \quad (6.21)$$

где $\mu_{ж}$, μ_n , μ_v — вязкость соответственно жидкости, нефти, воды; φ_n — нефтенасыщенность; φ_v — водонасыщенность; d — внутренний диаметр НКТ.

Для решения дифференциального уравнения (6.14) неизвестными параметрами являются газонасыщенность φ_r и коэффициент гидравлического сопротивления λ , входящий во второй член правой части дифференциального уравнения (6.14).

Величины φ_r и λ являются функциями параметров β_r , $Re_{см}$, $Fr_{см}$. Такие функции установлены в результате многочисленных экспериментов в широком диапазоне изменения β_r .

Водонасыщенность потока

$$\varphi_v = \frac{(1 - \varphi_r) q_v}{q_n + q_v}. \quad (6.22)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений определяется зависимостями

$$\begin{aligned} \lambda &= 0,6 / (Re)^{0,315} \text{ для } \varphi_r \leq 0,442; \\ \lambda &= (1,13 - 1,2\varphi_r) (Re)^{0,315} \text{ для } \varphi_r > 0,442. \end{aligned} \quad (6.23)$$

Величину $(\partial p / \partial l)$ из уравнения (6.14) находят по формуле

$$\left(\frac{\partial p}{\partial l} \right)_{тр} = 8\lambda \rho_{см} \frac{(q_n + q_v + q_r)^2}{\pi^2 d^5}. \quad (6.24)$$

Решение уравнений (6.14) — (6.24) позволяет определить: глубину установки газлифтного клапана (ввод рабочего агента) h_k при заданном забойном давлении, дебите и располагаемом давлении компримируемого рабочего агента; расход рабочего агента q_r ; удельный расход рабочего агента $R = q_r / q_{ж}$; распределение давления по длине газожидкостного подъемника.

Колонны НКТ рассчитывают на прочность, определяя возможные нагрузки и деформации в теле труб и резьбовых соединениях, возникающие в процессе строительства¹, капитального ремонта (спуско-подъемные операции) и эксплуатации скважин (добыча, закачка, работы по интенсификации). Сравнение рассчитанных возможных нагрузок и деформаций в теле труб и в резьбовых соединениях с допустимыми (по прочностным характеристикам труб), с учетом коэффициента запаса на прочность и коррозию, позволяет установить оптимальную конструкцию колонны НКТ и определить длины секций НКТ различных диаметров и толщины стенок труб при ступенчатой колонне НКТ.

Прогнозирование деформаций и напряжений, возникающих в колоннах НКТ в процессе строительства и капитального ремонта, осуществляют на основе анализа состояния свободно подвешенной колонны НКТ.

Критическое давление $p_{кр}$, при котором напряжения в стенке трубы достигают предела текучести, рассчитывают с учетом возможного избыточного наружного (со стороны горных пород) давления

$$p_{кр} = 0,11K_{\min} \left\{ \sigma_T + EK_0^2 \rho \left(1 + \frac{3l}{2\rho^3 K_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + EK_0^2 \rho \left(1 + \frac{3l}{2\rho^3 K_{\min}} \right) \right]^2 - 4EK_0^2 \rho \sigma_T} \right\}. \quad (6.25)$$

Страгивающее напряжение $p_{стр}$ для муфтовых соединений труб, при котором в наиболее опасном резьбовом сечении напряжения достигают предела текучести, определяют по формуле

$$p_{стр} = \frac{0,1\pi D_{ср} b \sigma_T}{1 + \frac{D_{ср}}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}. \quad (6.26)$$

Допустимый запас прочности от страгивающих напряжений $K_{стр}$ принимают в зависимости от глубин спуска и диаметра колонн:

Диаметр, мм	<219	>219
Глубина, м	<3500	>3500
$K_{стр}$	1,15	1,30
		<2000
		>2000
		1,20
		1,40

Избыточное внутреннее давление, при котором в стенке трубы напряжения достигают предела текучести:

$$p_{вн} = \frac{0,28\sigma_T}{K_{зап} D_H}. \quad (6.27)$$

¹ Аналогичным образом рассчитывают обсадные, в том числе эксплуатационную, колонны.

При расчетах $p_{\text{вн}}$ запас прочности K обычно принимают 1,3—1,5.

Предельно допустимые глубины спуска колонны НКТ находят исходя из предельных напряжений:

с учетом страгивающих напряжений

$$H = \frac{\sigma_T}{K_{\text{стр}} \rho_{\text{ст}} g}; \quad (6.28)$$

с учетом веса колонны труб при полном их опорожнении

$$H = \frac{\sigma_T}{K_{\text{зап}} \rho_{\text{ст}} g}. \quad (6.29)$$

Допустимый запас прочности $K_{\text{зап}}$ принимают равным 1,5.

Предельно допустимые глубины спуска эксплуатационных колонн с учетом наружных сминающих давлений столба глинистого раствора определяют из выражений:

при частичном снижении уровня

$$H = \frac{100 p_{\text{кр}} - 0,1 K_{\text{см}} \rho_{\text{нг}}}{0,1 K_{\text{см}} (\rho_{\text{тр}} - \rho_{\text{н}}) g}, \quad (6.30)$$

при полном опорожнении колонны (длиной до 2000 м)

$$H = \frac{100 p_{\text{кр}}}{0,1 K_{\text{см}} \rho_{\text{тр}} g}. \quad (6.31)$$

Предельно допустимые глубины спуска промежуточных обсадных колонн не рассчитывают на сминающие напряжения. Предельно допустимые глубины их спуска определяют по аналогии с глубинами спуска колонн НКТ по формулам (6.25) и (6.26) на страгивающие и растягивающие напряжения.

В расчетах учитывают уменьшение наружного давления $p_{\text{кр}}$ для скважин различной глубины:

Глубина скважины, м . . .	2500	3000	4000	5000
Уменьшение $p_{\text{кр}}$, % . . .	18,8—2,5	18,1—2,2	16,2—2,1	11,2—2,0

Предельно допустимое давление на обсадные трубы от страгивающих напряжений определяют по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_{\text{стр}} / K_{\text{стр}}. \quad (6.32)$$

В приведенных формулах $K_{\text{min}} = \delta_{\text{min}} / D$; $K_0 = \delta_0 / D$; D , $D_{\text{в}}$, $D_{\text{ср}}$ — соответственно номинальный, наружный и внутренний диаметры труб, средний диаметр резьбы по первой полной нитке, см; σ_T — предел текучести, кПа·10; E — модуль упругости, МПа; e — овальность ($e = 0,010$ для $D < 168$ мм); $e = 0,015$ для $168 < D < 219$ мм, $e = 0,02$ для $D > 219$ мм); $\delta_{\text{min}} = 0,815 \delta$; $\delta_0 = 0,905 \delta$; $\rho = \delta_0 / \delta_{\text{min}} = 1,034$ — расчетные величины; δ — номинальная толщина стенки труб, мм; b — толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, см; l — длина нарезанной части трубы, см; X — угол между опорной по-

верхностью резьбы и осью трубы, градус; φ — угол трения ($\varphi = 18^\circ$), градус; H — глубина спуска труб, м; h — частичное снижение уровня глинистого раствора в скважине, м; h_1 — интервал перфорации, м; $\rho_{гр}$, ρ_n — плотность глинистого раствора и нефти, кг/м³; $K_{см}$, $K_{зап}$, $K_{стр}$ — запас прочности на смятие, допустимый запас прочности, запас прочности на страгивание; $G = W_{sg}$ — вес колонны труб в воздухе, кН; W_s — масса колонны труб в воздухе, кг; $g = 9,81$ м/с² — ускорение свободного падения; $\rho_{ст}$ — плотность стали, кг/м³.

Для ступенчатых колонн, состоящих из труб разных размеров, глубина спуска определяется из условий прочности в верхней, наиболее нагруженной части каждой ступени колонны. Расчет ведут от ступени к ступени, начиная снизу. Нижнюю секцию рассчитывают исходя из предельных нагрузок в этой секции с учетом соответствующих коэффициентов запаса прочности, а последующие секции — исходя из предельных нагрузок в этой секции с учетом нагрузок в нижней секции и коэффициентов запаса прочности. Аналогично рассчитывают третью и последующие секции многоступенчатых колонн.

Деформация ΔH свободно подвешенной колонны НКТ, эксплуатационной или промежуточной обсадной колонны с учетом полного опорожнения скважины и при известной величине нагрузки P (например, под действием предельного веса колонны $G = W_{sg}$, рис. 6.13) может быть определена из закона Гука:

$$\Delta H = \frac{HP}{EA_S}, \quad (6.33)$$

где H — предельная глубина спуска колонны, м; P — нагрузка, кН; G — предельный вес колонны, кН; E — модуль Юнга, Па; A_S — площадь сечения стенок труб, м².

Прогнозирование деформаций и нагрузок, возникающих в колоннах НКТ при эксплуатации скважин, осуществляют на основе рассмотрения совместной работы системы колонна НКТ — пакер. Изменение рабочих давлений, плотностей и температур в трубном и затрубном пространствах вызывает возникновение нагрузок и деформаций в стенках труб, что выражается в соответствующих изменениях (растяжение или укорочение) длины колонны НКТ. Задача состоит в том, чтобы, оценив возможные деформации и нагрузки, правильно выбрать оборудование для комплектации скважин: определить типоразмер НКТ (диаметр, группа прочности, толщина стенки), конструкцию колонны НКТ (одноколонная или ступенчатая), типоразмер и модель пакера.

Сжимающие нагрузки в колонне НКТ возникают в процессе добычи газа. Особенно они велики при исследованиях скважин на максимальных дебитах и при аварийных выбросах. Сниже-

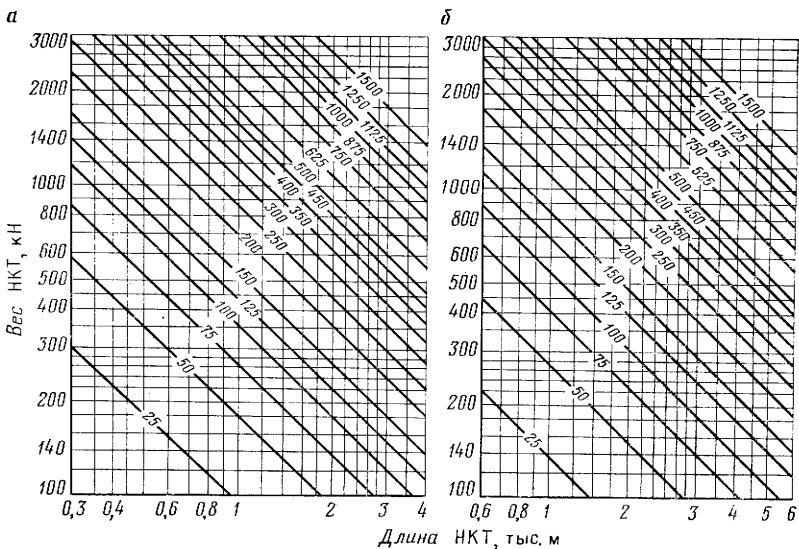


Рис. 6.13. Кривые удлинения (цифры на кривых, в см) колонны НКТ под действием собственного веса для труб диаметром 89 (а) и 114 мм (б) при линейной массе соответственно 13,7 и 18,75 кг/м

ние температуры среды в колонне НКТ вызывает также сжимающие нагрузки.

Растягивающие нагрузки в колонне НКТ возникают при проведении технологических операций на скважинах (гидроразрывы пласта, пенокислотные обработки, глушение скважин и операции по закачке рабочих сред в пласт).

Векторная сумма нагрузок, действующих в колоннах НКТ, не должна превышать прочностную характеристику применяемого сортамента труб с учетом коэффициента запаса прочности. В противном случае в теле труб могут возникнуть остаточные деформации, которые приведут к нарушению устойчивости и даже к разрушению колонны НКТ. Кроме проверки прочности колонн НКТ от возникающих в них нагрузок изменение давления, плотности и температуры среды в стволе скважины влияет на технологию посадки и срыва пакера, особенно если применяется гидравлический пакер.

Для оценки деформаций и нагрузок в системе колонна НКТ — пакер необходимо знать характер сопряжения колонны с пакером. Различают соединения, допускающие свободное перемещение нижнего конца труб относительно пакера, ограниченное перемещение нижнего конца труб относительно пакера и не допускающие перемещение нижнего конца труб относительно пакера (жесткое соединение).

При свободном или ограниченном перемещении нижнего конца труб относительно пакера изменение рабочих условий эксплуатации скважин приводит к деформации колонны НКТ, ее удлинению или укорачиванию. При жестком соединении пакера с колонной НКТ возникают нагрузки как в самом соединении, так и в теле труб.

Задача о растяжении и сжатии колонны НКТ в скважине, оснащенной пакером, является довольно сложной, так как приходится решать нелинейное уравнение четвертой степени изменения величины продольного изгиба стержня (колонны НКТ) относительно оси этого стержня, имея в виду, что плотность, давление и температура среды изменяются как по стволу скважины (по длине стержня), так и во времени.

Это уравнение решают методом итераций, требующим большого объема вычислительных работ.

В промысловой практике задачу упрощают без снижения точности расчетов, рассматривая нагрузки квазистационарными, а изменения давления, плотности и температуры среды по стволу скважины — линейными.

Из всего многообразия факторов, вызывающих появление нагрузок и деформаций в системе колонна НКТ — пакер, основными являются следующие: поршневой эффект, продольный изгиб или выпучивание, раздувание или обратное этому явлению обжатие колонны НКТ и тепловое расширение или сжатие колонны.

За исключением силы, вызывающей продольный изгиб колонны, указанные нагрузки линейно связаны с деформацией колонны и легко могут быть рассчитаны.

Поршневой эффект — воздействие осевой сосредоточенной силы, приложенной к нижнему концу труб в результате изменения давления среды в трубном и затрубном пространствах на уровне пакера и вызывающей деформацию колонны НКТ в соответствии с законом Гука. Деформация колонны НКТ в результате поршневого эффекта определяется выражением:

$$\Delta H_1 = \frac{HF_1}{EA_S} = \frac{gH}{EA_S} [(A_{\text{п}} - A_{\text{в}})\Delta p_{\text{нк\т}} - (A_{\text{п}} - A_{\text{н}})\Delta p_{\text{затр}}]. \quad (6.34)$$

Сила $F_1 = F_1' + F_1'' = g [(A_{\text{г}} - A_{\text{в}})\Delta p_{\text{нк\т}} - (A_{\text{п}} - A_{\text{н}})\Delta p_{\text{затр}}]$, определяемая изменением трубного $\Delta p_{\text{нк\т}}$ и затрубного $\Delta p_{\text{затр}}$ давлений, вызывает изменение длины НКТ $\Delta H_1 = \Delta H_1' - \Delta H_1''$. Величины

$$\Delta H_1' = \frac{gH}{EA_S} (A_{\text{п}} - A_{\text{в}}) \Delta p_{\text{нк\т}};$$

$$\Delta H_1'' = \frac{gH}{EA_S} (A_{\text{п}} - A_{\text{н}}) \Delta p_{\text{затр}} \quad (6.35)$$

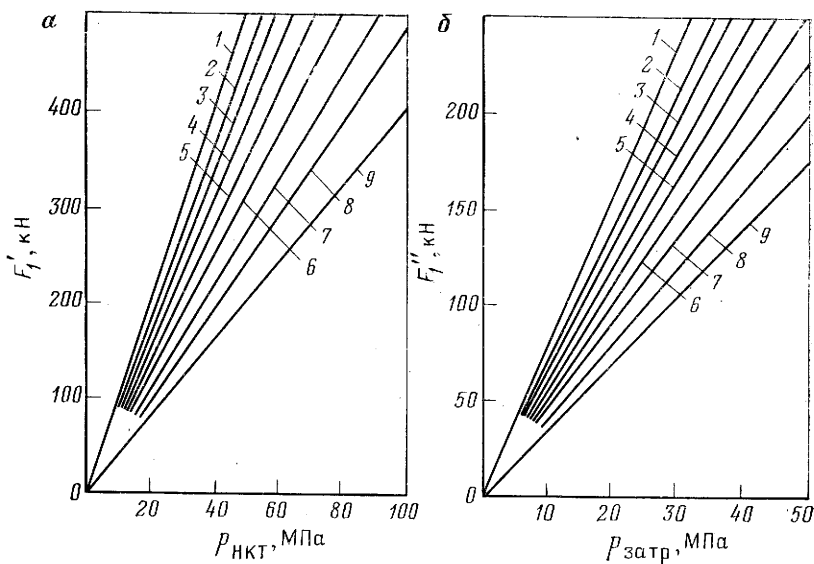


Рис. 6.14. Зависимость поршневой силы, вызывающей укорочение или удлинение колонны НКТ, от изменения давления в НКТ (а) и в затрубье (б) при условном диаметре в мм (линейная масса в кг/м):
 1 — 168 (35,8); 2 — 146 (28,8); 3 — 127 (23,1); 4 — 114 (18,75); 5 — 102 (16,4); 6 — 89 (13,7);
 7 — 73 (9,67); 8 — 60 (7,0); 9 — 52 (5,06)

могут быть табулированы в зависимости от длины H колонны НКТ, изменения трубного $\Delta p_{\text{НКТ}}$ и затрубного $\Delta p_{\text{затр}}$ давлений, внутреннего $A_{\text{в}}$ и наружного $A_{\text{н}}$ сечений НКТ, уплотняемой площади сечения НКТ в пакере $A_{\text{п}}$ и площади сечения стенки труб НКТ $A_{\text{с}}$ (рис. 6.14).

Приращение или возрастание трубного давления $\Delta p_{\text{НКТ}}$ на уровне установки пакера и соответствующее этому приращению укорочение колонны НКТ принимают за положительное значение и, наоборот, уменьшение трубного давления и соответствующее ему растяжение колонны НКТ — за отрицательное.

Приращение затрубного давления $\Delta p_{\text{затр}}$, принимаемое за положительное значение, вызывает растяжение колонны НКТ (отрицательное значение ΔH_1). Наоборот, уменьшение затрубного давления $\Delta p_{\text{затр}}$, принимаемое за отрицательное значение, вызывает укорочение колонны НКТ (положительное значение ΔH_1).

Выпучивание или спиральный продольный изгиб (скручивание) колонны НКТ определяют двумя факторами — наличием осевой сосредоточенной силы, обусловленной поршневым эффектом или разгрузкой колонны на пакер; избыточным давлением в колонне НКТ по отношению к давлению в затрубном пространстве на уровне установки пакера. Колонна НКТ будет

выпучиваться по спирали (скручиваться), если давление в НКТ будет больше, чем в затрубном пространстве. Если в затрубном пространстве давление выше, чем давление в НКТ, то явление выпучивания отсутствует.

Деформация колонны НКТ в результате их выпучивания по спирали определяется выражением

$$\Delta H_2 = \frac{r^2 g^2 A_{\Pi} (\Delta p_{\text{НКТ}} - \Delta p_{\text{затр}})^2}{8EI(W_S + W_i - W_0)}. \quad (6.36)$$

При этом коэффициент усилия

$$K_{F_2} = \frac{g^2 A_{\Pi} (\Delta p_{\text{НКТ}} - \Delta p_{\text{затр}})}{1000^2},$$

коэффициент перемещения уплотнения системы пакер — колонна НКТ $K_H = r^2 1000^2 / [8EI(W_S + W_i - W_0)]$ и фиктивное усилие, вызывающее выпучивание колонны $F_2 = g A_{\Pi} (\Delta p_{\text{НКТ}} - \Delta p_{\text{затр}})$, могут быть табулированы. При табулированных значениях F_2 , K_{F_2} и K_H деформация колонны НКТ от продольного изгиба записывается как произведение

$$\Delta H_2 = K_{F_2} K_2. \quad (6.37)$$

Раздувание или обратное ему явление обжатия колонны НКТ зависит от трех факторов: изменения средней плотности рабочей среды в НКТ и затрубье; изменения среднего давления в НКТ и затрубье; относительного (к единице длины) перепада давления на трение в колонне НКТ, вызванного движением рабочей среды.

Следует иметь в виду, что термин «среднее» относится к усреднению параметров по высоте колонны НКТ (принимается линейное изменение давления, температуры и плотности), а термин «изменение» (приращение или уменьшение) — к изменению средних (по высоте колонны НКТ) параметров, которые изменяются в процессе эксплуатации скважин (сравнение параметров в начальный период эксплуатации, в конечный период эксплуатации или в период проведения технологических операций на скважинах — гидроразрыв, закачка газа, глушение и т. п.).

При увеличении плотности и давления внутри НКТ уменьшается ее длина, и наоборот. При повышении плотности и давления в затрубном пространстве колонна НКТ растягивается, и наоборот.

Деформация колонны НКТ, обусловленная действием сил, которые возникают от изменения средней плотности, среднего давления и относительных средних потерь давления на трение, определяется выражением

$$\Delta H_3 = \frac{\mu}{E} \frac{g^2 H^2}{(R^2 - 1)} \left\{ \left[(\Delta p_{\text{НКТ}})_{\text{ср}} - R^2 (\Delta p_{\text{затр}})_{\text{ср}} \right] - \frac{(1 - 2\mu)}{2\mu} \delta \right\} + \frac{2\mu}{E} \frac{gH}{(R^2 - 1)} \left[(\Delta p_{\text{НКТ}})_{\text{ср}} - R^2 (\Delta p_{\text{затр}})_{\text{ср}} \right]. \quad (6.38)$$

Деформации колонны НКТ, вызванные изменением средних значений плотности в трубах и затрубье, равны соответственно:

$$\left. \begin{aligned} (\Delta H_3)_{\rho_{\text{НКТ}}} &= \frac{\mu}{E} \frac{g^2 H}{(R^2 - 1)} (\Delta \rho_{\text{НКТ}})_{\text{ср}}; \\ (\Delta H_3)_{\rho_{\text{затр}}} &= \frac{\mu}{E} \frac{g^2 H}{(R^2 - 1)} (\Delta \rho_{\text{затр}})_{\text{ср}}. \end{aligned} \right\} \quad (6.39)$$

Деформация, вызванная изменением сил трения при движении среды в трубах, составляет

$$(\Delta H_3)_{\text{тр}} = \frac{\mu}{E} \frac{g^2 H^2}{(R^2 - 1)} \frac{(1 + 2\mu)}{2\mu} \delta. \quad (6.40)$$

Деформации, вызванные изменением средних давлений в трубах и затрубье, соответственно равны:

$$\left. \begin{aligned} (\Delta H_3)_{p_{\text{НКТ}}} &= \frac{2\mu}{E} \frac{gH}{(R^2 - 1)} (\Delta p_{\text{НКТ}})_{\text{ср}}; \\ (\Delta H_3)_{p_{\text{затр}}} &= \frac{2\mu}{E} \frac{gH}{(R^2 - 1)} R^2 (\Delta p_{\text{затр}})_{\text{ср}}. \end{aligned} \right\} \quad (6.41)$$

Таким образом, общая деформация от явления раздувания

$$\begin{aligned} \Delta H_3 &= (\Delta H_3)_{\rho_{\text{НКТ}}} - (\Delta H_3)_{\rho_{\text{затр}}} - (\Delta H_3)_{\text{тр}} + \\ &+ (\Delta H_3)_{p_{\text{НКТ}}} - (\Delta H_3)_{p_{\text{затр}}}, \end{aligned} \quad (6.42)$$

где $(\Delta H_3)_{\rho_{\text{НКТ}}}$, $(\Delta H_3)_{\rho_{\text{затр}}}$, $(\Delta H_3)_{\text{тр}}$, $(\Delta H_3)_{p_{\text{НКТ}}}$, $(\Delta H_3)_{p_{\text{затр}}}$ могут быть табулированы.

Следует отметить, что при отсутствии движения среды в колонне НКТ потери на трение отсутствуют, (δ) и $(\Delta H_3)_{\text{тр}}$ равны нулю. Если в НКТ и в затрубье в качестве рабочей среды используют жидкость, то значениями $(\Delta \rho)$ и $(\Delta H_3)_{\rho}$ пренебрегают вследствие слабой сжимаемости жидкости. Для газовых сред указанными величинами пренебрегать не следует, хотя они, как правило, влияют на раздувание НКТ незначительно.

Таким образом, для случая, когда в качестве рабочей среды используется жидкость, деформацию от раздувания колонны НКТ приближенно рассчитывают только от изменения давления:

$$(\Delta H_3) \approx (\Delta H_3)_{p_{\text{НКТ}}} - (\Delta H_3)_{p_{\text{затр}}}. \quad (6.43)$$

В этом случае силы, вызывающие раздувание колонны НКТ, определяют формулой

$$F_3 = 2\mu g [(\Delta p_{\text{НКТ}})_{\text{ср}} A_{\text{в}} - (\Delta p_{\text{затр}})_{\text{ср}} A_{\text{н}}]. \quad (6.44)$$

F_3' и F_3'' — векторные слагаемые F_3 в зависимости от изменения среднего трубного $(\Delta p_{\text{НКТ}})_{\text{ср}}$ и затрубного $(\Delta p_{\text{затр}})_{\text{ср}}$ давлений

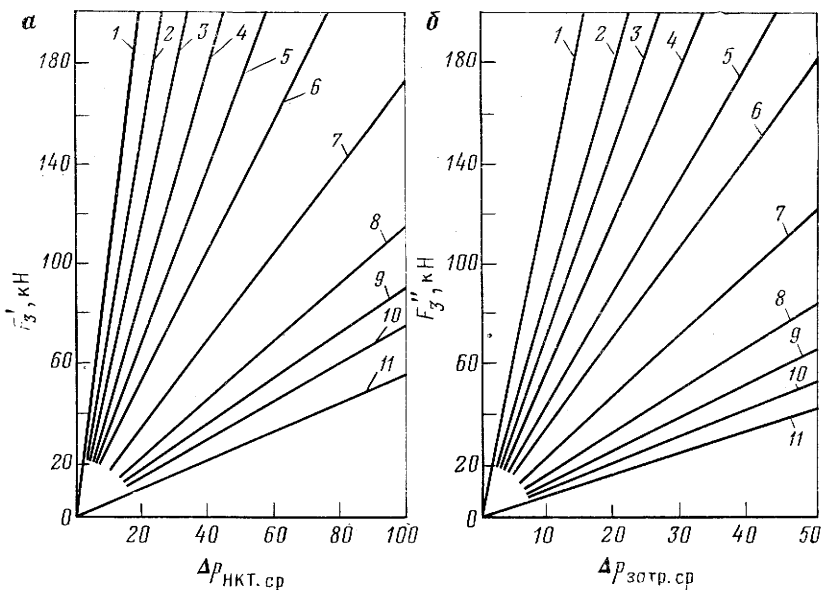


Рис. 6.15. Влияние изменения среднего давления в НКТ (а) и в затрубье (б) на величину раздувающей (F_3') или обжимающей (F_3'') силы, вызывающей укорочение или удлинение колонны НКТ условного диаметра (линейной массы) в мм (кг/м):

1 — 168 (35,8); 2 — 146 (28,8); 3 — 127 (23,1); 4 — 114 (18,75); 5 — 102 (16,4); 6 — 89 (13,7); 7 — 73 (9,67); 8 — 60 (7,0); 9 — 52 (5,06); 10 — 48 (4,32); 11 — 42 (3,57)

для наиболее широко используемых типоразмеров НКТ представлены на рис. 6.15.

Температурная деформация колонны НКТ наблюдается при замене или перемещении среды внутри труб и в затрубном пространстве, так как при этом обычно изменяется средняя температура стенки колонны НКТ.

Увеличение температуры принимается за положительное значение, а перемещение уплотнения пакер — колонна НКТ — за отрицательное, поскольку при этом колонна НКТ растягивается. Наоборот, уменьшение температуры принимается за отрицательное значение, а перемещение уплотнения при этом — за положительное, так как колонна НКТ сжимается. Среднее значение температуры колонны НКТ является средним значением между температурами на устье и в забое скважины. Изменение средней температуры находят как разность средних температур стенки колонны НКТ для двух заданных режимов эксплуатации скважины.

При рассчитанном изменении средней температуры стенки колонны НКТ их деформацию вследствие теплового растяжения находят из выражения

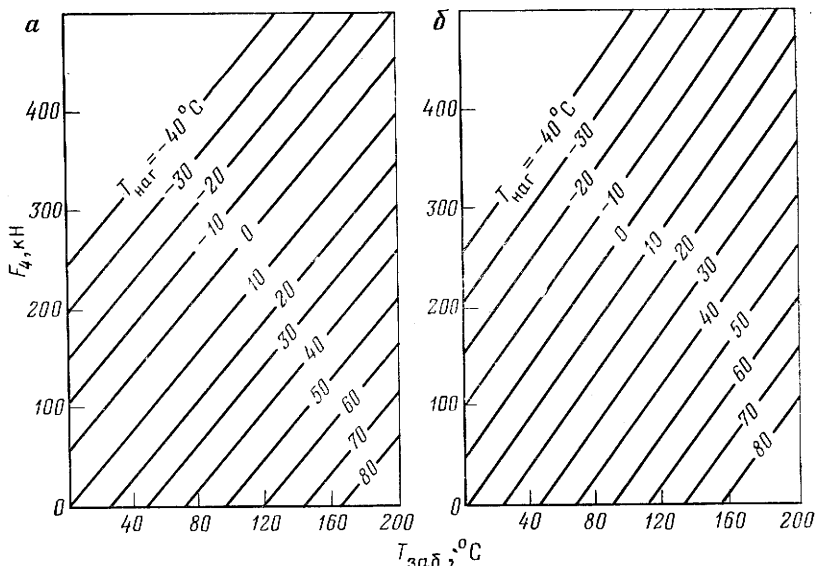


Рис. 6.16. Зависимость сил, возникающих в колонне НКТ, от температуры на забое скважины $T_{заб}$ при различных температурах закачки °С (цифры на кривых), диаметре труб 102 (а) и 114 мм (б) и их линейной массе соответственно 16,4 и 18,75 кг/м

$$\Delta H_4 = H\beta(\Delta t)_{ср}. \quad (6.45)$$

Сила, способствующая тепловому растяжению (или обратному ему сжатию) колонны НКТ, определяется уравнением

$$F_4 = \beta EA_S(\Delta t)_{ср}. \quad (6.46)$$

Значения деформаций ΔH_4 и сил F_4 вследствие теплового растяжения могут быть табулированы.

На рис. 6.16 представлены зависимости сил, возникающих в колонне НКТ вследствие их теплового расширения для наиболее употребительных типоразмеров труб, в функции от температуры на забое скважины.

Рассмотренные явления и сопутствующие им силы и деформации могут возникать в системе пакер — колонна НКТ как в отдельности, так и в виде результирующего эффекта.

Векторная сумма рассмотренных сил представляет равнодействующую силу, приложенную к системе пакер — колонна НКТ, и определяется выражением

$$F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4. \quad (6.47)$$

Суммарное значение деформации (растяжение или укорочение) колонны НКТ от равнодействующей силы F находят как

векторную сумму описанных выше отдельных видов деформаций:

$$\Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3 + \Delta H_4. \quad (6.48)$$

Следует отметить, что значение ΔH не должно превышать значения предельного удлинения колонны НКТ под действием собственного веса (см. рис. 6.13). В противном случае в теле труб могут возникнуть некомпенсируемые силы, что может привести к разрушению колонны НКТ.

Выражение (6.48) справедливо, когда нижний конец колонны НКТ может перемещаться относительно пакера или если в комплекте подземного эксплуатационного скважинного оборудования имеется телескопическое соединение, допускающее компенсирующее перемещение нижнего (в надпакерной зоне) конца труб. В противном случае (при жестком соединении пакера и колонны НКТ) в теле труб возникают силы, которые не должны превышать прочностных характеристик труб.

Для оценочных расчетов принимают, что возникающая при этом в теле труб сила не должна превышать предельный собственный вес колонны НКТ при их полном опорожнении.

В промысловой практике при пакерных схемах эксплуатации скважин для посадки пакера в эксплуатационную колонну важно знать ее посадочный вес.

Под посадочным весом F колонны НКТ, переходящим в значение посадки ΔH , понимают собственный вес колонны НКТ плюс (векторно) механическую или гидравлическую нагрузку, передаваемую через колонну НКТ на пакер для его посадки в эксплуатационной колонне. Для безопасной эксплуатации скважин по пакерным схемам важно, чтобы посадочный вес превышал силы, которые могут возникнуть в трубах, но он не был больше предельного собственного веса колонны НКТ при полном опорожнении. Напряжения, возникающие в теле труб под действием посадочного веса колонны НКТ, не должны превышать прочностных характеристик труб, т. е. должны выполняться условия:

$$\left. \begin{aligned} \Delta H &= \frac{HF}{EA_S} + \frac{r^2 F^2}{8EI(W_S + W_i - W_0)}; \\ F &\leq G_{\text{пред}} \leq \frac{EA_S(\Delta H)_{\text{пред}}}{K_{\text{зап}}H}. \end{aligned} \right\} \quad (6.49)$$

В системе уравнений (6.49) значение ΔH представлено двумя слагаемыми, которые могут быть табулированы: первое — посадка от сжимающих и растягивающих усилий, второе — посадка от скручивания колонны НКТ при их спиральном изгибе (выпучивании). Для широкого диапазона глубин посадка от скручивания НКТ резко снижается с уменьшением диаметра.

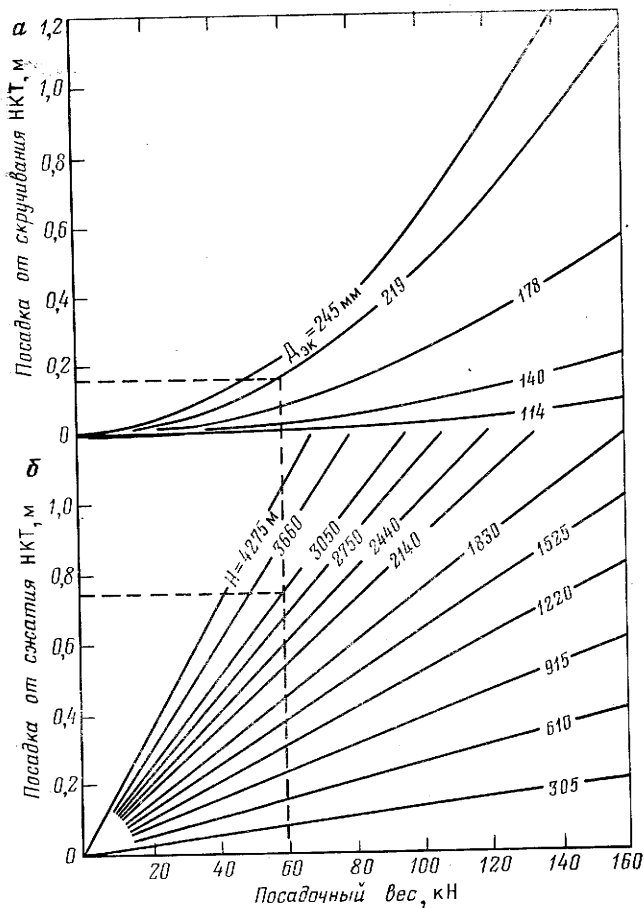


Рис. 6.17. Зависимость посадок от скручивания (а) и сжатия (б) от посадочного веса при различных диаметрах эксплуатационной колонны (73-мм НКТ с линейной массой 9,67 кг/м) и глубинах

Рост диаметра эксплуатационной колонны при неизменном диаметре НКТ приводит к возрастанию величины посадки от скручивания колонны НКТ (рис. 6.17).

В уравнениях (6.34)—(6.49) приняты следующие обозначения:

H — глубина спуска пакера или длина колонны НКТ, м;
 ΔH , $\Delta H_{\text{пред}}$ — деформация и предельная деформация длины колонны НКТ, м;

E — модуль упругости, МПа [для сталей $E = (1,9 + 2,2) \times 10^5$ МПа];

μ — коэффициент Пуассона (для сталей $\mu = 0,25 \div 0,35$);

$A_S = \frac{\pi}{4} (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2)$ — площадь сечения стенок НКТ, см²;

$A_{\text{н}} = \frac{\pi d_{\text{н}}^2}{4}$ — площадь сечения колонны НКТ по наружному

номинальному диаметру, см²;

$A_{\text{в}} = \frac{\pi d_{\text{в}}^2}{4}$ — площадь сечения колонны НКТ по внутренне-

му номинальному диаметру, см²;

$A_{\text{п}} = \pi d_{\text{п}} b$ — уплотняемая поверхность системы пакер — колонна НКТ, см²;

$d_{\text{п}}$ — внутренний проход пакера, см;

b — высота уплотняемой поверхности пакера, см;

$\Delta p_{\text{нк\т}}$ — изменение давления в колонне НКТ на глубине установки пакера, МПа;

$\Delta p_{\text{затр}}$ — изменение давления в затрубном пространстве на глубине установки пакера, МПа;

$(\Delta p_{\text{нк\т}})_{\text{ср}}$ — изменение среднего давления в колонне НКТ, МПа;

$(\Delta p_{\text{затр}})_{\text{ср}}$ — изменение среднего давления в затрубном пространстве, МПа;

δ — относительные потери давления на трение в колонне НКТ (на единицу их длины), МПа/м;

$(\Delta \rho_{\text{нк\т}})_{\text{ср}}$ — изменение средней плотности рабочей среды в колонне НКТ, кг/м³;

$(\Delta \rho_{\text{затр}})_{\text{ср}}$ — изменение средней плотности рабочей среды в затрубье, кг/м³;

β — коэффициент термического расширения колонны НКТ, 1/°С [для сталей $\beta = (11 \div 13) \cdot 10^{-6}$ 1/°С];

$(\Delta t)_{\text{ср}}$ — изменение средней температуры стенок колонны НКТ, °С;

$r = \frac{d_{\text{н}} - d_{\text{в}}}{2}$ — разность наружного и внутреннего радиусов НКТ, см;

$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4)$ — момент инерции колонны НКТ относительно оси скважины, см⁴;

$G = (W_{\text{с}} + W_{\text{и}} - W_0) g$ — вес труб в рабочей среде, Н;

$W_{\text{с}}, W_{\text{и}}, W_0$ — соответственно масса труб в воздухе и масса рабочей среды в объеме внутреннего и наружного диаметров НКТ, кг;

$R = d_{\text{н}}/d_{\text{в}}$ — соотношение наружного и внутреннего диаметров НКТ;

$G_{\text{пред}}$ — предельный вес опорожненных труб, когда напряжения в стенке труб достигают предела прочности, Н;

$K_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса прочности НКТ (для стальных труб $K_{\text{зап}}$ принимают от 1 до 2);

$\sigma_{\text{т}}$ — предел текучести материала труб, МПа (для сталей $\sigma_{\text{т}} = 98 \div 38 \cdot 10^3$ МПа).

Предельная безопасная глубина спуска НКТ (табл. 6.3) при

Таблица 6.3

Предельная безопасная глубина спуска (в м) одноразмерных колонн гладких НКТ (при страгивающих нагрузках) и обсадных колонн (при действии нагрузок на смятие вследствие полного опорожнения)

Условный диаметр, мм	Сталь группы прочности				
	Д	К	Е	Л	М
48	1780	2350	2550	3050	3500
	1100	1450	1600	1850	2150
60	2000	2600	2850	3400	3900
	1200	1600	1750	2050	2400
73	2050	2700	3000	3500	4100
	1300	1700	1900	2200	2550
89	2150	2850	3150	3700	4250
	1400	1850	2000	2400	2750
102	1950	2550	2800	3300	3800
	1250	1650	1800	2100	2450
114	1950	2600	2850	3400	3900
	1250	1650	1800	2150	2450
127	1990	1920	1910	1900	1990
	770	910	950	1020	1080
146	1750	1870	1960	1960	1980
	680	800	830	880	930
168	1300	1450	1500	1600	1650
	500	560	580	620	640

фонтанной или газлифтной эксплуатации определяется с учетом растяжения от действия веса труб по формулам

$$l_{\text{доп}} = \sigma_T / (K \rho g); \quad (6.50)$$

$$l_{\text{доп}} = Q_{\text{стр}} / (K q_{\text{тр}}), \quad (6.51)$$

где σ_T — предел текучести материала труб, 10 кПа; K — коэффициент запаса прочности (1,3—1,5); ρ — плотность материала труб, кг/м³; g — ускорение свободного падения; $Q_{\text{стр}}$ — страгивающая нагрузка для труб, кН; $q_{\text{тр}}$ — масса 1 м труб, кг.

Для насосной эксплуатации скважин

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_{\text{стр}}}{K(q_{\text{тр}} + q_{\text{шт}} + q_{\text{ж}})}, \quad (6.52)$$

где $q_{\text{шт}}$ — масса 1 м штанг, кг; $q_{\text{ж}}$ — масса 1 м столба жидкости в кольцевом пространстве НКТ — штанга.

ГЛАВА 7

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАБОТЫ НА СКВАЖИНЕ

Вскрытие пласта. В зависимости от геологической характеристики, пластового давления, забойной температуры, конечного диаметра колонны, вида и характера пластового флюида выбирают способ вскрытия продуктивного объекта.

Вскрытие продуктивных пластов с размытой кровлей, резко изменяющимися литолого-фациальными характеристиками и строением, с целью уменьшения времени контакта промывочной

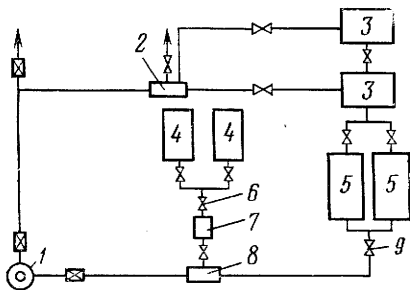


Рис. 7.1. Принципиальная схема обвязки оборудования при вскрытии пласта аэрированными растворами (пенами):

1 — устье скважины; 2 — деаэратор; 3 — емкости для раствора; 4 — компрессор; 5 — насосный агрегат; 6 — обратный клапан; 7 — дозатор ПАВ; 8 — аэратор; 9 — задвижки

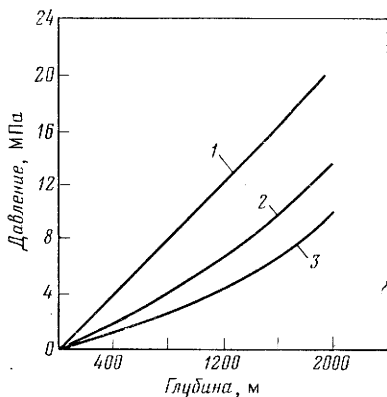


Рис. 7.2. График распределения давлений по глубине при промывке скважины водой (1), аэрированной водой (2) и пеной (3)

жидкости с продуктивными породами, осуществляется ступенчатым методом, т. е. первоначальное вскрытие производится пилотным стволом минимально возможного диаметра. После проведения в скважине комплекса промыслово-геофизических исследований по уточнению положения кровли, строения пласта и в зависимости от конструкции забоя скважину добуривают, спускают обсадную колонну, расширяют пилотный ствол в интервале продуктивного пласта до проектного диаметра.

Продуктивные пласты с низкими пластовыми давлениями и проницаемостью целесообразно вскрывать при герметизированном устье с использованием аэрированных жидкостей, газообразных агентов, пенных систем, а также с использованием специальных жидкостей. Если коэффициент аномальности пластового давления находится в диапазоне $0,9 < K \leq 1,0$, то обеспечить необходимое снижение давления столба жидкости можно применением жидкостей на углеводородной основе. При коэффициенте аномальности $K < 0,9$ следует использовать аэрированные промывочные жидкости, пену (рис. 7.1, 7.2) или газообразные агенты.

В зависимости от типа и состава вскрываемого пласта-коллектора используемый промывочный раствор в той или иной степени воздействует на призабойную зону (фильтрат и механические примеси, проникая в пласт, забивают поры коллектора, снижая его проницаемость). В связи с этим приток пластового флюида в значительной степени зависит от типа, состава и свойств применяемых промывочных жидкостей.

Высокопроницаемые коллекторы (проницаемость $\geq 0,5$ мкм²), как правило, не подвергаются значительному загрязнению даже при поступлении в них больших объемов промывочной жидкости и ее фильтрата, так как они относительно легко извлекаются из пласта в процессе освоения и пуска скважины. Наоборот, коллекторы средней проницаемости (0,1—0,5 мкм²) в значительной степени загрязняются при воздействии на них промывочной жидкости и, хотя скважины с таким коллектором легко осваиваются, полной самоочистки призабойной зоны пласта практически не происходит. Низкопроницаемые коллекторы (0,01—0,05 мкм²) при воздействии на них промывочной жидкости склонны к полной закупорке, что приводит к потере газогидродинамической связи пласта со скважиной. Для восстановления связи необходимо проведение работ по интенсификации притока.

При вскрытии коллекторов с проницаемостью менее 0,01 мкм² промывочная жидкость и ее фильтрат проникают в пласт на незначительную глубину, но, несмотря на это, освоение этих скважин крайне затруднено и даже после полной очистки они не дают высоких промышленных дебитов. Для их получения необходимы специальные методы воздействия.

Глубина проникновения фильтрата и промывочной жидкости в пласт определяются репрессией — превышением давления столба промывочной жидкости над пластовым. Для уменьшения репрессии на пласт плотность промывочной жидкости устанавливают в соответствии с коэффициентом аномальности $K_a = 1,10 \div 1,15$ для скважин глубиной до 1200 м и $K_a = 1,05$ — для более глубоких скважин.

Степень отрицательного влияния промывочной жидкости на пласт снижают также подбором типа и свойств промывочной жидкости. Наилучшие промывочные растворы для вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин — газообразные агенты, безводные жидкости на нефтяной основе, также можно применять обращенные эмульсии с минерализованной водной фазой.

Для улучшения свойств промывочные жидкости на водной основе подвергают физико-химической обработке, после которой они должны отвечать требованиям:

1) фильтрат не должен способствовать набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофобности породы и количества физически связанной воды в порах пласта, а также не должен вступать в физико-химическое взаимодействие с породой пласта-коллектора;

2) твердая фаза промывочной жидкости не должна забивать поры пласта, а при запуске скважины быстро выноситься;

3) поверхностное натяжение на границе фильтрат — пластовый флюид должно быть минимальным;

4) плотность жидкости, ее реологические характеристики при минимальной водоотдаче должны обеспечивать минимальное дифференциальное давление на продуктивный горизонт;

5) степень минерализации и солевой состав фильтрата должны быть близкими к пластовым.

Этим требованиям наиболее полно удовлетворяют бесщелочные минерализованные промывочные жидкости с минимальной водоотдачей.

Иногда целесообразнее использовать тяжелые промывочные жидкости — насыщенные растворы некоторых солей, с помощью которых можно получить широкую гамму плотностей:

Раствор	KCl	NaCl	CaCl ₂	CaCl ₂ +CaBr ₂	CaCl ₂ +CaBr ₂ +ZnBr ₂
Плотность, г/см ³ .	<1,16	<1,20	<1,39	<1,81	<2,3

ПАВ, применяемые для обработок промывочных жидкостей, с помощью которых вскрывают продуктивные пласты, должны эффективно снижать поверхностное натяжение фильтрата, растворяться в пресной и пластовой водах, иметь небольшую гидрофильную часть. Если ПАВ взаимодействуют с пластовыми флюидами или солями, содержащимися в пластовой воде, с образованием нерастворимых осадков, то они отрицательно воздействуют на продуктивные пласты. Исходя из этого, большинство анионоактивных ПАВ не рекомендуют для обработки промывочных жидкостей, вскрытия продуктивных пластов, так как они нерастворимы в нефтепродуктах и дают хлопьевидные осадки в пластовой воде.

Для обработки промывочных жидкостей при вскрытии продуктивных пластов и глушении скважин наиболее целесообразно применять неионогенные ПАВ: ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, УФЭ₁₄; оксиэтилированные спирты С₁₀Э_{8,3} и др. Перечисленные ПАВ могут вспенивать промывочную жидкость, поэтому дозировка должна быть небольшой: для большинства ПАВ она составляет 0,2—0,5%, а в некоторых случаях — до 1%.

В нефтегазопромысловой практике для вскрытия продуктивных пластов наиболее широко используются: вода, обработанная ПАВ; глинистые растворы, обработанные ПАВ (в зависимости от конкретных геолого-физических условий могут быть термостойкими, хлоркальциевыми, эмульсионными и т. д.); безглинистые жидкости (меловые, полимерные); безводные жидкости (нефть, дизельное топливо, различные смеси мазутов с низкой плотностью); инвертные эмульсионные растворы; известково-битумные растворы; смесь дизельного топлива, окисленного битума и извести, может быть обработана ПАВ (сульфонол) в количестве 1—3% от общего объема, в случае необходимости вводится барит; гидрофобные эмульсионные растворы (смеси дизельного топлива, битумного порошка, молотой негашеной извести с водой в соотношении 1:1 или 1:1,5,

где дисперсионной средой является углеводородный компонент, дисперсионной фазой — вода).

Глушение скважин. На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, для глушения скважин, которые подлежат ремонту, рекомендуется применять концентрированные меловые пасты. Эти пасты при последующем освоении и после завершения капитального ремонта легко разрушаются соляно-кислотной обработкой. Меловая суспензия, выполняющая роль блокирующего вещества, при взаимодействии с соляной кислотой не образует твердых осадков. В качестве твердой фазы суспензии используют химически осажденный мел (35—40%). В качестве стабилизатора суспензии используется КМЦ со степенью полимеризации от 300 до 600 (КМЦ-500 1,5—2,5%), в качестве жидкой фазы — вода (58—63%). Выбор соотношения компонентов и параметров суспензии зависит от состояния призабойной зоны и геолого-эксплуатационной характеристики: чем больше проницаемость пласта, тем более концентрированной должна быть суспензия. Приготовление пасты: в 50% общего объема воды растворяют с помощью гидросмесителя КМЦ до получения однородного по вязкости раствора. В оставшиеся 50% воды затворяют мел и тщательно перемешивают при помощи гидросмесителя в течение 30 мин. Оба раствора смешиваются и в течение 1 ч перемешиваются до получения необходимых параметров.

В том случае, когда скважина, подлежащая ремонту, заполнена газом, перед ее глушением путем кратковременной продувки забой очищается от загрязнений. После этого часть пасты (1/3—1/2) по колонне НКТ закачивают на забой. При резком повышении давления закачки, свидетельствующем о начале блокирования призабойной зоны пласта, приоткрывают задвижку на затрубном пространстве и газ выпускают в атмосферу до появления жидкости. Остальная часть пасты транспортируется на забой сифонным столбом и расходует в зависимости от вида предстоящих работ (или задавливается в пласт, или идет на заполнение ствола в интервале, подлежащем перфорации).

В том случае, когда в скважине имеется столб жидкости (обводнившаяся скважина), она разряжается в атмосферу. По колонне НКТ закачивается расчетное количество (в объеме колонны НКТ) пасты и продавочной жидкости. В затрубное пространство нагнетается продавочная жидкость в объеме, равном объему затрубного пространства в интервале от устья до уровня пластовой воды. Избыточным давлением расчетное количество пасты задавливается в пласт. Излишки пасты удаляют из скважины обратной промывкой, после чего скважину ремонтируют.

В этих же условиях для глушения скважин, чтобы предотвратить поглощение жидкости в пласт, рекомендуется исполь-

зовать пенные трехфазные системы. Плотность пены находится в прямой зависимости от плотности пенообразующей жидкости, степени аэрации и условий, в которых она измеряется. В состав жидкости входят вода, бентонитовая глина и ПАВ. Для приготовления 1 м³ пенообразующей жидкости требуется: 900—940 л воды; 100—150 кг глины бентонитовой и 7—15 кг ПАВ сульфанола. Параметры приготовленной пены:

Плотность, г/см ³	0,52—0,6
Статическое напряжение сдвига, МПа	>210
Кратность	1,6—1,8
Вязкость	Не течет
Суточный отстой	0

Пенообразующую жидкость готовят в гидромешалке. Параметры жидкости:

Плотность, г/см ³	1,08—1,12
Вязкость по СПВ-5, с.	30—50

После приготовления раствор выдерживают в течение 1 сут, затем добавляют необходимое количество ПАВ и вновь перемешивают по закрытому циклу.

При глушении скважины пенообразующая жидкость, перекачиваемая насосным агрегатом через эжектор, истекает из сопла с большой скоростью в камеру смешения, газ подсасывается из шлейфа.

Обвязка оборудования и порядок работ осуществляются по аналогии с технологией вскрытия скважин пеной (см. рис. 7.1). Глушение скважины производят путем прокачки пенообразующей жидкости под давлением 10—15 МПа при открытой задвижке на затрубном пространстве и шлейфе. Для регистрации технологических параметров используют станцию контроля цементирования.

В процессе закачки пены контролируют давление на головке скважины. Давление первоначально снижается, а затем, по мере заполнения скважины пеной, — повышается. В это время необходимо постепенно выпускать газ из трубного пространства до появления циркуляции. Количество закачиваемой пенообразующей жидкости определяется для каждой скважины опытным путем в зависимости от пластового давления, глубины скважины и особенностей месторождения. В среднем для месторождений, находящихся на поздней стадии, в скважины (в трубное и межтрубное пространство) закачивается объем пенообразующей жидкости на высоту 150—200 м. При глушении скважин трехфазными пенами обычно используются пенообразующие жидкости плотностью 0,04—1,16 г/см³ (плотность пены 0,2—0,9 г/см³).

Станция СКЦ предназначена для регистрации плотности прокачиваемой жидкости выше 1 г/см³, поэтому для замера плотности пены (ниже 1 г/см³) станция усовершенствуется. Для

этого между объектом измерения и радиоизотопным источником устанавливают съемную свинцовую калибровочную пластину, которую подбирают таким образом, чтобы верхний предел измерений равнялся 1 г/см^3 (блок манифольдов заполнен водой), а промежуточные — можно было получить путем заполнения блока манифольдов соляровым маслом, пеной. Станция позволяет автоматически регистрировать плотность закачиваемой пены, мгновенный и суммарный расход и давление в эжекторе на входе и выходе.

В ряде случаев для глушения скважин перед капитальным ремонтом рекомендуется использовать:

1) стабильные высоковязкие гидрофобные эмульсии, которые не фильтруются в пласт и полностью из него извлекаются; для их приготовления используют сочетание ионоактивного вещества (лиссапол) и ионоактивного органического соединения (КМЦ), которое служит эффективным активатором для стабильной высоковязкой эмульсии; плотность эмульсий регулируют раствором хлористого кальция;

2) полимерные жидкости, приготовленные на основе товарного 8%-ного полиакриламида, технических солей (CaCl_2 и др.), неионогенных ПАВ, технической воды.

Глушение проявляющей скважины методом поршневого вытеснения газа. В общем случае при достаточно развившемся выбросе жидкость занимает нижнюю часть скважины, а газ — верхнюю. Глушение такой скважины производят при герметизированном устье путем нагнетания жидкости, чтобы предотвратить поступление газа из пласта. После того как достигнуто необходимое начальное давление, задвижку на выкидной линии открывают и газ через подобранный штуцер при рассчитанной подаче жидкости вытесняется из кольцевого пространства. Освобождаемый объем заполняется жидкостью до устья скважины. Вытеснение газа необходимо производить без смешения его с жидкостью. Количество жидкости, необходимое для глушения, не превышает объема кольцевого пространства, а время глушения равно времени подачи этого объема жидкости в скважину. Режим глушения подбирают таким образом, чтобы устьевые давления не достигали предельно допустимых для устьевого оборудования, а забойное давление находилось в пределах, предотвращающих поступление газа из пласта и возникновение поглощений. Давление на забое можно подсчитать по формуле

$$p_z = p_i + p_r + \gamma_{\text{ж}} L_{\text{ж}} + p_{\text{тр}}, \quad (7.1)$$

где p_i — текущее давление на устье скважины; p_r — текущее давление столба жидкости; $\gamma_{\text{ж}}$ — удельный вес жидкости; $L_{\text{ж}}$ — текущая высота столба жидкости в скважине; $p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение. Если выбранный режим по каким-либо показателям

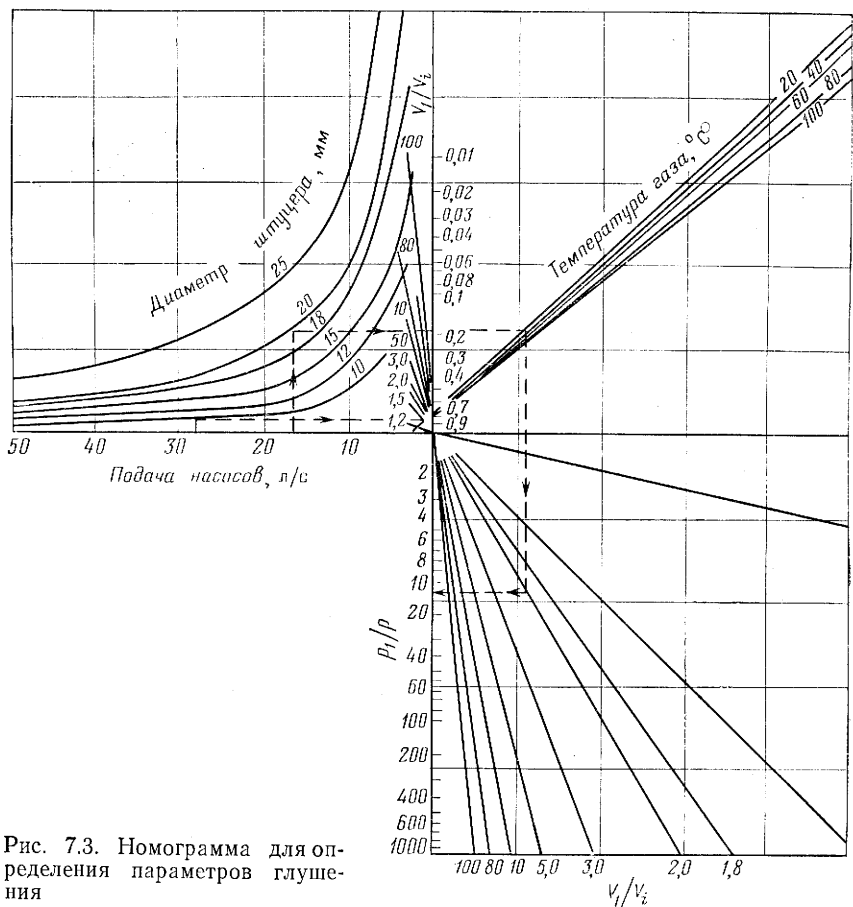


Рис. 7.3. Номограмма для определения параметров глушения

телям не удовлетворяет, то следует изменить диаметр штуцера или подачу насоса.

На рис. 7.3 приведена номограмма для определения отношения p_1/p_i по заданным значениям подачи насосов, диаметра установленного штуцера и температуры газа при каждом значении отношения V_1/V_i . Определив ряд значений давления на устье скважины, можно построить кривые глушения, представляющие изменения давления на устье и забое скважины в зависимости от объема в ней газа, и оценить рациональность режима.

Вскрытие продуктивного объекта после спуска обсадной трубы (хвостовика) и цементирования осуществляется путем использования перфораторов различного типа.

Наибольшее распространение получили кумулятивные перфораторы, создающие отверстия в обсадной трубе, цементном

кольце и породе фокусированными струями газов, которые образуются при взрыве кумулятивных зарядов. Кумулятивные перфораторы спускают в скважину в заданный интервал на кабеле или насосно-компрессорных трубах. Перфораторы взрывают при помощи детонирующего шнура, соединенного с запальной головкой. Используются перфораторы следующих типов.

1. Корпусные перфораторы — кумулятивные заряды и средства взрывания изолированы от внешней среды, находятся внутри стального корпуса, который после взрыва извлекают на поверхность:

ПК — перфоратор многократного использования, имеет толстостенный стальной корпус с отверстиями, расположенными против зарядов (рассчитан на 30—40 взрывов);

ПКО — перфоратор одноразового использования с тонкостенным корпусом в виде трубы;

ПНК — перфоратор, приводимый в действие давлением жидкости, спускается в скважину на колонне НКТ.

2. Бескорпусные перфораторы:

ПКС — ленточный кумулятивный перфоратор с зарядами в стеклянных оболочках, которые монтируются в гнездах металлических лент, разрушающихся при взрыве;

КПРУ — кумулятивный разрушающийся перфоратор с зарядами в алюминиевых оболочках, которые с помощью обойм собираются в длинные гирлянды. После взрыва на забой скважины оседают осколки (12 кг на 100 зарядов), которые растворяются в 25—35% -ном растворе каустической соды;

ПР — разрушающийся перфоратор, может спускаться в скважину через колонну НКТ при вскрытии пласта с депрессией.

3. Пулевые перфораторы залпового действия типа ПВП90Т; ПВТ-73; ПВК70.

4. Гидропескоструйные перфораторы, которые представляют собой толстостенную трубу с расположенными на боковой поверхности насадками из твердого сплава. Перфоратор опускают в интервал перфорации, осуществляют промывку, затем сбрасывают шар, который перекрывает отверстие в башмаке перфоратора, а жидкость направляется в насадки, из которых истекает со скоростью 130—200 м/с. В жидкость-песконоситель вводят кварцевый песок. Истекая из насадок, высокоскоростные струи пробивают отверстия в обсадной трубе, цементном кольце и горной породе. В зависимости от глубины скважины, диаметра коноидальных насадок и скорости истечения струи глубина перфорационных каналов, имеющих грушевидную форму, может быть равна 200—500 мм. Передвигая перфоратор с определенной скоростью в скважине или вращая его, можно получить каналы в виде вертикальной или горизонтальной щели необходимой длины.

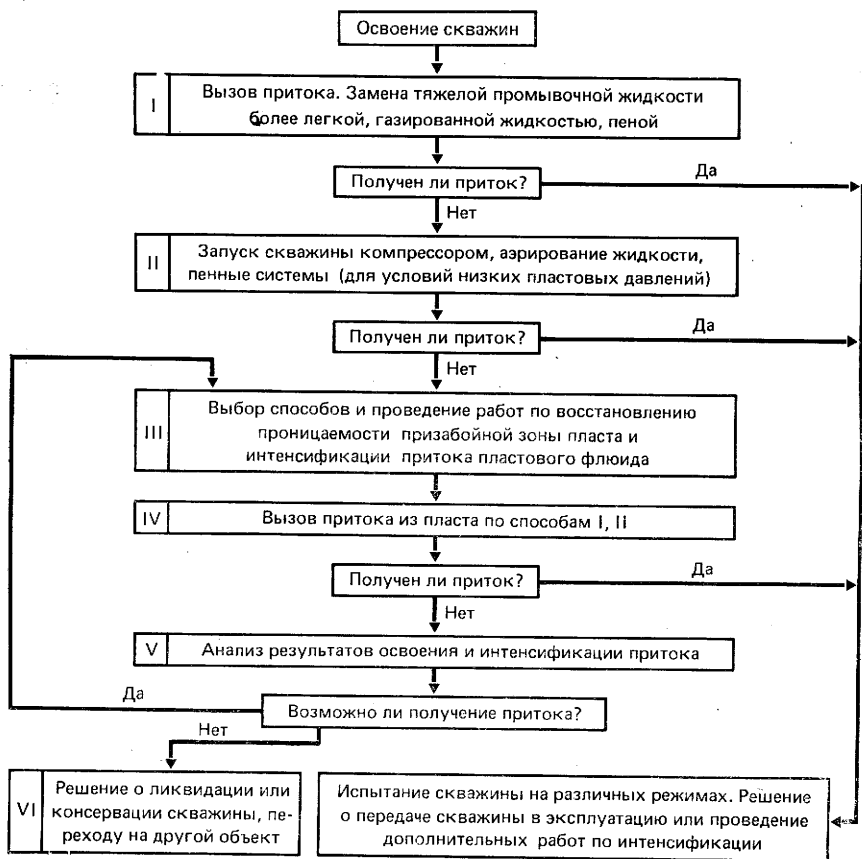


Рис. 7.4. Схема проведения работ по освоению скважины

Освоение скважин — это комплекс промышленных работ в скважинах, проводимый с целью получения промышленного притока пластового флюида (рис. 7.4). При освоении скважины в эксплуатационную колонну спускают колонну НКТ соответствующего диаметра (глубина спуска колонны НКТ в каждой скважине устанавливается отдельно), устье скважины оборудуют фонтанной арматурой.

Условия освоения скважины, задавленной жидкостью, определяются рассмотрением баланса давлений в скважине, гидростатического давления столба флюида и потерь давления на трение при давлении пластового флюида в стволе скважины (табл. 7.1).

Выбор способа освоения скважины в значительной степени определяется соотношением пластового и гидростатического давлений.

Таблица 7.1

Условия освоения скважин

Замещение тяжелой жидкости более легкой	Замещение тяжелой жидкости газированной	Замещение тяжелой жидкости пеной
---	---	----------------------------------

Баланс давлений в скважине

$p_{\text{пл}} - \Delta p \geq p_{\text{г. ж}} + p_{\text{гр. ж}} + p_y$	$p_{\text{пл}} - \Delta p \geq p_{\text{г. г. ж}} + p_{\text{гр. г. ж}} + p_y$	$p_{\text{пл}} - \Delta p \geq p_{\text{г. п}} + p_{\text{тр. п}} + p_y$
--	--	--

Гидростатическое давление столба жидкости

$p_{\text{г. ж}} = 0, 1\gamma_{\text{ж}}H$	$p_{\text{г. г. ж}} = 0, 1\gamma_{\text{г. ж}}H;$ $\gamma_{\text{г. ж}} = \frac{1}{(\eta_{\text{ж}}/\gamma_{\text{ж}} + \eta_{\text{г}}/\gamma_{\text{г}})};$ $\eta_{\text{ж}} + \eta_{\text{г}} = 1$	$p_{\text{г. п}} = 0, 1\gamma_{\text{п}}H;$ $\gamma = \frac{\gamma_{\text{ж}} \left(1 + \alpha \frac{\gamma_{\text{г. о}}}{\gamma_{\text{ж}}}\right)}{1 + \alpha \frac{p_0}{p} \frac{T}{T_0} \frac{z}{z_0}};$ $\alpha = \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}};$ $K = \gamma_{\text{ж}} \left(1 + \alpha \frac{\gamma_{\text{г. о}}}{\gamma_{\text{ж}}}\right);$ $KH = p_2 - p_1 + \alpha p_0 \frac{T}{T_0} \ln \frac{p_2}{p_1}$
--	---	---

Потери давления на трение при движении жидкости

$p_{\text{тр. ж}} =$ $= 82,6\lambda_{\text{ж}} \frac{Q^2_{\text{ж}} H}{d^5} 10^4$ $\lambda_{\text{ж}} = 0,02$	$- dp_{\text{тр}} = \lambda \frac{dH}{d} \frac{W}{2g}$	$p_{\text{тр. п}} = 82,6\lambda_{\text{п}} \frac{Q^2 H}{d^5} 10^4;$ $KH = \frac{\alpha C}{d} \ln \frac{p_2 + \alpha C}{p_1 + \alpha C} - \frac{p_2 p_1}{d};$ $a = \lambda_{\text{п}} \frac{8Q^2}{g\pi^2(D^2 - D_1^2)(D - D_1)};$ $C = p_0 \frac{T}{T_0}; \lambda_{\text{п}} = 0,05;$ $Q = Q_{\text{ж}} + \alpha \frac{p_0}{p} \frac{T}{T_0}$
---	--	--

При пластовом давлении выше гидростатического освоение скважины сводится, как правило, к последовательной замене тяжелой промывочной жидкости в стволе на жидкости с меньшими плотностями (вода, нефть, конденсат). Замещающую промывочную жидкость, приготовленную в необходимом количестве в отдельной емкости, закачивают насосным агрегатом в межтрубное пространство.

Выходящая из НКТ промывочная жидкость собирается в отдельную емкость при постоянном контроле за ее плотностью, наличием газа.

При проведении работ необходимо соблюдать условие плавного снижения противодавления на пласт. Следует учитывать тот факт, что при освоении новых скважин после бурения или капитального ремонта почти всегда значение депрессии для вызова притока из пласта бывает больше, чем в эксплуатирующихся скважинах с установившимся режимом. Жидкость следует заменять главным образом обратной промывкой, при этом восходящий поток пластового флюида будет стремиться в колонну НКТ, башмак которой установлен в зоне перфорации. После появления притоков флюида следует прекратить дальнейшее снижение плотности раствора в скважине и наблюдать за характером притока. Дальнейшее снижение плотности промывочной жидкости осуществлять только в том случае, если интенсивность притока не может обеспечить нормальное освоение скважины.

В том случае, когда продуктивный пласт сложен низко- или высокопроницаемыми, но сильно загрязненными породами, на призабойную зону необходимо дополнительно воздействовать, чтобы очистить ее от загрязнения и интенсифицировать приток. Вид и характер обработок выбирают в зависимости от конкретных условий в данной скважине (тип, состав и строение продуктивного пласта, пластовые температура, давление, флюид и т. п.).

Если методы воздействия на призабойную зону малоэффективны, то надо проанализировать результаты освоения скважины в комплексе с геолого-геофизическим материалом и данными о строительстве скважины и дать заключение о целесообразности проведения дальнейших работ. Если пласт оказался непродуктивным, то следует принять решение о переходе на следующий объект, о консервации или ликвидации скважины. Когда после проведения работ по интенсификации получен приток флюида из пласта, для определения продуктивных характеристик скважину испытывают на различных режимах.

При освоении скважин с низким пластовым давлением (ниже или равным гидростатическому) и незагрязненным продуктивным пластом следует проводить работы по дальнейшему снижению гидростатического давления в скважине путем за-

пуска ее компрессором, аэрирования жидкости и использования пенных систем.

При запуске скважины компрессором воздух (газ) закачивают в затрубное пространство (или НКТ). Когда давление компрессора или прочностная характеристика обсадной колонны не позволяют продавить жидкость воздухом до башмака НКТ, применяют различные сочетания способов закачки воздуха в НКТ или затрубное пространство.

Аэрирование жидкости осуществляют путем закачки в скважину газожидкостной смеси при одновременной работе насосного агрегата и компрессорной установки. Давление нагнетания жидкости и газа не может быть выше давления создаваемого компрессором.

Сущность метода состоит в постепенном снижении плотности жидкости в скважине за счет нагнетания в затрубное пространство сжатого воздуха (газа), который, попадая в колонну НКТ, аэрирует жидкость, снижая плотность смеси. При этом противодавление на пласт снижается и в определенный момент скважина начинает фонтанировать. Скорость нисходящего потока должна быть больше (на 0,2—0,3 м/с) скорости всплывания пузырьков воздуха в жидкости, так как в противном случае в затрубном пространстве будут образовываться воздушные пробки, что приведет к быстрому повышению давления на компрессоре. Для контроля за качественным проведением операции на воздушной и водяной линиях должны быть установлены расходомеры. После того как аэрированная жидкость поступит в колонну НКТ, давление в воздушной и водяной линиях начнет падать. Появление пузырьков воздуха (газа) на устье скважины или уменьшение давления на продавочном агрегате свидетельствует о снижении плотности жидкости в колонне НКТ. С этого момента следует постепенно увеличивать подачу воздуха и снижать количество нагнетаемой жидкости. Когда столб жидкости окажется достаточно аэрированным, полностью прекращается подача жидкости, и в затрубное пространство подается сжатый воздух при полной подаче компрессора до полного продавливания всего столба смеси.

С целью предупреждения взрывов (смесь воздуха с газом) при проведении работ на газовых и газоконденсатных скважинах рекомендуется вместо воздуха использовать сжатый газ.

Применение азота для аэрации или продавки промывочной жидкости позволяет полностью исключить опасность взрывов, характерных для газоздушных смесей. Критическая температура азота —147°С, критическое давление 3,35 МПа, он плохо растворим в воде, поэтому в обычных условиях скважины он будет находиться в газообразном состоянии. Для упрощения работ азот транспортируют и прокачивают через насос в жидком виде, а газифицируют после насоса в специальном испа-

Рис. 7.5. Зависимость объема закачки азота от глубины H для опорожнения скважины, заполненной водой при прямой (I) и обратной (II) циркуляции и $d_{\text{НКТ}} \times D_{\text{э.к}}$, мм:

1 — 60×178; 2 — 73×178; 3 — 60×140; 4 — 73×140; 5 — 60×114

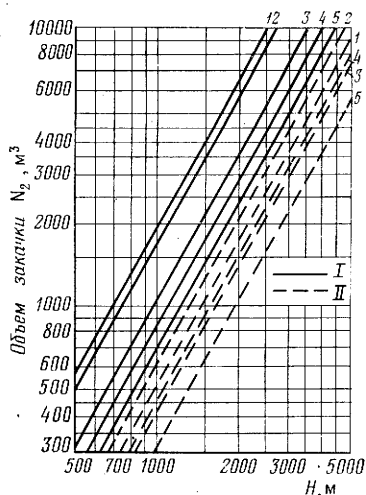
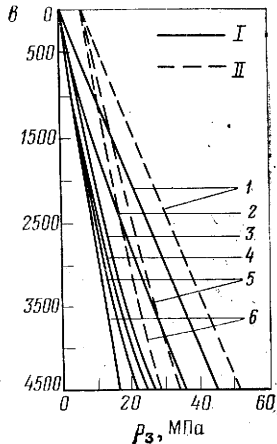
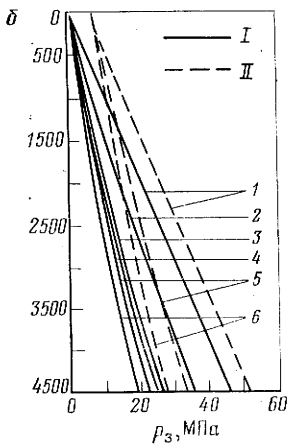
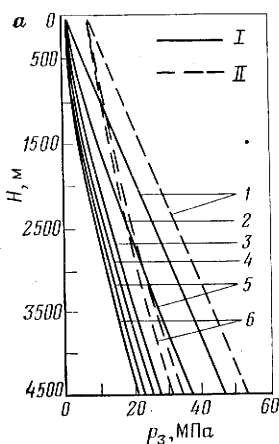


Рис. 7.6. Кривые расхода азота для выноса из скважины дизельного топлива через НКТ при изменении глубины H и забойного давления p_z , $p_{\text{пл}} = 1,25 p_z$, p_y , равном 0,7 (I) и 7 МПа (II):

диаметр НКТ, мм: а — 73; б — 89; в — 114; отношение объема азота к объему выносимой жидкости, $\text{м}^3/\text{м}^3$: 1 — 0; 2 — 20; 3 — 55; 4 — 90; 5 — 125; 6 — 270



рителе. Для транспортировки и закачки азота используют газификационную установку типа АГУ-8К, применяющуюся в химической промышленности, которую монтируют на шасси автомашины. В комплект установки входят: резервуар для жидкого азота вместимостью 5,6 м^3 ; насос с электроприводом и испаритель. Производительность установки по жидкому азоту составляет 0,5 $\text{м}^3/\text{ч}$ (по газообразному 5,6 $\text{м}^3/\text{мин}$).

На рис. 7.5, 7.6, 7.7 показаны кривые изменения объема и расхода азота, необходимого для опорожнения скважины, в зависимости от ее глубины, забойного давления, диаметров эксплуатационной колонны и колонны НКТ.

Нагнетание воздушных пачек осуществляют путем чередования нагнетания пачек воздуха с последующим продавливанием их водой с помощью насосного агрегата. Для этого в нагнетательной линии компрессора установлен обратный клапан. По мере закачивания в затрубное пространство скважины отдельных пачек воздуха и воды и поступления их в НКТ при одновременном выдавливании более тяжелой жидкости, давление на пласт снижается. При падении давления до определенного значения скважина запускается в работу.

Использование при запуске скважины системы пусковых клапанов, которыми оборудована колонна НКТ, позволяет продавливать воздух через определенные интервалы. Расстояние между пусковыми клапанами подбирают таким образом, чтобы каждый из них срабатывал при определенном давлении, соответствующем максимальному рабочему давлению компрессора, которое превышает гидростатическое давление в колонне НКТ на глубине установки этого клапана.

Метод освоения скважин двухфазными пенами применяют при освоении скважин с низкими пластовыми давлениями, продуктивными горизонтами, подвергшимися длительному воздействию промывочной жидкости, и скважин, где необходимо создание глубоких депрессий с длительным временем действия.

Технология работ по освоению скважин пенными системами (рис. 7.8) состоит в замене промывочной жидкости, находящейся в скважине, пеной со степенью аэрации, подобранной таким образом, чтобы ее можно было полностью удалить из скважины воздухом от компрессора (газом от шлейфа), при этом гидростатическое давление столба пены должно быть меньше пластового.

В качестве пенообразователя используют водорастворимые анионогенные (сульфонол, сульфонат, ДС-РАС и др.) с концентрацией 0,7—1,5% по активному веществу. ПАВ дозируют специальными насосами или в мерных емкостях. Концентрацию ПАВ выбирают с учетом глубины скважины: с увеличением глубины концентрация растет. Для скважин глубиной 1000—1500 м достаточная концентрация сульфонола — 0,7%; для 1500—2500 м — 1%, свыше 3000 м — 1,5%. В качестве жидкости при приготовлении пенообразующей системы используют техническую пресную, а также пластовую воду, но в этом случае необходимо проводить лабораторные испытания на вспениваемость и устойчивость пены. В качестве газовой фазы применяют сжатый воздух, природный газ, азот.

В нагнетательную линию насосным агрегатом подается водный раствор ПАВ, а передвижным компрессором — воздух. Сначала насосным агрегатом создается циркуляция жидкости в скважине, а затем подается воздух. Для предотвращения образования воздушных пробок в затрубном пространстве, которые

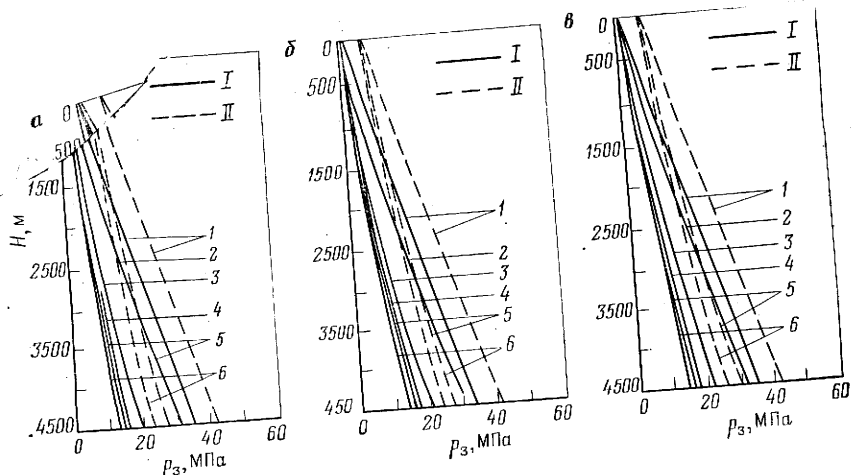


Рис. 7.7. Кривые расхода азота для выноса из скважины воды через затрубье при изменении глубины H и забойного давления p_z , $p_{пл}=1,25 p_z$, p_y , равном 0,7 (I) и 7 МПа (II): $d_{нкт} \times D_{э.к.}$, мм: а — 73×178 ; б — 89×178 ; в — 114×178 ; отношение объема азота к объему выносимой жидкости, m^3/m^3 : 1 — 0; 2 — 20; 3 — 55; 4 — 90; 5 — 125; 6 — 270

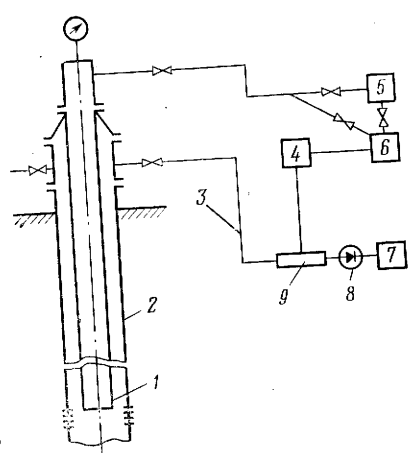


Рис. 7.8. Схема обвязки устья скважины при использовании пен для освоения скважин:
 1 — колонна НКТ; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — нагнетательная линия; 4 — насосный агрегат; 5, 6 — емкости; 7 — компрессор; 8 — обратный клапан; 9 — аэратор (эжектор)

могут вызвать пульсации и резкое повышение давления, первоначально сжатый воздух (газ) подают в незначительную линию небольшими порциями, обеспечивая плавное повышение давления. Максимальному давлению в нагнетательной линии будет соответствовать достижение пеной башмака НКТ, после чего давление будет снижаться. Минимальное давление при этом будет после полной замены в промывочной жидкости в скважине на пену или замены столба пены с большей плотностью на пену с меньшей плотностью.

В процессе циркуляции вытесняемая из скважины вода поступает в емкость. При появлении пены воду сливают в другую емкость, где пена будет разрушаться, а воду подают в первую емкость.

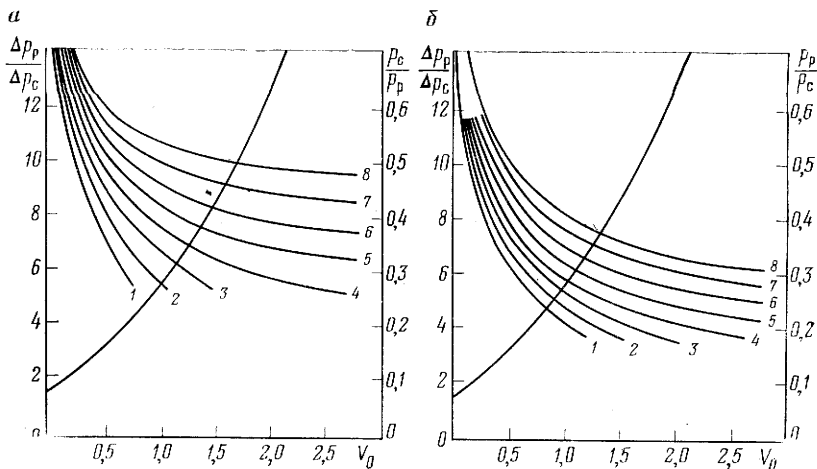


Рис. 7.9. Кривые объемного коэффициента эжекции V_0 при p_p , равном 18 (а) и 30 МПа (б), при различных p_r в МПа (цифры на кривых)

Аэратор или газожидкостный эжектор используют для приготовления пены. Аэратор представляет собой устройство, состоящее из двух труб, расположенных одна в другой. Внутренняя труба, через которую поступает воздух, перфорирована. Пенообразующую жидкость подают во внешнюю трубу. В аэраторе пенообразующая жидкость и воздух интенсивно перемешиваются. Получение необходимой степени аэрации достигается регулированием расхода пенообразующей жидкости и воздуха. При применении аэратора максимальное давление закачки не может превышать максимального давления, развиваемого компрессором.

Для получения давления закачки пены выше давления, развиваемого компрессором, или давления в газопроводе (шлейфе) следует вместо аэратора использовать газожидкостный эжектор. При освоении скважины пеной с применением эжектора его приемную камеру через обратный клапан и задвижку соединяют с компрессором (шлейфом), вход эжектора — также через обратный клапан с насосным агрегатом, а выход — со скважиной.

Пенообразующая жидкость прокачиваемая насосным агрегатом через эжектор, истекает из сопла с большой скоростью в камеру смешения, в результате чего давление в приемной камере эжектора снижается и происходит подсос воздуха (газа). В диффузоре скорости потоков выравниваются. Напор, производительность и коэффициент эжекции эжектора определяют диаметрами сопла и камеры смешения, а также расстоянием от сопла до камеры смешения.

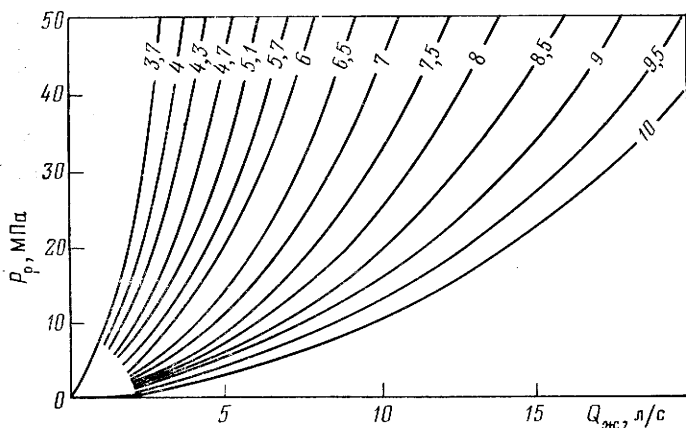


Рис. 7.10. Зависимость перепада давления на сопле эжектора p_p от расхода жидкости $Q_{жс}$ при различных диаметрах сопла в мм (цифры на кривых)

Объемный коэффициент эжекции (рис. 7.9), т. е. отношение объемов эжектируемой среды к рабочей жидкости V_0 при условии $p_c \geq 0,1$ МПа, определяют по формуле

$$V_0 = 0,85 \sqrt{\Delta p_p / \Delta p_c} - 1, \quad (7.2)$$

где $\Delta p_p = p_p - p_r$; $\Delta p_c = p_c - p_r$, p_p — давление эжектирующего (рабочего) потока, т. е. давление, развиваемое насосным агрегатом на входе в эжектор, МПа; p_r — давление эжектируемого потока (давление, развиваемое компрессором или в шлейфе, МПа); p_c — давление смешанного потока, т. е. давление на выходе из эжектора, МПа.

Отношение площадей сечения камеры смешения f_3 и сопла f_1 $(f_3/f_1)_{\text{опт}} \approx \Delta p_p / \Delta p_c$.

При постоянном значении давления рабочего потока p_p увеличение отношения $(f_3/f_1)_{\text{опт}}$ приводит к росту коэффициента эжекции и снижению давления смеси p_c и наоборот. Устойчивая работа эжектора сохраняется при $p_c = 0,3 \div 0,5 p_p$. Для обеспечения нормальной работы эжектора необходимо строго соблюдать соосность камеры смешения и сопла и расстояние от сопла до цилиндрической части камеры смешения, которое должно быть равным 1—1,5 диаметра камеры смешения.

Необходимый диаметр сопла и подачу насосного агрегата при заданном давлении на входе в эжектор определяют из графиков (рис. 7.10) или рассчитывают исходя из формулы

$$Q = \mu f_1 1,4 \sqrt{p_p}, \quad (7.4)$$

где Q — подача агрегата, л/с; μ — коэффициент расхода сопла ($\mu=0,9$); f_1 — площадь сечения сопла, см²; p_p — рабочее давление, 10 МПа.

Если в скважине кроме воды имеется газовый конденсат, который является пеногасителем, то для образования пены следует применять смесь водорастворимых и нефтерастворимых ПАВ. Если в процессе освоения продуктивного пласта пенами при заданных параметрах процесса приток пластового флюида отсутствует, то следует прекратить циркуляцию пены на 2—3 ч, чтобы дополнительно снизить давление на забое скважины. Затем 5—6 м³ водного раствора пенообразователя со степенью аэрации, несколько меньшей той, при которой проводилось освоение, следует продавить в пласт. Скважину оставляют под давлением и через 2—3 ч вновь приступают к освоению. Закачка пены в пласт способствует очистке ее призабойной зоны. Если после этого вновь нет притока пластового флюида, то призабойную зону очищают, используя известные методы в зависимости от конкретных условий.

При освоении скважин с пластовым давлением выше гидростатического (при вскрытии пласта перфорацией скважина заполнена тяжелым глинистым раствором) рекомендуется применять трехфазные пены плотностью 1,4 кг/м³ при расходе жидкости 6 л/с. Степень аэрации (рис. 7.11, 7.12) при этом можно принять в пределах 10—20 с постепенным ее увеличением путем уменьшения расхода жидкости сначала до 6, а затем до 3 л/с (или повышением количества воздуха).

Воздействие на призабойную зону скважин проводят для: восстановления проницаемости призабойной зоны пласта; снижения фильтрационного сопротивления как призабойной, так и отдаленной от забоя скважины зоны пласта; восстановления проницаемости призабойной зоны пласта многообъектной продуктивной залежи.

Интенсификацию притока пластовых флюидов осуществляют путем применения различных методов химического, гидромеханического, теплового и комбинированного воздействия на призабойную зону пласта с целью исключения или снижения отрицательного влияния на нее промывочной жидкости и ее фильтрата в процессе вскрытия, освоения, глушения. Проницаемость призабойной зоны уменьшается вследствие засорения механическими частицами поровых каналов, глинизации стенок скважины, повышения влажности породы за счет фильтрата промывочной жидкости.

Удаление из призабойной зоны песчано-глинистых продуктивных пластов влаги (фильтрат промывочной жидкости, связанная вода, влага, выпавшая из паровой фазы) будет способствовать снижению фильтрационных сопротивлений притоку газа, увеличению дебита при одновременном снижении депрес-

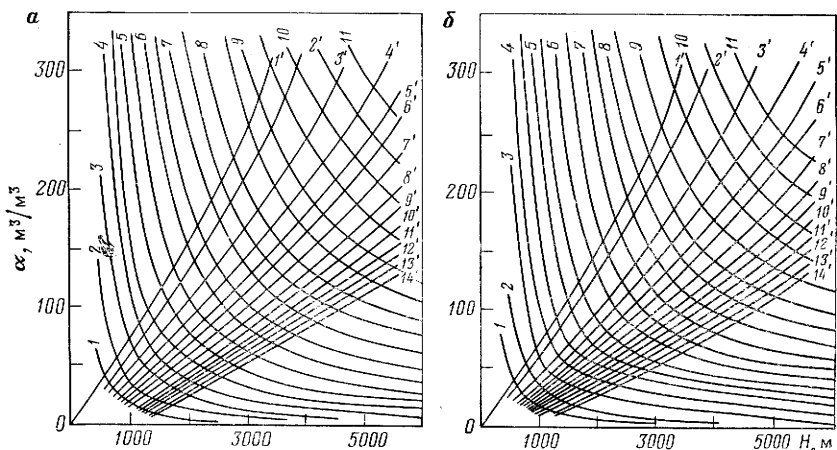
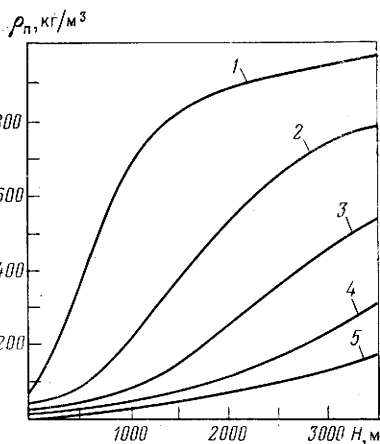


Рис. 7.11. Зависимость степени аэрации α от глубины скважины H при $Q_{ж}$, равном 1 (а) и 3 л/с (б):

p_c в МПа: 1—3; 2—4; 3—5; 4—6; 5—8; 6—10; 7—12; 8—14; 9—16; 10—18; 11—20; p_r в МПа: 1'—0,8; 2'—1; 3'—1,5; 4'—2; 5'—2,5; 6'—3; 7'—4; 8'—5; 9'—6; 10'—7; 11'—8; 12'—9; 13'—10; 14'—11

Рис. 7.12. Зависимость плотности пены ρ_n от глубины скважины H при атмосферном давлении на устье (0,098 МПа) и степени аэрации:

1—20; 2—40; 3—60; 4—80; 5—100



сии на пласт. Призабойную зону осушают закачиванием в пласт различных летучих жидкостей (сжиженные газы, спирты, конденсат легких углеводородов), газообразных влагопоглотителей (осушенный, подогретый газ, азот, углекислый газ), а также нагревом призабойной зоны.

Осушка призабойной зоны пласта метиловым спиртом позволяет не только вытеснить воду, но и разрушить и вымыть глинистые частицы, коагулирующие поры пласта. Работы проводятся путем закачки метилового спирта (метанола) в пласт из расчета 0,3—0,7 м³ на 1 м эффективной мощности пласта и выдержки метанола в пласте в течение 16—20 ч. Затем скважину осваивают. Метанольные обработки наиболее эффективны в терригенных коллекторах, содержащих высокоглинистые пропластки.

При осушке призабойной зоны скважин газообразными влагопоглотителями можно использовать газ высоконапорного горизонта, предварительно осушенный и подогретый. Закачка газа должна чередоваться с продувкой скважины (в атмосферу, газопровод) на пульсирующих режимах. Во время продувки из пласта вместе с газом выносятся пары воды и частицы глины. Для этого рекомендуется применять также азот и углекислый газ.

Сжиженный углекислый газ закачивают насосными агрегатами при использовании для защиты от коррозии углекислотных ингибиторов.

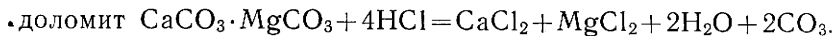
Сжиженный азот закачивают с помощью трехплунжерного насоса через испаритель, где происходит регазификация азота и откуда газообразный азот под необходимым давлением поступает в скважину.

Нагрев призабойной зоны пласта для ее осушки осуществляется забойными электронагревателями и горелками. Наиболее эффективен этот метод в низкопроницаемых коллекторах с высоким содержанием глин. Температуру и время обработки устанавливают исходя из заданного радиуса прогрева пласта и необходимой мощности электронагревателя. По задаваемому радиусу обработки пласта определяют температуру в скважине, пласте и продолжительность воздействия температуры.

Под химическим воздействием на пласт подразумевается обработка его кислотами (соляной, уксусной, плавиковой, муравьиной или их смесями). В ряде случаев для повышения эффективности процесса обработки в кислотный состав необходимо вводить ПАВ, ингибиторы коррозии, замедлители скорости реакции с породами, понизители трения, спирты азота, углекислый газ и т. д.

Рецептуру кислотного состава выбирают в зависимости от типа и состава пласта-коллектора, пластовых температуры и давления, предшествующих обработок призабойной зоны, состава пластовых флюидов и др.

Карбонатные породы обрабатывают кислотными составами, приготовленными на основе соляной кислоты, при этом происходят реакции



В результате реакции карбоната с соляной кислотой получают хлористые кальций и магний, которые хорошо растворяются в воде и остаются в виде раствора различной концентрации. Скорость протекания реакции в коллекторах этого типа зависит в основном от давления и температуры. Скорость реакции кислоты в пласте можно снизить путем введения в ее состав

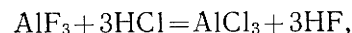
добавок или использования состава с пониженной температурой.

Для обработки карбонатных пород кроме соляной применяют уксусную кислоту и их смеси, муравьиную кислоту и ее смесь с соляной.

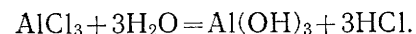
При обработке терригенных пород с целью увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, представленного песчано-глинистыми породами, используют глиноокислотные обработки. Глиноокислота представляет собой смесь соляной и фтористо-водородной кислот. Фтористо-водородная (плавиковая) кислота HF разлагает силикатные породообразующие минералы: алюмосиликаты глин глинистого раствора, кварцевый материал:



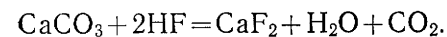
Выделяющийся при реакциях газообразный SiF_4 вступает в реакцию с водой, образуя при этом кремневую кислоту. В нейтральной среде выпадает в осадок в виде студнеобразного геля, который может закольматировать поры пласта. Введение в состав соляной кислоты предотвращает выпадение геля. Кроме этого, соляная кислота переводит менее растворимую соль AlF_3 в хорошо растворимую соль AlCl_3 :



которая в нейтральной среде образует гелеобразную гидроксид алюминия



Введение соляной кислоты также предотвращает выпадение гидроксид алюминия. Глиноокислоту применяют только для обработки пластов, в которых отсутствуют карбонаты, так как в присутствии карбонатов выпадает нерастворимая соль CaF_2 :



В связи с этим песчаники, содержащие карбонатный материал, предварительно обрабатывают соляной кислотой. Кроме глиноокислоты для обработки терригенных пород с целью разрушения цементированных глиносодержащих песчаников следует использовать гидразингидрат ($\text{NH}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$). Обработка не нарушенного глинистым раствором песчаного пласта плавиковой кислотой малоэффективна. Увеличения эффективности от обработки пласта глиноокислотой можно достичь путем снижения скорости реакции в пласте.

При выборе технологии и проведения соляно-кислотной обработки необходимо, кроме свойств пласта и условий в приза-

бойной зоне, учитывать ранее проводимые обработки, объем кислоты, закачанной в пласт, количество растворенной при этом породы, степень загрязненности пласта глинистым раствором при глушении (или вскрытии), характеристику промывочной жидкости, близость или наличие пластовых вод.

Наиболее благоприятны для обработки соляной кислотой:

1) карбонатные пласты с хорошо развитой естественной трещиноватостью, продуктивность которых снижена вследствие их кольматации в процессе вскрытия (глушения); продуктивность скважины возрастает за счет очистки призабойной зоны;

2) карбонатные пласты, в которых трещиноватость развита слабо и коллекторские свойства определяются пористостью (в этом случае значительное увеличение продуктивности скважины обеспечивается образованием дополнительных каналов, глубоко проникающих в пласт);

3) пористые карбонатные пласты, в которых снижена проницаемость призабойной зоны вследствие проникновения промывочной жидкости;

4) плотные нетрещиноватые слабопористые низкопроницаемые карбонатные пласты (повышение продуктивности скважин обеспечивается в результате создания в пласте трещин и воздействия кислоты).

Условия, неблагоприятные для проведения кислотных обработок пласта:

1) близость подошвенных или контурных вод (в этом случае проведение кислотных обработок может интенсифицировать приток воды);

2) значительное снижение пластового давления (60—70% от первоначального);

3) приток в скважину пластовой воды;

4) негерметичность обсадной колонны.

Одним из важных технологических элементов процесса является давление, при котором кислотный состав подается в пласт. Увеличение давления до 25,0 МПа снижает скорость реакции кислоты. Проникновение кислоты в пласт происходит за счет: растворения карбонатного материала; оттеснения жидкости в пласт через систему его поровых каналов; раскрытия системы микротрещин и фильтрации кислоты по ним; а также по микротрещинам, которые создаются во время обработки путем гидроразрыва пласта.

В промышленной практике используют все перечисленные выше методы подачи кислотного состава в пласт.

В зависимости от способа подачи кислотного состава в пласт определяют давление, которое необходимо поддерживать при проведении закачки. Давление закачки находят в начале процесса: кислотный состав закачивают в НКТ с максимальной возможной скоростью до тех пор, пока давление закачки не

начнет резко возрастать, в этом случае необходимо снизить темп закачки, чтобы не допустить резкого роста давления. Это давление будет соответствовать условиям фильтрации кислоты через поровые каналы. При обработке пласта на режиме подачи кислоты через систему микротрещин после определения приемистости пласта необходимо медленно увеличивать давление закачки до его стабилизации при возрастающей приемистости скважины.

При обработке кислотой с образованием гидроразрыва пласта процесс закачки ведут на максимальных скорости и давлении.

С целью снижения потерь давления от трения в колонне НКТ при больших объемных скоростях закачки в кислотный состав следует вводить специальные добавки.

Скорость закачки кислотного состава также существенно влияет на эффективность процесса кислотной обработки. При низких скоростях закачки основной объем кислоты реагирует непосредственно в призабойной зоне пласта, и в отдаленные от скважины участки кислота продавливается отреагировавшей. Скорости реакции кислоты с породой в движении выше, чем без движения. Поэтому для обработки кислотой отдаленных от скважины участков пласта необходимо замедлять скорость реакции путем введения добавок, а также увеличивать давление закачки. Эффективность обработки кислотой пласта, вскрытого пулевой перфорацией, низкая и часто сопровождается появлением пластовой воды. Малоэффективна также простая обработка кислотой пластов с большим этажом газоносности, особенно при низких скоростях закачки кислоты.

Концентрация кислоты, используемой при соляно-кислотных обработках, выбирается в зависимости от состава пород пласта и наличия эффективного ингибитора коррозии. Предельно допустимая концентрация 25%, при ее увеличении резко возрастает вязкость продуктов реакции.

В том случае, когда в составе пород обрабатываемого пласта есть гипс или ангидрит, концентрация кислоты не должна превышать 15%, если же выше, то гипс и ангидрит растворяются и выпадают в осадок после нейтрализации кислоты, закупоривая при этом поры и каналы пласта.

При обработке карбонатных пород с хорошо развитой естественной трещиноватостью, если нельзя применять замедлители скорости реакции или гидрофобную эмульсию, концентрацию кислоты следует менять ступенчато, закачивая первые порции с максимально возможной для этих условий концентрацией, а затем снижая ее до 10%.

Слабопроницаемые и низкопористые известняки и доломиты, увеличения притока из которых можно достичь путем растворения большого количества карбонатов и получения протяженных

каналов растворения, следует обрабатывать кислотой максимально возможной концентрации (учитывая при этом наличие гипса и ангидрита).

В промысловой практике наиболее широко для обработки карбонатных коллекторов используют кислоту 12—15%-ной концентрации.

Для обработки терригенных коллекторов применяют глино-кислоту с концентрацией: 8—10% соляной кислоты, 3—5% плавиковой (к объему кислотного раствора).

При повторных обработках пласта:

1) в случае необходимости увеличения радиуса обработки для снижения депрессии следует применять ступенчатое изменение концентрации;

2) с целью восстановления производительности скважин, дебит которых снизился вследствие засорения призабойной зоны, происшедшего в процессе эксплуатации или глушения скважины, следует использовать кислоту концентрации 8—12%;

3) в скважинах, перекрытых обсадной перфорированной колонной, при проведении кислотных ванн концентрация кислоты должна быть 12—15%, а в скважинах с открытым забоем — до 20%;

4) для глинокислотных ванн концентрация соляной кислоты принимается 14—16%, а плавиковой — 3—5%.

Объемы кислоты для обработки пластов зависят от минералогического состава пород, трещиноватости, пористости, характера загрязнения призабойной зоны, состава кислоты, цели обработки. В среднем на 1 м мощности обрабатываемого пласта используют 0,4—2,5 м³ кислоты:

0,4—1,0 м³/м — для обработки карбонатных пластов с хорошо развитой естественной трещиноватостью и высокой проницаемостью (более 100 мд), призабойная зона которых загрязнена промывочной жидкостью и частицами породы;

1,0—1,5 м³/м — при обработке слаботрещиноватых пористых карбонатных коллекторов;

0,5—1,0 м³/м — при обработке пористых нетрещиноватых пластов, проницаемость призабойной зоны которых снижена вследствие загрязнения промывочной жидкостью или фациальных изменений;

2,5 м³/м и более — при обработке нетрещиноватых слабопористых низкопроницаемых карбонатных пластов (гидрокислотный разрыв с расходом кислоты 250 м³ и более на 1 операцию);

0,4—1,0 м³/м — при обработке песчаных коллекторов;

в случае проведения повторных обработок расходы кислоты следует увеличивать на 30—50% по сравнению с объемом, используемым при первичной обработке;

расходы кислоты при обработке с целью повышения радиуса воздействия на пласт возрастают в 2—3 раза.

Указанные выше объемы закачки следует уточнять для условий в каждой конкретной скважине.

Время пребывания кислоты в пласте (время реакции кислоты с породой) зависит от многих факторов. В промышленной практике используют следующие рекомендации по времени реакции кислоты:

16—24 ч — при кислотных ваннах в скважинах с открытым забоем;

2—4 ч — при кислотных ваннах с целью удаления глинистой корки в скважинах, перекрытых перфорированной колонной;

4—6 ч — при обработке пористых нетрещиноватых карбонатных пластов путем закачки всего объема кислоты в пласт;

8—10 ч — при обработке карбонатных пластов с хорошо развитой естественной трещиноватостью при закачке всего объема кислоты в пласт;

4—6 ч — при обработке соляной кислотой карбонизированных песчаников;

8—12 ч — при обработке песчаников глинокислотой;

8—12 ч — при обработке призабойной зоны карбонатного пласта в скважине с открытым забоем при условии заполнения кислотой ствола в пределах пласта с пластовыми температурой не ниже 30°C и давлением более 5,0 МПа (при пластовом давлении ниже 5,0 МПа — 4—6 ч).

При соляно-кислотных обработках необходимо уточнять время реакции с породами на данном месторождении. Остаточная кислотность должна быть не ниже 1%.

Температура существенно влияет на скорость реакции кислоты с породой и свойства кислотного раствора. Скорость реакции кислоты с породой с увеличением температуры до 150°C возрастает.

При проектировании процесса обработки пласта необходимо учитывать температурную ситуацию на забое скважины и в пласте. При соляно-кислотных обработках высокотемпературных скважин следует учитывать повышение агрессивности кислот с изменением их реактивной способности, изменением вязкости жидкости при гидрокислотных разрывах. При закачке кислоты в пласт ее температура изменяется. Кислота в пласте меньше нагревается при росте темпа закачки. Время отработки имеет максимальное значение в призабойной зоне (при входе в трещины).

При удалении от скважины в пласт время обработки кислоты уменьшается. Температура на забое во время промывки понижается ($t_{\text{пон}}$), а после промывки (окончание циркуляции) восстанавливается ($t_{\text{вос}}$). Указанные температуры определяют по формулам

$$t_{\text{пон}} = t_{\text{заб}}BA; \quad (7.5)$$

$$t_{\text{вос}} = t_{\text{заб}}B(A + C), \quad (7.6)$$

где A — коэффициент понижения температуры, зависящий от интенсивности и времени промывки; B — коэффициент повышения температуры, зависящий от геотермического градиента; C — коэффициент восстановления температуры после прекращения циркуляции, зависящий от интенсивности промывки и времени восстановления температуры на забое.

При соляно-кислотной обработке пластов с высокой температурой (100 °C и выше) в пласт закачивают воду и жидкий углеводородный раствор сложного эфира органической карбоновой кислоты. В качестве сложного эфира используют метиловый эфир и этиловый ацетат. Объемная концентрация сложного эфира в углеводородном растворе составляет 5%. Воду закачивают в пласт до или после углеводородного раствора.

Кислотные ванны предназначены для удаления глинистой корки, очистки фильтровой части скважины и входов в трещины. Кислота поступает в пласт в режиме растворения. Кислотные ванны проводят без давления и под давлением.

Скважину перед проведением обработки промывают до забоя (водой, водным раствором ПАВ, водным раствором хлористого кальция, конденсатом, меловым раствором). Устье скважины перед процессом герметизируют. После промывки в скважину закачивают кислоту в объеме, достаточном для заполнения ее в пределах вскрытой части продуктивного пласта. После реакции скважину промывают до забоя легкой жидкостью. Если скважина перед кислотной ванной была заполнена газом, то после обработки кислоты ее продувают на факел. При проведении в скважине кислотной ванны под давлением давление на забое скважины должно быть выше пластового, но не выше давления вскрытия пласта.

Простую кислотную обработку производят для воздействия на пласт в радиусе зоны загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью. Перед обработкой скважину до забоя тщательно промывают, после чего ставят кислотную ванну и промывают скважину от кислотного состава. Затем в скважину закачивают и продавливают в пласт кислотный состав в рассчитанном объеме, который выдерживают в пласте в течение требуемого для его отработки времени. Скважину промывают и осваивают. При простых кислотных обработках кислоту закачивают в пласт в режиме проникновения в поры и раскрытые микротрещины.

При пониженных пластовых давлениях рекомендуется использовать аэрированные кислотные растворы, обладающие высокой стойкостью во времени, что позволяет увеличить радиус обработки, улучшить очистку призабойной зоны от продуктов реакции и загрязнений.

Для обработки пластов с примесью глинистого материала и с низкими пластовыми давлениями рекомендуется применять

соляно-кислотные пены при степени аэрации 15—25 и с добавками пенообразующих ПАВ. При кислотных обработках коллекторов с повышенной остаточной водонасыщенностью в кислоту рекомендуется добавлять спирт, чтобы улучшить вынос из пласта продуктов реакции, воды и увеличить радиус действия обработки.

Необходимый объем кислотного состава для проведения кислотной обработки пласта

$$V_{к.с} = \pi h m (R_{об}^2 - r_{скв}^2), \quad (7.7)$$

где $V_{к.с}$ — необходимый объем кислотного раствора, м³; h — толщина обрабатываемого пласта, м; m — эффективная пористость пород; $R_{об}$ — радиус обработки, м; $r_{скв}$ — радиус скважины, м.

Массированную кислотную обработку производят с целью воздействия на пласт на значительном расстоянии от скважины. Кислотный состав закачивают в пласт в режиме раскрытия системы трещин. Технология работ при массовой кислотной обработке аналогична технологии стандартной кислотной обработки.

Направленную кислотную обработку выполняют для воздействия на определенный интервал всей вскрытой мощности пласта. Обработку можно проводить в скважинах с открытым и закрытым перфорированной колонной забоем и с установленным фильтром. Технологическая схема процесса следующая:

- 1) глушение скважины;
- 2) спуск колонны НКТ до подошвы назначенного к обработке объекта;
- 3) заполнение скважины в зоне продуктивного пласта и колонны НКТ вязкой слабофильтрующейся жидкостью;
- 4) продавка вязкой жидкости кислотным составом при открытом межтрубном пространстве, при этом кислотный состав должен заполнить интервал ствола скважины в пределах объекта, назначенного к обработке;
- 5) закачка расчетного количества кислотного состава при закрытом межтрубном пространстве и продавка его в пласт вязкой жидкостью;
- 6) выдержка в пласте кислотного состава в течение установленного времени, после чего происходит смена вязкой жидкости в скважине на промывочную и освоивание скважины.

Глинокислотные обработки пласта производят по различным технологическим схемам (ванны: простые, массированные и направленные) после предварительных исследований с целью определения возможности использования глинокислоты или отдельно соляной и плавиковой кислот. После этого разрабатывают технологию обработки пласта глинокислотой.

Технологические схемы обработки пластов глинокислотой предусматривают несколько вариантов и осуществляются в следующей последовательности.

А:

1) подготовка скважины и закачка соляной кислоты в объеме, в 2,5—3 раза большем объема глинокислоты;

2) закачка глинокислоты;

3) освоение скважины после отработки кислоты в пласте.

Б:

1) подготовка скважины и закачка соляной кислоты;

2) промывка скважины и извлечение из пласта продуктов реакции;

3) закачка соляной кислоты в объеме, в 2,0—2,5 раза большем объема глинокислоты;

4) закачка глинокислоты;

5) выдержка кислоты в пласте на реакции и освоение скважины.

При обработке глинокислотой необходимо обеспечить минимальную скорость закачки соляной кислоты, а также исключить длительный контакт глинокислоты с металлом труб. Для этого закачку и продувку кислоты следует производить порциями в пределах открытого ствола или интервала обработки.

В том случае, если глинокислота разрушает скелет пласта, ее следует заменить нейтральными жидкостями.

Кислоты, используемые при обработке пластов, являются коррозионно-активными средами для металлов. При +20°C и 10%-ной концентрации кислот скорость коррозии стали марки Ст. 3 составляет [г/(м²·ч)]:

Соляная кислота	7,0
Уксусная кислота	2,97
Сульфаминовая кислота	2,18
Глинокислота (10% HCl + 5% HF)	43,1

При увеличении температуры и концентрации кислот скорость коррозии возрастает. С целью снижения коррозионной активности кислотных составов в них необходимо вводить ингибиторы.

Гидрокислотный разрыв применяют в том случае, когда после воздействия плотный низкопроницаемый карбонатный пласт не принимает кислоту при максимально допустимых давлениях для колонн.

В качестве рабочих жидкостей при гидрокислотном разрыве пласта используют различные составы, приготовленные на основе соляной кислоты (эмульсии).

При гидрокислотном разрыве в пластах с большим содержанием глинистого материала применяют рабочие жидкости на основе водного раствора соляной кислоты (3—10%) с введением 1—2% уксусной кислоты.

Необходимый объем эмульсии кислотного состава для проведения гидрокислотного разрыва пласта определяют по формулам

$$V_{к.э} = T_{с.э} q_{зак}; \quad (7.8)$$

$$V_{к.с} = T_{н.р} q_{зак}, \quad (7.9)$$

где $V_{к.э}$ — необходимый объем кислотной эмульсии, м³; $T_{с.э}$ — продолжительность стабильности эмульсии, мин; $q_{зак}$ — темп закачки, м³/мин; $V_{к.с}$ — необходимый объем кислотного состава, м³.

В зависимости от конкретных условий и задач гидрокислотный разрыв можно проводить по любому из вариантов гидравлического разрыва пласта. На рис. 7.13 приведен график потерь давления на трение при прокачке кислотоосновных жидкостей гидроразрыва через колонну НКТ диаметром 73 мм в зависимости от расхода при изменяющемся составе раствора.

Особенность кислотных обработок карбонатных пластов большой толщины, эксплуатирующихся при открытом забое по пакерной схеме с установкой башмака хвостовика НКТ в зоне нижней границы вскрытого продуктивного интервала, заключается в том, что при проведении обработок по стандартной схеме (удельный расход кислоты 0,6—1,5 м³ на 1 м эффективной толщи пласта) кислоту закачивают лишь в нижнюю часть пласта (в основном в зону установки башмака хвостовика НКТ), т. е. обрабатывают 20—25% эффективной толщи пласта (при $\rho_{зак} \geq \rho_{пл}$).

С целью активного вовлечения в обработку всей толщи продуктивного пласта рекомендуются направленные обработки с перекрытием ранее обработанных пластов эмульсией.

В качестве жидкости-растворителя используют спиртокислотные трехфазные пены, приготовленные на основе 20—22% соляной кислоты (55—65% по объему) с добавлением 30—40% метанола, 0,3% (по массе) ПАВ, ингибитора и 0,4% (по массе) вспученного вермикулита (рис. 7.14).

Изменение степени аэрации пенокислотного состава от давления закачки позволяет контролировать необходимую степень аэрации раствора и поддерживать ее в заданных пределах в процессе проведения обработки скважины (рис. 7.15). Зная степень газирования, можно рассчитать плотность пены (рис. 7.16) по уравнению

$$\rho_{п} = \frac{\rho_{к} + \rho_{г}\alpha}{1 + \alpha}, \quad (7.10)$$

где $\rho_{п}$, $\rho_{к}$, $\rho_{г}$ — плотность соответственно пены, кислоты (смеси) и газа в пластовых условиях; α — степень аэрации (определяется как высота подъема в кольцевом пространстве).

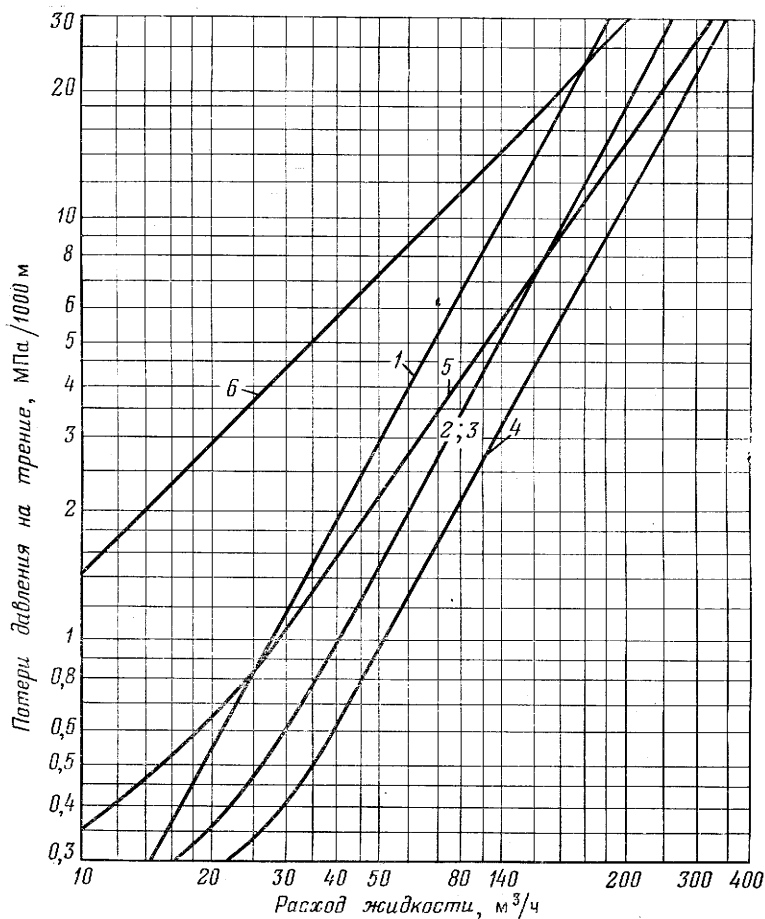


Рис. 7.13. График потерь давления при прокачке кислотоосновных жидкостей гидроразрыва ($d_{\text{в}}=62$ мм):

1 — 15% HCl, $\mu=1$ МПа·с; 2 — то же+полимер (300 мг/л), $\mu=3$ МПа·с; 3 — то же+модифицированная смола гуарового дерева (1200 мг/л), $\mu=3,5$ МПа·с; 4 — то же+модифицированная смола гуарового дерева (4800 мг/л), $\mu=65$ МПа·с; 5 — то же, $\mu=5$ МПа·с; 6 — эмульсия «кислота в нефти», $\mu=150$ МПа·с

В качестве пакерующей жидкости используют нефилтрующие эмульсии на основе гидрогеля магния (вязкость 80—150 с по СПВ-5, СНС-20 — 30 МПа).

Для обработки таких пластов рекомендуется также применять закачку кислотных составов через подпакерный циркуляционный клапан (ПЦК) и систему струйных клапанов, установленных на хвостовике НКТ в интервалах обработки.

Направленные обработки через ПЦК осуществляют следующим образом:

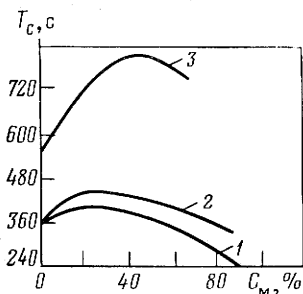


Рис. 7.14. Зависимость времени выпадения из пены 70% жидкости T_c от концентрации метанола C_m в 23%-ной соляной кислоте:

1 — марвелан; 2 — превощелл; 3 — превощелл + вермикулит

Рис. 7.15. Кривая, характеризующая степень аэрации α

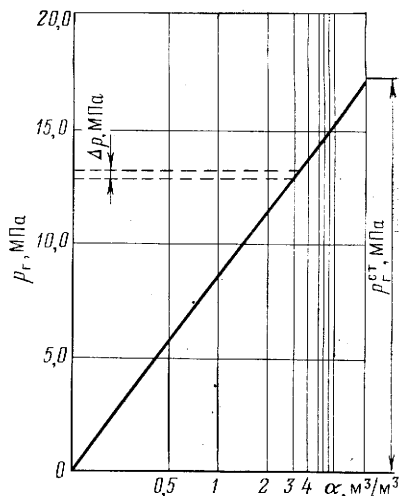
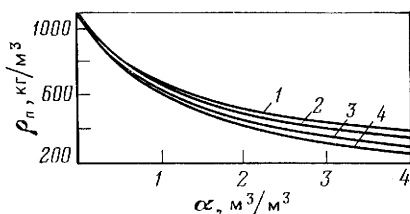


Рис. 7.16. Зависимость плотности пены ρ_n от степени аэрации кислоты α при давлении закачки в МПа:

1 — 20; 2 — 15; 3 — 10; 4 — 5

1) открывают подпакерный циркуляционный клапан, опускают глухую пробку, которую устанавливают в хвостовике НКТ;

2) в скважину закачивают расчетные объемы пакерующей жидкости и кислотного раствора;

3) метанолом и газом продавливают кислотный раствор в призабойную зону; интервал обработки регулируют путем изменения уровня пакерующей жидкости в скважине.

Направленные соляно-кислотные обработки через систему струйных клапанов позволяют воздействовать на призабойную зону, представленную неоднородными пропластками, комплексно (гидромониторное и химическое воздействия). Струйные клапаны стационарно устанавливаются на хвостовике НКТ в заданных интервалах продуктивной толщи открытого ствола. Путем спуска управляющего инструмента струйные клапаны в любой последовательности могут быть подготовлены для обработки соответствующих интервалов.

При проведении кислотных обработок пластов используют цементировочные, насосные агрегаты (рис. 7.17), автоцистерны, компрессорные установки, металлические емкости. В среднем

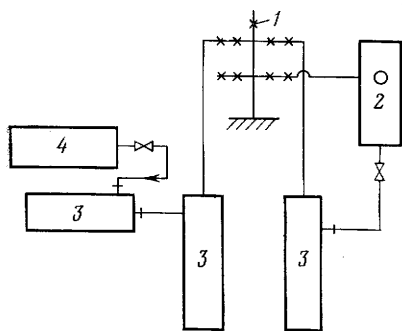


Рис. 7.17. Схема обвязки оборудования при проведении кислотных обработок с использованием насосных агрегатов типа ЦА, АН:

1 — скважина; 2 — емкость с промывочной жидкостью; 3 — насосный агрегат; 4 — кислотный агрегат

продуктивность скважин увеличивается в 1,3—1,5 раза. Тип и число агрегатов и емкостей, необходимых для проведения кислотных обработок, зависят от запланированных объемов закачки и параметров процесса.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — высокоэффективное средство интенсификации добычи газа, особенно из низкопроницаемых коллекторов $(0,03 \div 5) \cdot 10^{-12}$ мкм², так как позволяет получить в газонасыщенной породе протяженные трещины необходимой ориентации с большой поверхностью дренирования при со-

хранении естественной проницаемости окружающих их пористых пород.

Гидроразрыв пласта также способствует устранению (или снижению) влияния на приток газа в скважину сильно загрязненной призабойной зоны пласта и улучшению фильтрационных характеристик самого пласта. Эффективность ГРП зависит также от области дренирования скважины, проницаемости пласта, толщины его продуктивной толщи и геометрических параметров полученной трещины.

Закачка жидкости разрыва обеспечивает раскрытие естественных или образование новых трещин в продуктивном пласте. Новые трещины фиксируются закачиванием в них после снижения давления жидкости-носителя с расклинивающим материалом. Процесс гидравлического разрыва пласта проектируют по следующей схеме:

оценивают целесообразность проведения ГРП в данной скважине;

выбирают технологическую схему процесса ГРП;

оценивают давление разрыва пласта и рабочие давления насосных агрегатов, объемы рабочих жидкостей;

выбирают рабочие жидкости, расклинивающий материал;

рассчитывают технологические параметры процесса и техническое обеспечение процесса, обосновывают регламент проведения ГРП.

При оценке целесообразности проведения ГРП кроме ожидаемого эффекта по увеличению продуктивности скважины необходимо учитывать вероятность сообщения продуктивного пласта с напорными горизонтами (вода).

В пластах, сложенных слоистыми породами, расстояние от трещины до ГВК может колебаться в пределах 8—15 м. В трещиноватых коллекторах расстояние от трещины до ГВК должно быть не более 25—40 м.

Для определения технологии проведения процесса и прогнозирования его успешности необходимо детально изучить геолого-геофизические материалы по объекту, режим работы залежи, петрофизические и гидродинамические параметры пласта. Успешность ГРП зависит от размеров трещины разрыва. Длину и ширину трещины при соответствующих параметрах процесса можно оценить (формулы Ю. П. Желтова):

$$W = \frac{4(1 - 2\nu)(1 + \nu)(\Delta p_c - q)}{3E} \sqrt{\frac{V_{ж} Q_M}{2\pi^2 h_T m k q}}; \quad (7.11)$$

$$L = \frac{V_{ж} Q_M}{2\pi^2 h_T^2 m k q}, \quad (7.12)$$

где ν — коэффициент Пуассона; Δp_c — перепад давления, равный разности давлений разрыва и пластового; q — боковое горное давление; Q_M — расход жидкости; E — модуль Юнга; $V_{ж}$ — объем закачиваемой жидкости; m — пористость; k — проницаемость.

После определения размеров трещины находят ожидаемое увеличение степени роста дебита скважины от изменения проницаемости трещины и пласта. Рассчитывают несколько вариантов, из которых выбирают оптимальный объем закачки рабочей жидкости и устанавливают необходимую скорость закачки расклинивающего материала.

На рис. 7.18 представлены зависимости продуктивности трещины от давления гидроразрыва для скважин глубиной до 1200 (а), 2100 (б), 3000 (в), 3600 м (г) при использовании в качестве расклинивающего материала алюминия (1), стекла (2), ореховой скорлупы (3) и песка (4).

Гидравлический разрыв пласта производят по нескольким технологическим схемам: однократной, многократной, поинтервальной.

При однократном гидроразрыве пласта под давлением разрыва находится вся вскрытая толща продуктивного пласта.

При поинтервальном гидроразрыве пласта разрыву подвергается только определенный интервал, изолированный на время проведения процесса.

При многократном гидроразрыве пласта последовательно воздействуют на объекты, намеченные для обработки. При ГРП по этой схеме обрабатываемый объект изолируют от остальной продуктивной толщи путем использования пакеров, различных отклоняющих блокирующих агентов.

Выбор рабочих жидкостей для разрыва пласта и транспортирования в трещину расклинивающего агента, от которых в

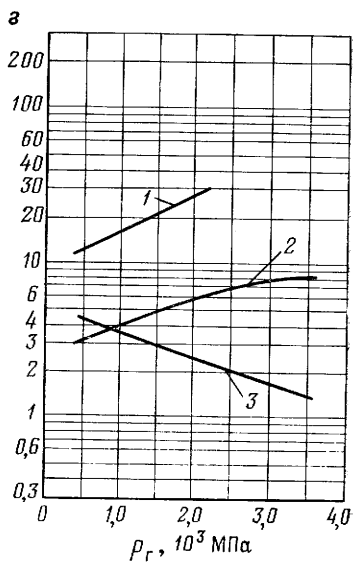
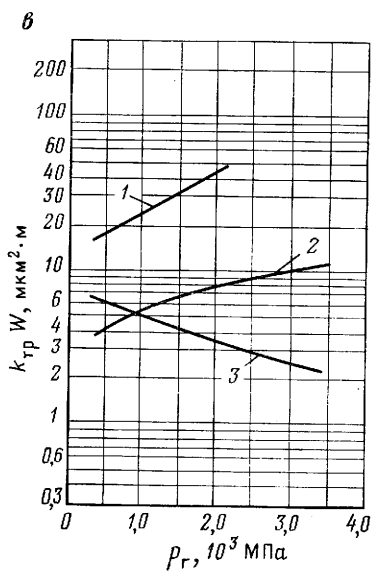
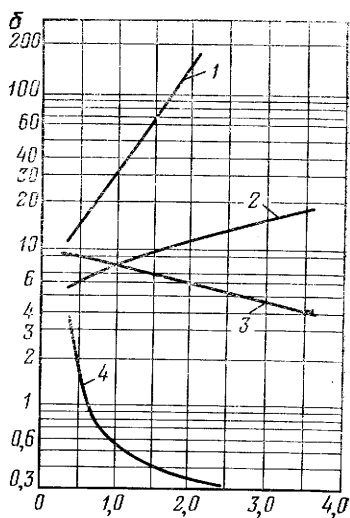
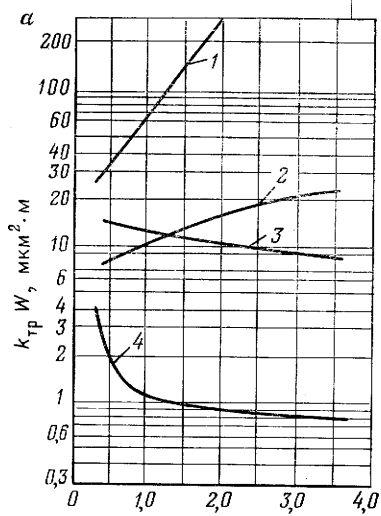


Рис. 7.18. Зависимость продуктивности трещины $k_{тр}W$ от давления гидро-разрыва p_r

основном зависит эффективность процесса, осуществляют в зависимости от конкретных условий применения — скорости закачки, трещиноватости и проницаемости пород пласта, наличия известняков, глин в продуктивном пласте, смачиваемости породы и ее насыщенности жидкостью, температуры и давления.

Жидкости должны отвечать следующим требованиям: быть совместимыми с породой и пластовыми флюидами; обладать низкой фильтруемостью через поверхности образованных трещин; иметь стабильную вязкость в течение всего времени обработки пласта; не оказывать отрицательного воздействия на коллекторские свойства пласта.

Кроме этого, жидкость-носитель должна обладать достаточной удерживающей способностью по отношению к расклинивающему материалу.

При проведении гидроразрыва в породах с низкой прочностью используют воду, слабые (1,5—2,0%-ной концентрации) растворы соляной кислоты, газовый конденсат, дизельное топливо, керосин, растворы неорганических солей. Наиболее удобны и безопасны в работе растворы на водной основе. Загущенные растворы готовят на основе воды, кислот, спиртов и углеводородных жидкостей с добавками загустителей.

Получили широкое применение гидрофобные и гидрофильные эмульсии на основе углеводородных жидкостей с введением различных добавок (рис. 7.19).

При проведении гидроразрыва в песчаниках с низкой и средней проницаемостью рекомендуется использовать пены. В ряде случаев высокая эффективность процесса обеспечивается применением пенокислотных пен, особенно при высоких температурах (выше +150 °C).

Минимальный темп закачки рабочих жидкостей определяют из условия, что для транспорта расклинивающего материала произведение скорости v (см/с) движения жидкости в трещине на ее вязкость μ (МПа·с) должно быть не менее 100 ($v\mu \geq 100$).

Минимальный темп закачки жидкости (л/с):
для вертикальной трещины

$$Q_{в \min} = hW / (5\mu);$$

$$(7.13)$$

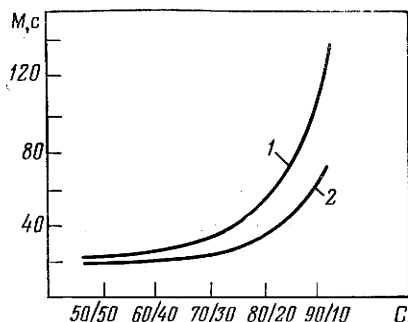


Рис. 7.19. Зависимость вязкости по СПВ-5 гидрофобных эмульсий M от соотношения фаз $НС1$ — углеводородная жидкость $С$:

1 — дизельное топливо; 2 — конденсат

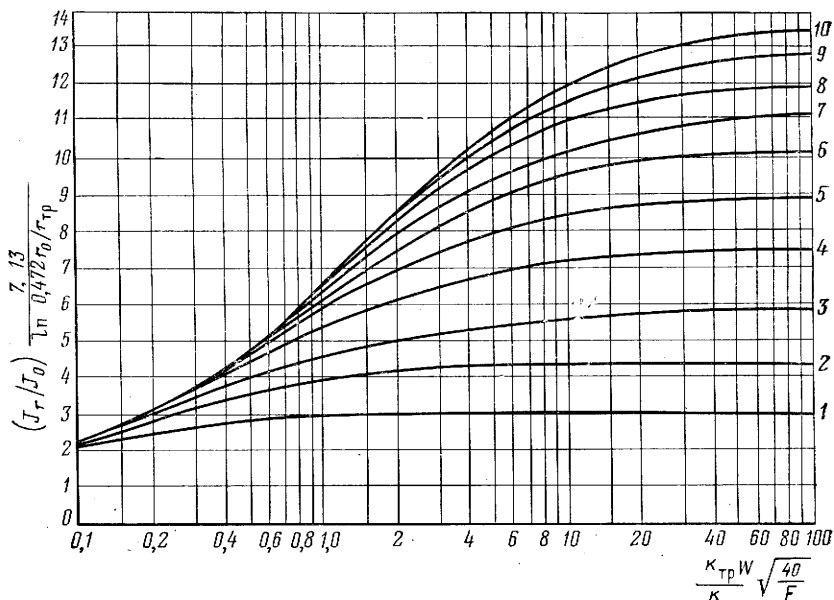


Рис. 7.20. Кривые оценки увеличения продуктивности скважин после гидро-разрыва (вертикальная трещина; F — площадь дренирования скважин) при проникновении трещины (в %) от радиуса дренажа: 1 — 10; 2 — 20; 3 — 30; 4 — 40; 5 — 50; 6 — 60; 7 — 70; 8 — 80; 9 — 90; 10 — 100

для горизонтальной трещины

$$Q_{r \min} = \frac{\pi R_T W}{10\mu}, \quad (7.14)$$

где h — толщина пласта, см; W — ширина щели, см; R_T — радиус горизонтальной трещины, см.

Рабочий темп закачки рабочей жидкости должен быть выше расчетного на значение отфильтровывания жидкости в пласт.

В промышленной практике минимальный темп закачки рабочей жидкости составляет $2 \text{ м}^3/\text{мин}$, при массивном гидравлическом разрыве — до $16 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Для управления процессом образования трещины и ориентации ее в пласте (получение ориентированных трещин горизонтальных, вертикальных, рис. 7.20, 7.21) перед ГРП в интервале обработки следует с помощью гидроскоструйной перфорации сделать соответствующиерезы (вертикальная щель необходимой длины, круговая щель).

Давление гидроразрыва пласта определяют из условия, что гидродинамическое давление на забое скважины должно быть

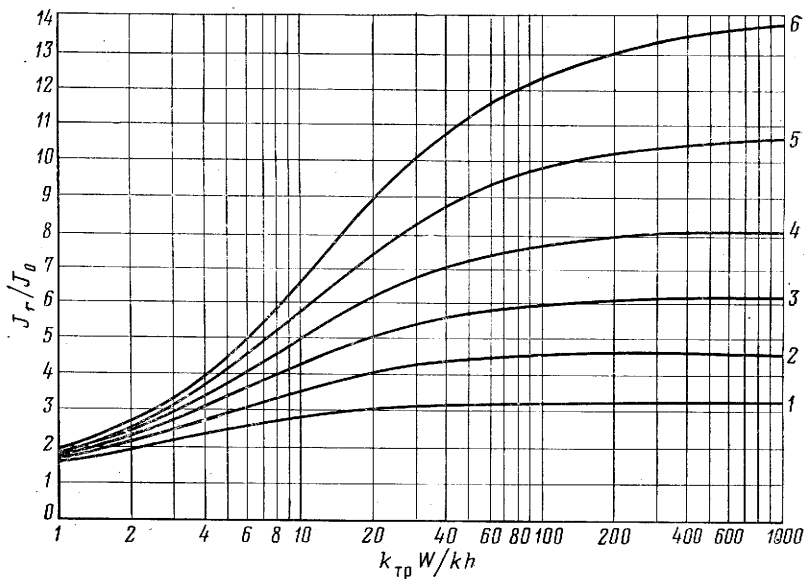


Рис. 7.21. Кривые оценки увеличения продуктивности скважин после гидро-разрыва (горизонтальная трещина) при проникновении трещины (в %) от радиуса дренажа:
1 — 10; 2 — 20; 3 — 30; 4 — 40; 5 — 50; 6 — 60

выше геостатического давления и предела прочности породы на разрыв, т. е.

$$p_3 = q + \sigma_p, \quad (7.15)$$

где p_3 — забойное давление разрыва пласта; q — геостатическое (горное) давление; σ_p — прочность породы пласта на разрыв (в пластовых условиях).

Давление нагнетания на устье скважины

$$p_{у.д} = q + \sigma_p + p_{т.р} - p_{пл}, \quad (7.16)$$

где $p_{у.д}$ — устьевое давление разрыва; $p_{т.р}$ — потери давления в трубах; $p_{пл}$ — пластовое давление.

Эффективность гидравлического разрыва пласта зависит также от давления, при котором осуществлялся разрыв. Давление гидроразрыва иногда определяют из выражения

$$p_{г.р} = 0,083H + 0,66p_{пл},$$

где $p_{г.р}$ — давление гидроразрыва; H — глубина скважины; $p_{пл}$ — пластовое давление.

Потери давления на трение (рис. 7.22, 7.23, 7.24):

$$p_{т.р} = \lambda \frac{v^2 H}{2gd}, \quad (7.17)$$

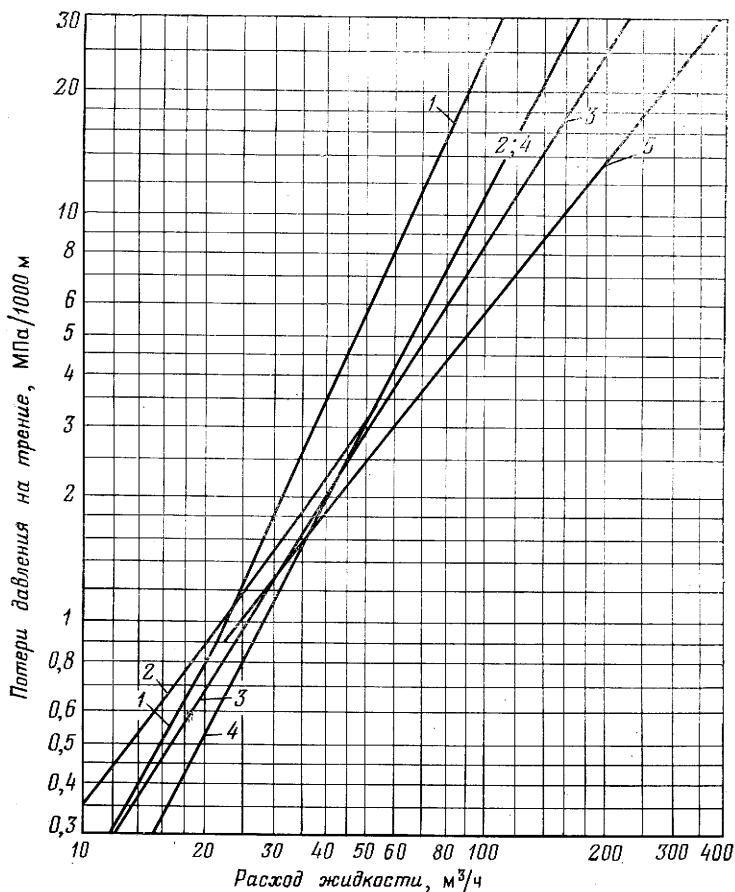


Рис. 7.22. Кривые потерь давления на трение при прокачке нефтеосновных жидкостей гидроразрыва через 73-мм НКТ ($d_b=62$ мм):

1 — нефтяная фракция, $\mu=72$ мПа·с; 2 — керосин, $\mu=1,2$ мПа·с; 3 — жирные кислоты + каустическое мыло; $\mu=13,8$ мПа·с; 4 — абсорбционное масло, $\mu=9$ мПа·с; 5 — абсорбционное масло + полимер (960 мг/л), $\mu=10,8$ мПа·с

где λ — коэффициент местных сопротивлений (для условий процесса гидроразрыва $\lambda \approx 0,016 \div 0,20$); H — глубина залегания обрабатываемого пласта; v — скорость движения жидкости в трубах; g — ускорение свободного падения; d — диаметр труб.

Значительные потери давления возникают при гидравлическом разрыве пласта в скважине, где обрабатываемый интервал перекрыт перфорированной эксплуатационной колонной (рис. 7.25).

Для закрепления трещины гидроразрыва используют различные расклинивающие материалы: песок, корунд, стекло, нейлоновые и пластмассовые шарики, окатанную ореховую скорлупу-

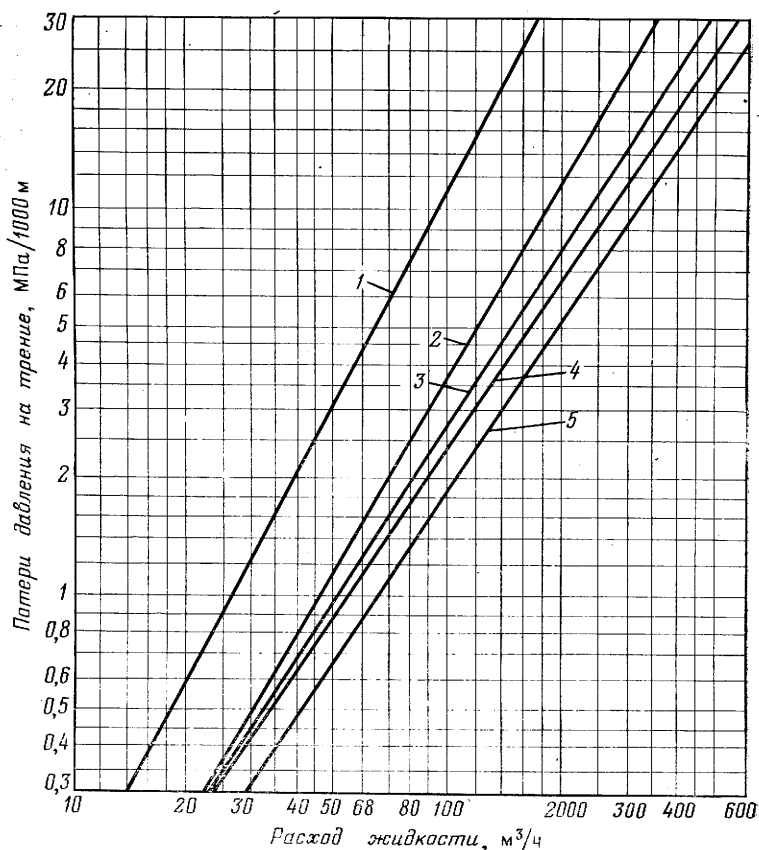


Рис. 7.23. Кривые потерь давления на трение при прокачке водоосновных жидкостей гидроразрыва через 73-мм НКТ ($d_b=62$ мм):

1 — вода, $\mu=1$ мПа·с; 2 — вода+полимер (120 мг/л), $\mu=1,2$ мПа·с; 3 — вода+полимер (240 мг/л), $\mu=2,5$ мПа·с; 4 — вода+полимер (480 мг/л), $\mu=5$ мПа·с; 5 — вода+полимер (960 мг/л), $\mu=11$ мПа·с

пу, агломерированный боксит. Расклинивающий материал должен иметь окатанную форму, близкую к шару, обладать прочностью, чтобы выдержать давление при смыкании трещины, но при этом не должен вдавливаться в поверхность трещины. Фракционный состав расклинивающего материала подбирают для каждой конкретной операции.

В промышленной практике наиболее широко используют кварцевый песок фракцией 0,5—0,8 мм.

При проведении ГРП в глубокозалегающих прочных породах с высокой пластовой температурой рекомендуется использовать стеклянные или пластмассовые шарики, агломерированный боксит, корунд.

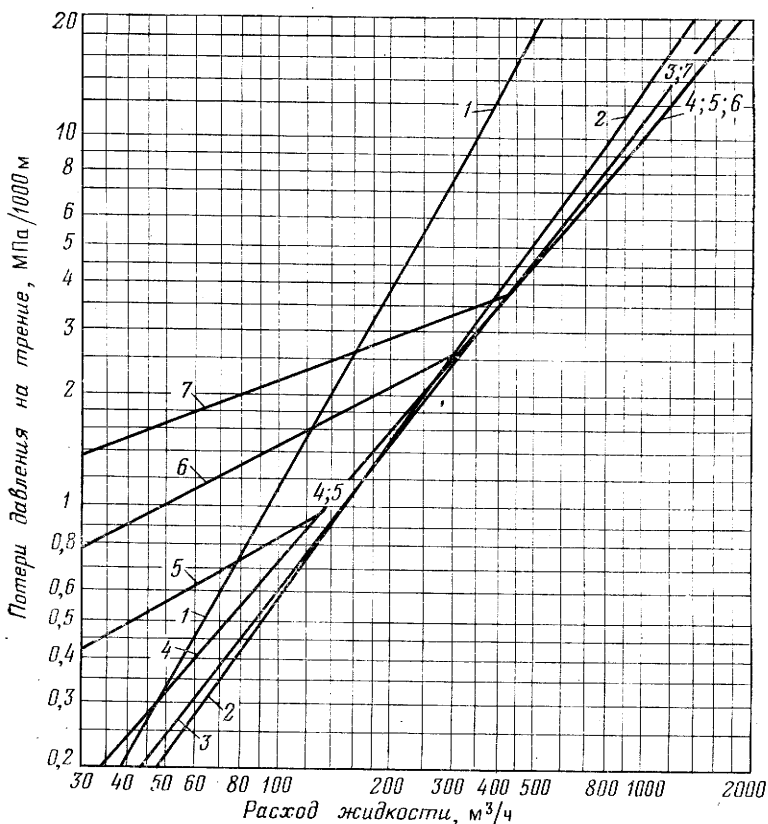


Рис. 7.24. Кривые потерь давления на трение при прокачке водоосновных жидкостей гидроразрыва через 114-мм НКТ ($d_b=102$ мм):

1 — вода, $\mu=1$ мПа·с; 2 — вода+модифицированная смола гуарового дерева (1200 мг/л), $\mu=7$ мПа·с; 3 — то же (2400 мг/л), $\mu=16$ мПа·с; 4 — то же (4800 мг/л), $\mu=65$ мПа·с; 5 — то же (7200 мг/л), $\mu=130$ мПа·с; 6 — то же (9600 мг/л), $\mu=240$ мПа·с; 7 — то же (12 000 мг/л), $\mu=390$ мПа·с

При увеличении размера частиц расклинивающего материала, а также при оседании его в трещине в виде монослоя гидроразрывность трещин повышается.

Для закрепления монослоем вертикальной трещины в течение всего процесса закачки необходимо поддерживать скорость потока выше равновесной. В том случае, когда операция ГРП осуществляется в пласте, перекрытом перфорированной обсадной колонной, при небольшом размере перфорационного отверстия (диаметр перфорационного отверстия меньше диаметра частицы расклинивающего материала в 3 раза) возможна закупорка входа в трещину. Эффект закупорки связан с турбулизацией потока жидкости на входе в трещину и возрастает с уве-

личением концентрации расклинивающего материала в жидкости-носителе.

На рис. 7.26, 7.27, 7.28 показаны зависимости скорости осаждения расклинивающего агента в трещине от его концентрации, расхода и вязкости жидкости.

В промышленной практике при проведении ГРП содержание расклинивающего материала в жидкости-носителе в среднем составляет 200—250 кг/м³. Концентрация расклинивающего агента в жидкости в начале закачки в пласт задается ниже, чем в конце. При однократном гидроразрыве пласта используют в среднем 5—8 м³ расклинивающего агента, при массивном разрыве пласта — до 400—500 т. Жидкость-носитель должна обладать удерживающей способностью расклинивающего материала в заданных пределах его концентрации.

Гидростатическое давление жидкости-носителя в скважине можно найти по зависимости гидростатического давления жидкости разрыва с расклинивающим материалом от плотности жидкости и концентрации расклинивающего материала (рис. (7.29)).

Число насосных агрегатов, отвечающих по своим характеристикам параметрам ГРП, определяют так:

$$n = \frac{p_y Q_{ж}}{p_a Q_a K_r} + 1, \quad (7.18)$$

где p_y — устьевое давление разрыва, МПа; $Q_{ж}$ — темп закачки жидкости гидроразрыва, л/с; p_a — рабочее давление насосных агрегатов, МПа; Q_a — подача насосного агрегата при рабочем давлении, л/с; K_r — коэффициент рабочего состояния насосных агрегатов в зависимости от состояния и срока службы ($K_r = 0,5 \div 0,8$).

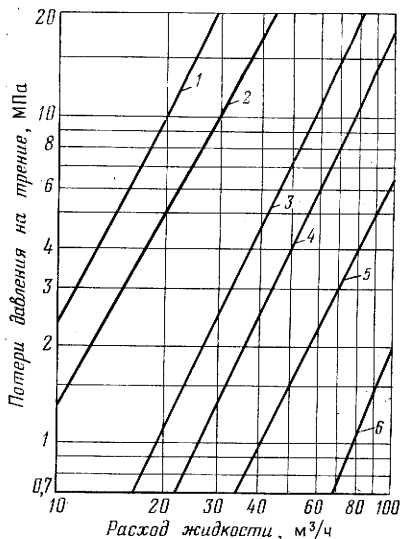


Рис. 7.25. Зависимость потерь давления в перфорационных отверстиях от расхода жидкости (жидкость гидроразрыва — вода, содержащая песок в количестве 180 г/л) при диаметре отверстия, мм: 1 — 8; 2 — 9,5; 3 — 12,7; 4 — 15,9; 5 — 19; 6 — 25,4.

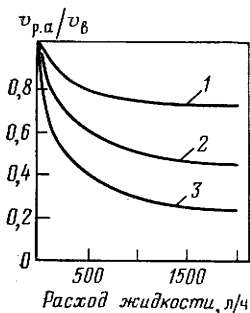


Рис. 7.26. Зависимость скорости осаждения расклинивающего агента от расхода жидкости в трещине шириной 6,25 мм при расходе песка, пропущенного через сито 20—40 меш, расход 218 кг/ч, вязкость, МПа·с:

1 — 488; 2 — 58; 3 — 7

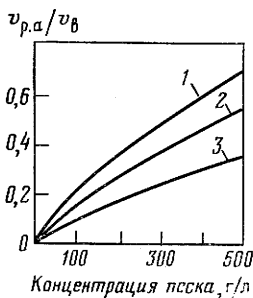


Рис. 7.27. Зависимость скорости осаждения расклинивающего агента в трещине шириной 6,25 мм от концентрации песка, пропущенного через сито 20—40 меш, вязкость жидкости 7 МПа·с, расход, м³/ч:

1 — 1,8; 2 — 0,9; 3 — 0,225

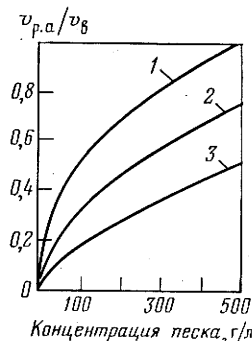


Рис. 7.28. Зависимость скорости осаждения расклинивающего агента в трещине шириной 12,5 мм от концентрации песка, пропущенного через сито 20—40 меш, при расходе жидкости 0,9 м³/ч и ее вязкости, МПа·с:

1 — 488; 2 — 58; 3 — 7

При проведении гидравлического разрыва пласта коэффициент запаса прочности оборудования по рабочему давлению принимают не менее 1,3.

На рис. 7.30 приведена одна из возможных схем обвязки наземного оборудования при проведении гидравлического разрыва пласта.

Подземный ремонт скважин (текущий и капитальный) — комплекс работ по проверке, частичной или полной замене подземного оборудования, очистке стенок и забоев скважин от загрязнений по восстановлению продуктивности скважин, а также восстановлению герметичности колонн и технического состояния скважин или их ликвидации.

В скважинах, находящихся в эксплуатации, проводят планово-предупредительный (профилактический и восстановительный) ремонт в соответствии с заранее составленными графиками, чтобы выявить и предупредить различные отклонения от установленного технологического режима. В процессе восстановительного ремонта устраняют причины, повлекшие резкое ухудшение установленного технологического режима.

Работу скважины характеризуют межремонтный период — продолжительность эксплуатации скважины между ремонтами и коэффициент эксплуатации — отношение фактически отработанного времени к календарному (скважино-месяцы).

Перед началом ремонта фонтанной арматуры, забойного оборудования и обсадных колонн, ремонтно-изоляционных, ис-

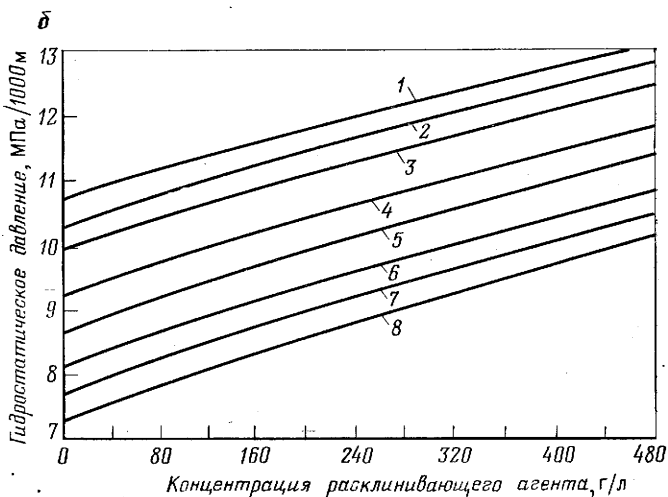
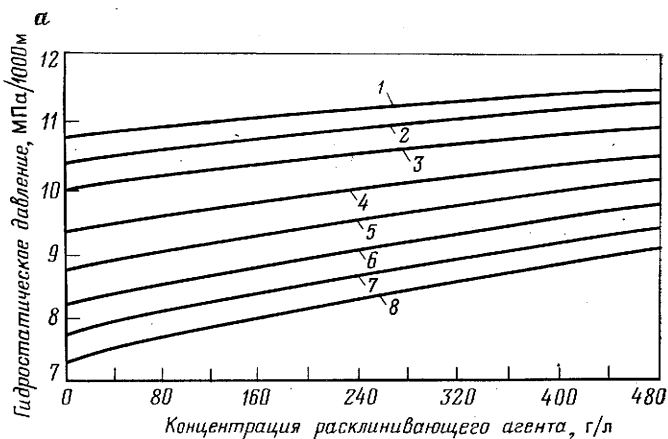


Рис. 7.29. Зависимость гидростатического давления смеси жидкости гидро-разрыва с расклинивающим агентом от концентрации агента — ореховой скорлупы (а) $\rho=1,4$ г/см³, песка или стекла (б) $\rho=2,65$ г/см³ при плотности жидкости, г/см³:

1 — 1,08; 2 — 1,03; 3 — 1,03; 4 — 0,935; 5 — 0,875; 6 — 0,825; 7 — 0,78; 8 — 0,74

правительных и ловильных работ необходимо провести глуше-ние скважины.

В зависимости от глубины, геолого-технической характери-стики ремонтируемой (или вновь вводимой в эксплуатацию) скважины цели ремонта и его технология могут быть различны. В основном технология ремонта предусматривает проведение следующих основных операций:

1) спуск (подъем) однорядного (двухрядного) лифта;

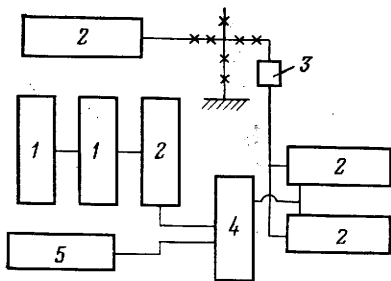


Рис. 7.30. Принципиальная схема обвязки наземного оборудования при проведении ГРП:

1 — емкости; 2 — насосный агрегат; 3 — измерительные устройства; 4 — пескосмеситель; 5 — автоцистерна

2) перебор лифтовых труб с заменой отдельных труб с дефектами, изношенными резьбовыми соединениями;

3) проверка и замена пакеров, газлифтных клапанов и других пусковых приспособлений;

4) изменение глубины допуска колонны лифтовых труб;

5) чистка и промывка скважин от песчаных пробок;

6) работы по укреплению призабойной зоны пласта, интенсификации притока и проведение других геолого-технических мероприятий.

При разборке и сборке фонтанной арматуры вначале разъединяют боковые фланцы, снимают буферный патрубок и взамен него ставят подъемный патрубок с приваренным фланцем на нижнем конце и муфтой на верхнем. Отвинчивают болты между тройником и центральной (посадочной) задвижкой, элеватор заводят под муфту подъемного патрубка и приподнимают арматуру, а затем снимают ее. Собирают фонтанную арматуру в обратном порядке.

В том случае, когда во время спуско-подъемных операций начинаются газопроявления с целью быстрого закрытия скважины, посадочную задвижку с переводником следует отсоединить от арматуры и к переводной катушке присоединить одну-две трубы, а к задвижке — подъемный патрубок. В случае необходимости собранную компоновку присоединяют к поднимаемым (спускаемым) трубам, сажают всю колонну НКТ на тройник, крепят болты и приступают к глушению скважины.

Перед подъемом колонны НКТ по индикатору веса необходимо убедиться, что она не прихвачена, в процессе подъема нагрузка не должна превышать 20% собственного веса колонны НКТ.

При спуске колонны НКТ следует тщательно крепить резьбовые соединения и докреплять муфты.

При допуске колонны НКТ необходимо, чтобы допускаемые трубы по марке, диаметру и резьбе соответствовали трубам, находящимся в скважине. Замене подлежат трубы с изношенными резьбовыми соединениями, трещинами и раковинами на теле и отложениями солей на внутренней поверхности труб.

Песчаные пробки удаляют из ствола скважин промывкой

Таблица 7.2

Расход жидкости, л/с	Скорость подъема жидкости в трубах, см/с, при условном диаметре труб, мм					
	48	60	73	89	102	114
3	236	153	100	66	48	37
4	315	204	133	88	64	50
5	393	255	166	110	80	62
6	472	306	200	132	96	75
7	551	357	233	154	112	88
8	630	408	266	176	128	100
9	708	459	300	198	144	111
10	789	510	333	220	160	125
12	945	612	400	262	192	150
15	1023	765	500	330	240	186
17	1338	850	566	377	274	218

водой, различными жидкостями, пенами, газожидкостными смесями, продувкой воздухом, очисткой скважины с помощью струйного насоса, желонки, гидробура.

Промывают скважины несколькими способами и их комбинациями.

При прямой промывке промывочная жидкость закачивается через колонну спущенных труб, а песок с жидкостью выходит через затрубное пространство.

При обратной промывке промывочная жидкость нагнетается в затрубное пространство, а песок с жидкостью выходит через колонну НКТ (табл. 7.2), что обеспечивает более эффективное удаление песка из скважины за счет высокой скорости выходящего потока в колонне НКТ.

Устье скважины при обратной промывке оборудуют сальником или промывочным устройством (типа ПУ-1). В том случае, когда пласт сильно дренирован или эксплуатационная колонна имеет дефекты, скважину рекомендуется промывать струйным аппаратом, который состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланг, вертлюг, приспособление для подлива воды). Иногда для удаления песчаных пробок без спуска промывочных труб используют гидробур, который опускают в скважину на канате.

При ударе о пробку и подъеме на 2—3 м происходит засасывание жидкости с песком из-под долота гидробура. Песок остается в желонке, а жидкость поступает в плунжерный насос.

Рыхлые неуплотненные песчаные пробки удаляют из скважины промывкой азрированными жидкостями, пеной (рис. 7.31), воздухом при герметизации устья сальником для обратной промывки. При такой промывке сокращается поглощение промывочной жидкости пластом. Работы проводят следующим образом: через спущенные в скважину промывочные трубы, башмак

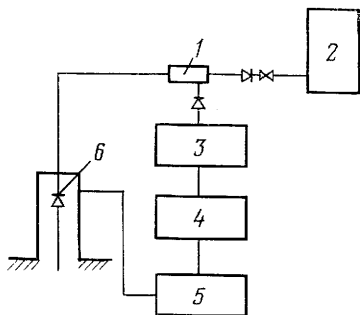


Рис. 7.31. Принципиальная схема обвязки оборудования по промывке песчаных пробок аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ:

1 — аэратор; 2 — компрессор; 3 — насосный агрегат; 4 — емкость для раствора ПАВ; 5 — емкость; 6 — обратный клапан

которых находится на 10—15 м выше уровня песчаной пробки, насосным агрегатом закачивается вода с добавкой ПАВ при одновременном вводе в смесь воздуха. Верхняя промывочная труба и линия подачи воздуха и воды в аэратор оборудуются обратными клапанами. Размытая пробка выносится на поверхность через затрубное пространство. Массовые добавки ПАВ к воде (в %): 0,1—0,3 сульфанола, 0,05—0,1 ОП-7, ОП-10, 0,5—1,0 ДС-РВС, 1,0—2,0 сульфонатриевых солей. Процесс регулируется расходом воздуха и давлением в нагнетательной линии.

На все виды работ по капитальному ремонту скважины составляют наряд (при зарезке и бурении второго ствола — геолого-технический), при изменении или дополнении плана работ — дополнительный. После окончания капитального ремонта скважины составляют акт о сдаче-приеме скважины с описанием работ, проведенных на ней в процессе ремонта.

Перед началом ремонта скважины необходимо ее обследовать, чтобы определить глубину забоя уровня жидкости, состояние эксплуатационной колонны, подземного оборудования фильтра, характер и интенсивность притока в скважину жидкости и газа через нарушения.

При обследовании, в зависимости от конкретных условий, используют печати различного типа, позволяющие оценить состояние эксплуатационной колонны и фильтровой части, определить местонахождение и состояние оставшихся в скважине НКТ и других посторонних предметов. Дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, пропуски в резьбовых соединениях) находят путем испытания отдельных ее интервалов на герметичность (установкой искусственного забоя, съемного пакера).

С помощью геофизических методов определяют: изменение температуры по стволу скважины, высоту подъема цемента за колонной, затрубные циркуляции жидкости, интервалы притока и поглощения жидкости.

Перед началом работ по капитальному ремонту скважины необходимо обследовать ее устье. Проверяют состояние колон-

ной головки с целью определения герметичности соединения пьедестала с эксплуатационной колонной, состояние внутренней поверхности пьедестального патрубка. В случае необходимости патрубков заменяют.

Для замены патрубка следует разобрать фланцевое соединение, на бурильных трубах спустить внутреннюю освобождающуюся труболовку и захватить ею обсадную трубу ниже пьедестального патрубка, после чего с помощью подъемного механизма натянуть колонну и отвернуть от нее патрубок с пьедесталом. На устье установить разъемное лафетное кольцо, на клиньях — бурильную трубу. С верхней муфты бурильной трубы снять элеватор и пришедший в негодность пьедестальный патрубок. Затем установить пьедестал (в обратном порядке), проверить герметичность сальникового уплотнения в колонном фланце и соединить колонну с катушкой. После осмотра и ремонта колонной головки (устьевого фланца) приступить к капитальному ремонту скважины.

Ремонту подлежат дефекты в обсадной колонне, связанные с ее смятием и сломом. Смятие обсадной колонны выправляют с помощью набора инструментов (оправочные долота, конусные и грушевидные колонные фрезы). Выправление колонны начинают инструментом, диаметр которого на 4—5 мм больше минимального диаметра смятой колонны. В случае невозможности выправления дефектного интервала обсадной колонны его офрезеруют грушевидными или колонными фрезами. Офрезерованный интервал обсадной колонны изолируют путем заливки под давлением тампонажного раствора или установкой в этот интервал металлического пластыря, плотно прилегающего по всей окружности к телу трубы. Установку металлических продольно гофрированных пластырей осуществляют с помощью устройств типа «Дорн».

Замена поврежденной части обсадной колонны возможна в том случае, если она находится выше башмака промежуточной колонны и уровня цементного кольца в межтрубном пространстве. Для замены такого интервала трубрезкой на 5—6 м выше места повреждения обрезают обсадную трубу и извлекают на поверхность. Оставшуюся часть с помощью труболовки отвинчивают и извлекают из скважины. После проверки шаблоном промежуточной колонны в скважину спускают новую колонну, низ которой оборудован направляющим козырьком. После свинчивания колонны ее проверяют на растягивающую нагрузку (60—70% ее веса) и на герметичность. В случае необходимости межтрубное пространство заполняют цементным раствором.

Если невозможно устранить дефект эксплуатационной колонны, а ее диаметр позволяет, то спускают дополнительную колонну с установкой башмака ниже дефектного интервала. В этом случае возможен спуск «летучки», которая перекрывает

интервал с дефектом. Дополнительную колонну цементируют или устанавливают межколонный пакер. Низ летучки оборудуют башмаком с фаской, а верхнюю часть — воронкой с левой резьбой. «Летучку» спускают на колонне бурильных труб, соединенных с ней переводником с обратным клапаном, позволяющим ее цементировать и вымывать излишки цементного раствора. После твердения цементного раствора колонну бурильных труб отвинчивают, поднимают, проверяют ее на герметичность и разбуривают цементный стакан. Технология установки и крепления дополнительных колонн зависит от конкретных условий. После окончания цементирования дополнительную колонну проверяют шаблоном на проходимость и испытывают на герметичность.

Вторичное цементирование скважин проводят для изоляции продуктивного горизонта от притока воды; перекрытия фильтра при переходе на эксплуатацию выше или ниже залегающих пластов; перекрытия дефекта в эксплуатационной колонне; создания водонепроницаемых экранов в призабойной зоне скважины; изоляции продуктивных пластов друг от друга и от посторонних вод в интервале спуска эксплуатационной колонны или «хвостовика» при резке и бурении второго ствола, а также при спуске дополнительной колонны («летучки»); укрепления призабойной зоны пласта; создания цементных мостов или цементных стаканов в эксплуатационной колонне.

Для вторичного цементирования используют различные тампонажные материалы и добавки к ним, которые выбирают в зависимости от условий и цели проведения работ (давление, температура, размеры пор; наличие агрессивных компонентов, приемистость пласта и др.).

Перед началом работ определяют необходимое количество сухого цемента (в т); количество жидкости, потребное для приготовления цементного раствора (в т); количество продавочной жидкости (в м³); продолжительность процесса цементирования (в ч); давление в трубах и затрубном пространстве в конце продавки раствора (в МПа); число и тип цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

Высота подъема цементного раствора в трубах при $V : Ц = 0,5$

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	102	114	127	140
Высота (в м) при расходе раствора на:								
1 т	652	400	257	179	131	104	88	70
1 м ³	925	493	316	220	161	123	107	86

Диаметр труб, мм	146	168	178	198	219	245	273	299	324
Высота (в м) при расходе раствора на:									
1 т	63	46	40	33	26	21	16	13	11
1 м ³	78	57	50	41	32	25	20	16	14

Возврат скважины на вышележащий горизонт осуществляют при необходимости прекращения эксплуатации оставляемого горизонта или по техническим причинам. Нижележащий горизонт изолируют путем установки монолитного цементного моста в стволе скважины при необходимости с задавкой под давлением в оставляемый горизонт цемента (в случае опасности прорыва посторонних вод). В ряде случаев, если пласты находятся на значительном расстоянии друг от друга, фильтр оставляемого горизонта перекрывают песчано-глинистой пробкой с последующей установкой над ней цементного моста.

При возвратных работах после установления цементного моста на заданной глубине скважину испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня жидкости.

При возврате скважины на нижезалегающий горизонт разобщение достигается многократным цементированием оставляемого горизонта или спуском и цементированием дополнительной обсадной колонны с последующим разбуриванием цементных стаканов.

Изоляционные работы — один из видов капитального ремонта скважин, проводимый с целью ликвидации прорыва в скважину пластовых вод.

При проведении работ по изоляции притока пластовых вод в скважину используют следующие методы:

- 1) основанные на создании водоизолирующих экранов — трещин — с применением гидравлического разрыва пласта с заполнением под давлением трещин цементным раствором;
- 2) без применения гидроразрыва пласта путем проведения цементных заливок и создания непроницаемых пропластков;
- 3) исправление некачественного цементного кольца путем создания цементных поясов цементной заливкой через специальный фильтр с использованием пакеров, спуска дополнительной колонны.

Проводят работы по изоляции вод верхних, нижних, подшвенных и поступающих через соседние скважины, по селективной изоляции вод при эксплуатации скважиной слоистого неоднородного пласта или нескольких продуктивных горизонтов.

Верхние воды, поступающие через дефект в обсадной колонне, изолируют цементной заливкой через дефект в колонне водоцементного, нефтецементного или синтетического тампонажного раствора, спуском дополнительной обсадной колонны («летучки») с последующим цементированием. Верхние воды, поступающие по заколонному пространству через отверстие фильтра, изолируют путем нагнетания через эксплуатационный или специальный фильтр тампонажных растворов под давлением. Излишки растворов при заливках и нагнетаниях вымывают, цементные стаканы разбуривают.

Нижние и подошвенные воды, поступающие через цементный стакан или дефект в зумпфе, изолируют путем создания нового цементного стакана после разбуривания старого. Нижние воды, поступающие по заколонному пространству, изолируют путем нагнетания тампонажных растворов под давлением через отверстия фильтра.

Изоляцию нижних и верхних вод осуществляют путем создания цементных поясов вокруг эксплуатационной колонны в интервале между источником обводнения и эксплуатационным объектом.

Эксплуатационную колонну перфорируют в нескольких местах и последовательно в каждый интервал нагнетают под давлением тампонажный раствор.

Ограничение и ликвидация притока вод краевых и из соседних скважин, из обводненных и выработанных пластов достигаются селективной изоляцией водонасыщенной зоны, в результате которой создается водонепроницаемый пропласток.

Предупреждение выноса пластового песка из скважин, вскрывающих неустойчивые, склонные к разрушению продуктивные пласты, осуществляется путем закрепления призабойной зоны с помощью механических и химических методов. Работы по закреплению призабойной зоны таких пластов должны производиться в процессе их вскрытия.

Забой скважины с точки зрения устойчивости должен быть либо открытым, если условия нагружения породы на поверхности открытого забоя не выходят за пределы прочности этой породы, либо оборудован фильтром, если условия нагружения выходят за пределы прочности. Перфорация скважин ухудшает сопротивляемость породы к разрушению и пластическим деформациям, обводнение призабойной зоны пласта способствует усилению процесса ее разрушения.

Для крепления призабойной зоны пласта, сложенной рыхлыми породами, в которых размеры пор и трещин не менее 0,15 мм, используют смеси на основе цементных растворов с добавками песка и других наполнителей. Этот метод применим только для хорошо дренированных пластов, обладающих достаточной приемистостью. Смесь готовится в весовом отношении цемента и песка 1:3, песок без глинистых примесей с размером зерен 0,2—0,4 мм.

Технология крепления призабойной зоны цементно-песчаной смесью следующая:

1) опрессовывают колонну и спускают в скважину колонну НКТ на 3—4 м выше верхних отверстий фильтра;

2) устанавливают цементирующую головку, осуществляют обвязку оборудования и определяют приемистость пласта по воде;

3) закачивают смесь и продавливают ее в пласт.

Перед цементно-песчаной смесью в скважину закачивают, а затем продавливают в пласт 1—3 м³ раствора ПАВ. После окончания продавки цементно-песчаной смеси открывают межтрубное пространство и восстанавливают циркуляцию, после чего поднимают колонну НКТ. Смесь твердеет заданное время, потом разбуривают цементный стакан, промывают и осваивают скважину.

$$V = 0,785(D^2 - d^2)hm + 0,785d^2h, \quad (7.19)$$

где D — диаметр закрепляемой зоны, м; d — диаметр эксплуатационной колонны, м; h — мощность пласта, м; m — условная пористость в долях единицы ($m = 0,5 \div 1,0$). Призобойные зоны скважин укрепляют фенолоспиртами при соблюдении следующих условий:

призобойная зона перекрыта перфорированной обсадной трубой;

температура пласта не ниже 15—20 °С;

содержание карбонатов в породе пласта не превышает 10—15%;

проницаемость пласта не ниже 100—200 мкм²;

толщина пласта, обрабатываемого смолой за один прием, не превышает 5—6 м;

пласт в интервале обработки имеет одинаковую проницаемость.

Обработку смолой не рекомендуется проводить в пластах, где в процессе вскрытия или ремонта наблюдалось поглощение глинистого раствора, а также в скважинах, в призобойную зону которых уже закачивали укрепляющие смеси.

Объем смоляной смеси определяют из расчета 0,25 м³ смеси на 1 м толщины обрабатываемого интервала, что обеспечивает укрепление призобойной зоны пласта с пористостью 20% в радиусе 0,5—0,6 м.

Работы по укреплению пласта смолой производят в следующей последовательности:

глушение скважины;

определение приемистости пласта;

соляно-кислотная обработка;

обработка обрабатываемого интервала составом, повышающим адгезию смолы к породе;

приготовление состава и закачка его в пласт;

оттеснение излишков смолы в пласт углеводородной жидкостью;

подъем башмака колонны НКТ на 20—40 м выше интервала обработки.

Выдержка смолы в пласте составляет 5—7 сут, после чего скважину осваивают. При наличии смоляного стакана его разбуривают.

Таблица 7.3

Свойства фенолоспиртов и смолы ВР-1

Показатели	Фенолоспирты	ВР-1
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,14—1,16	1,14—1,16
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	15—30	17—35
Весовая доля сухого остатка, %	48	40
Водорастворимость	≥1:2	≥1:1
Весовая доля свободного фенола, %	9	6

Скважины с тщательно промытым забоем глушат растворами солей или меловыми растворами.

В случае необходимости (пласт сильно дренирован) в призабойную зону пласта при башмаке заливочных труб на уровне нижних отверстий намывается зернистый материал (коксовая мелочь фракцией 0,5—3,0 мм; кварцевый песок, дробленая скорлупа орехов). Перед закачкой смолы в скважину с низким пластовым давлением в нее опускают шелипсовый пакер, который устанавливают на 10—15 м выше интервала перфорации.

При соляно-кислотной обработке используют 15%-ную HCl в объеме 0,5 м³ на 1 м обрабатываемого интервала, фенолоспирты или смолу ВР-1 (табл. 7.3).

Необходимый объем фенолоспирта (или ВР-1) составляет 80—86% от объема смоляной смеси.

Объем бензосульфокислоты (БСК) 50%-ной концентрации составляет 20% от объема смоляной смеси. БСК рекомендуется растворять в горячей воде (60—80 °С). В качестве жидкости, повышающей адгезию смолы к породе, используют растворы АГМ-3 или АГМ-9, приготовленные путем растворения в 5—10 л продукта в двойном объеме гидролизного спирта и смешанные непосредственно перед закачкой в пласт в 1 м³ горячей воды. Менее эффективным является крепитель «М», разбавленный в соотношении 1:1 с водой. Объем жидкости для повышения адгезии смолы к породе принимается равным объему смолы.

Для промывки труб и оборудования от смолы после окончания процесса обработки используют 5—10%-ный водный раствор каустической соды.

Количество соляной кислоты, необходимое для обработки в зависимости от карбонатности пород, определяют по графику (рис. 7.32). Смоляную смесь готовят непосредственно перед закачкой в пласт путем смешения растворов фенолоспирта (или ВР-1) и водного раствора бензосульфокислоты (БСК).

Для закачки смоляной смеси в скважину применяют насосные агрегаты.

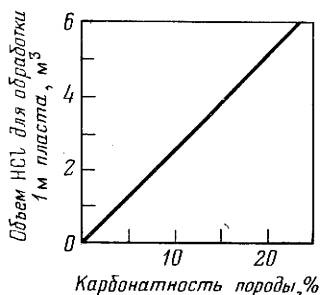


Рис. 7.32. График расхода 15%-ной HCl в пересчете на 1 м толщины обрабатываемого интервала в зависимости от карбонатности пород

Гравийно-намывные фильтры являются наиболее эффективным и универсальным средством предупреждения выноса песка из скважин, вскрывающих слабосцементированные, неустойчивые пласты.

Гравийно-намывными фильтрами оборудуют скважины как с открытой, так и с перекрытой обсадной трубой призабойной зоны.

При оборудовании гравийными фильтрами скважин с открытым забоем и при $\text{grad } p_{\text{пл}} < 1 \text{ МПа}/100 \text{ м}$ работы проводят в следующей последовательности:

- расширяют ствол скважины в интервале пласта-коллектора;
- уточняют с помощью кавернометрии диаметр расширенной части ствола;

- собирают и спускают в скважину на НКТ узел гравийного фильтра;

- промывают скважину в течение 5—6 циклов;

- производят монтаж, обвязку наземного оборудования и намыв гравия в зафильтрованное пространство;

- оценивают качество намытого гравийного фильтра и после спуска эксплуатационного оборудования осваивают скважину.

Призабойную зону пласта расширяют гидравлическим расширителем так, чтобы толщина гравийного массива между фильтром-каркасом и пластом была не менее 60—100 мм. При этом используют такие промывочные жидкости, которые не ухудшают коллекторские свойства пласта. При вскрытии и расширении пласта-коллектора применяют пластовую, минерализованную или техническую воду с добавками ПАВ и загустителей (КМЦ, ПАА и др.); меловые растворы; растворы на нефтяной основе; различные эмульсии. После расширения скважину тщательно промывают.

Количество гравия для создания гравийного фильтра определяют по результатам кавернометрии расширенной части призабойной зоны пласта (при условии заполнения гравием кольцевого пространства между фильтром-каркасом и пластом, а также между надфильтровой трубой, контрольным фильтром и эксплуатационной колонной).

Фракционный состав гравия выбирают в зависимости от гранулометрического анализа кернового материала пласта: рекомендуется применять частицы гравия, равные 5—8 диаметрам частиц, слагающих пласт-коллектор.

Для сортировки гравия по фракциям применяют механические вибрационные сита типа СВ-1, СВС и др. Перед закачкой в скважину отсортированный гравий обрабатывают 15%-ной НСІ.

Призабойный узел гравийного фильтра включает: клапанную систему с башмаком; шток с промывочными трубками; проволочный сварной фильтр-каркас с проволокой трапециевидального сечения (конструкция ВНИИгаза); надфильтровую трубу с центратором; циркуляционную муфту с левой резьбой, внутри которой расположена втулка со срезными шпильками и промывочными отверстиями; контрольный фильтр длиной 0,5—1,0 м.

После спуска призабойного узла скважину промывают в течение 5—6 циклов и по затрубному пространству намывают расчетное количество гравия. Окончание намыва определяют по резкому увеличению давления нагнетания. Излишки гравия вымывают из скважины с помощью циркуляционного клапана, отверстия которого открываются путем сброса шара.

Для намыва гравия в качестве жидкости-носителя используют: техническую воду; растворы солей, КМЦ, ССБ; жидкости на нефтяной основе. Конечное давление закачки не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны и давления гидроразрыва пласта-коллектора.

Качество гравийного массива оценивают по объему фактически намывтого гравия и с помощью гамма-гамма-каротажа (ГГК). В случае неполного заполнения зафильтрового пространства гравием фильтр-каркас извлекают, вымывают гравий и повторяют операции по намыву.

При оборудовании гравийными фильтрами скважин с $grad p_{пл} \geq \text{МПа}/100 \text{ м}$ устье скважины необходимо оборудовать регулируемым штуцером, а также использовать промывочные жидкости с необходимой плотностью.

При намыве гравийных фильтров в скважинах с призабойной зоной, перекрытой перфорированной обсадной трубой, перед спуском призабойного узла скважину шаблонируют. Число отверстий в линейном интервале установки фильтра должно быть не менее 20 отв/м. Фильтр-каркас оборудуют центраторами, устанавливаемыми через 1 м (на соединительных муфтах).

Для закачки гравийной пульпы в скважину используют насосные агрегаты и пескосмесительные машины (рис. 7.33).

Если вскрытие пласта и расширение его призабойной зоны производили с использованием меловых растворов, то после

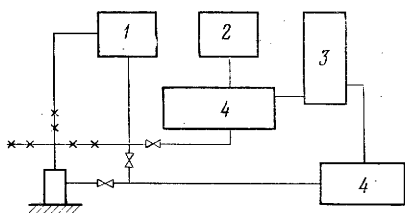


Рис. 7.33. Принципиальная схема обвязки наземного оборудования при намыве гравийных фильтров:

1 — емкость; 2 — емкость для жидкости-носителя гравия; 3 — пескосмеситель; 4 — насосный агрегат

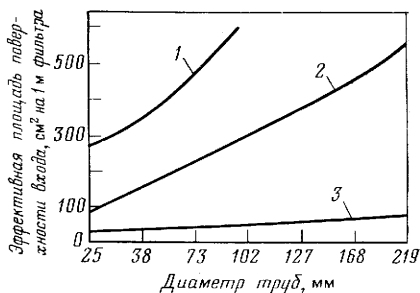


Рис. 7.34. Зависимость эффективной площади поверхности входных кромок фильтров от диаметра труб (отверстия диаметром 0,5 мм):

1 — проволочный фильтр с ребрами жесткости; 2 — желобчатый фильтр; 3 — щелевидный фильтр

намыва гравийного фильтра в скважине следует провести соляно-кислотную обработку.

Увеличение диаметра зерен набивки снижает потери давления в перфорационных каналах. Обычно для гравийной набивки используют песок с размером зерен 0,84—1,67 мм. В случае, когда скважина выносит песок с содержанием мельчайших фракций в количестве 5% и более, для набивки применяют песок с размером зерен 0,42—0,84 мм.

Диаметр (минимальный и максимальный) зерен песка (в мм) определяют по ситовому анализу песка, выносимого из скважины:

$$D_{\min} = 5 \cdot D_{50f}; \quad D_{\max} = 10 \cdot D_{50f}, \quad (7.20)$$

где D_{50f} — 50%-ная фракция песка.

При использовании щелевых или проволочных фильтров диаметр щели определяют по формуле

$$d_{\text{щ}} = D_{\min} + D_{\max}.$$

Проволочные фильтры имеют более высокую пропускную способность, чем хвостовики со щелевидными отверстиями (рис. 7.34).

ГЛАВА 8

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ

В процессе эксплуатации месторождений возникают следующие осложнения: отложения минеральных солей, парафинов, асфальтосмолистых веществ, серы, водопроявление, возможность образования гидратов и коррозия. В зависимости от ин-

тенсивности возникающих осложнений промысловые ремонтные работы, связанные с их предупреждением и ликвидацией, могут существенно увеличивать текущие расходы на эксплуатацию скважин, сборных сетей и промыслового оборудования.

Предупреждение и борьбу с парафином и отложениями асфальтосмолистых веществ ведут следующими методами: механическим удалением парафина со стенок НКТ различными скребками; тепловым воздействием при прокачке горячих жидкостей; химическим воздействием при закачке растворителей и ингибиторов; применением ПАВ; применением лакокрасочных и пластмассовых покрытий.

Для механического удаления парафина применяют скребки различных типов: металлические и пластмассовые, спускаемые в НКТ на штангах или канатной техникой, а также с использованием энергии газожидкостного потока (очистные поршни). Последние используют также для очистки от парафина внутренней поверхности труб промысловых сборных сетей, оборудованных камерами для запуска и приема поршней.

Тепловое воздействие при удалении парафиноотложений из НКТ осуществляют: прогревом труб и забоя скважин водяным паром; промывкой труб и забоя скважин горячей жидкостью, нагреваемой на поверхности (закачка горячего конденсата или горячей легкой нефти); прогревом труб и забоя скважин погружными электронагревателями; получением тепла в результате химических реакций веществ, закачиваемых в скважину.

На отложения парафина воздействуют закачкой растворителей и ингибиторов. Наряду с простыми растворителями (газовый конденсат, легкая нефть, лигроин, керосин) используют специальные растворители и ингибиторы, как отечественные, так и импортные. Сущность химических методов заключается в гидрофилизации поверхности труб.

Ингибитор парафиносмолистых отложений Азолят-7—85%-ный раствор 2-ацилокси-2,2-диокситриэтиламина в керосине.

Ингибитор парафиноотложений СНПХ-7202 — оксиалкилированные алкилфенолы с фосфорсодержащей добавкой в бутылбензольном растворителе (ТУ 39-24-008—82).

СНПХ-7р-2 и СНПХ-7р-3 — растворители для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из призабойной зоны скважин и подземного оборудования. СНПХ-7р-3 является углеводородной композицией на основе пиролиза смолы и бутылбензольной фракции при объемном соотношении 1 : 1.

Толуол — ароматическое соединение циклического ряда углеводородов — растворитель.

Реагент МЛ-72 — композиция биохимически различных анионных и неионогенных ПАВ (ТУ 84-348—73) — используется для интенсификации нефтяных и газоконденсатных скважин

с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, хорошо растворим в пресной, морской и пластовой водах.

Применение ПАВ для борьбы с парафиноотложениями основано на создании защитных гидрофильных пленок на поверхности металла, препятствующих прилипанию кристаллов парафина и образованию плотных смолистых отложений. Перед обработкой раствором ПАВ необходимо тщательно подготовить поверхность металла для образования прочной гидрофильной защитной пленки. Периодичность ввода ПАВ от 6 до 9 мес.

Лакокрасочные и другие покрытия стенок труб позволяют предотвратить отложение парафина в НКТ скважин и трубах промысловых сборных сетей. Используют бакелитовые, бакелитоэпоксидные лаки, полиуретановые смолы, а также плакирование труб пластическими массами.

Предотвращение и удаление осадков минеральных солей в скважинах и промысловых сооружениях представляет серьезную проблему для эксплуатационного персонала. Проблема усугубляется при отложении труднорастворимых солей — сульфатов кальция, бария, стронция; карбонатов кальция, магния, бария, стронция.

Как правило, отложение солей проявляется на поздней стадии разработки месторождений при активном поступлении пластовых вод. Основная причина отложения минеральных солей — разложение растворенных в воде бикарбонатных солей кальция и магния вследствие падения давления или смешение пластовых вод различного состава.

Наличие в составе солей сульфатов кальция, карбонатов кальция и магния осложняет проведение профилактических мероприятий.

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации растворенных в них солей и может быть различной. Известны пластовые воды с содержанием солей 642,8 кг/м³ при плотности 1450 кг/м³. Оценочные расчеты плотности пластовых вод $\rho_{\text{в}}$ при 15,6 °С могут выполняться с учетом содержания растворенных солей в следующих соотношениях:

$\rho_{\text{в}}$, кг/м ³	1000	1020	1040	1060	1080	1100
Содержание солей, мг/л	0	27,5	55,4	83,7	113,2	143,5

$\rho_{\text{в}}$, кг/м ³	1120	1140	1200	1300	1400	1450
Содержание солей, мг/л	175,8	201	288	434	576	642,8

Пересыщение растворов пластовых вод ионами выпадающих в осадок солей ведет к отложению минеральных солей на поверхности оборудования.

Процесс кристаллизации солей во времени описывается экспоненциальным уравнением

$$C_t = C_{\text{нас}} + (C_0 - C_{\text{нас}})e^{-Kt}, \quad (8.1)$$

Таблица 8.1

Константы K_1 и K_2 выпадения гипса в осадок при использовании некоторых химических реагентов

Ингибитор отложен- ный гипса	Константа скоро- сти кристаллиза- ции, 1/мин		Ингибитор отложе- ный гипса	Константа скоро- сти кристаллиза- ции, 1/мин	
	K_1	K_2		K_1	K_2
Раствор без доба- вок	0,00350	0,000718	Гипан	0,00375	0,000667
Гексаметафосфат натрия	0,00089	0,000036	Полиакриламид и гипан	0,00117	0,001120
Полиакриламид	0,00250	0,000125	Поликомплексон	0,00000	0,000000

где C_t — текущая концентрация раствора в момент времени t ; C_0 — концентрация исходного пересыщенного раствора; $C_{нас}$ — концентрация раствора при исчезновении пересыщения (насыщенный раствор); K — константа скорости кристаллизации; t — время.

В процессе предотвращения осаждения минеральных солей химическими реагентами выявлены две константы K_1 и K_2 (уравнение 8.1, табл. 8.1), характеризующие переход метастабильной фазы в стабильную.

Методы борьбы с отложениями минеральных солей обычно подразделяют (рис. 8.1) на методы предупреждения выпадения и удаления солей.

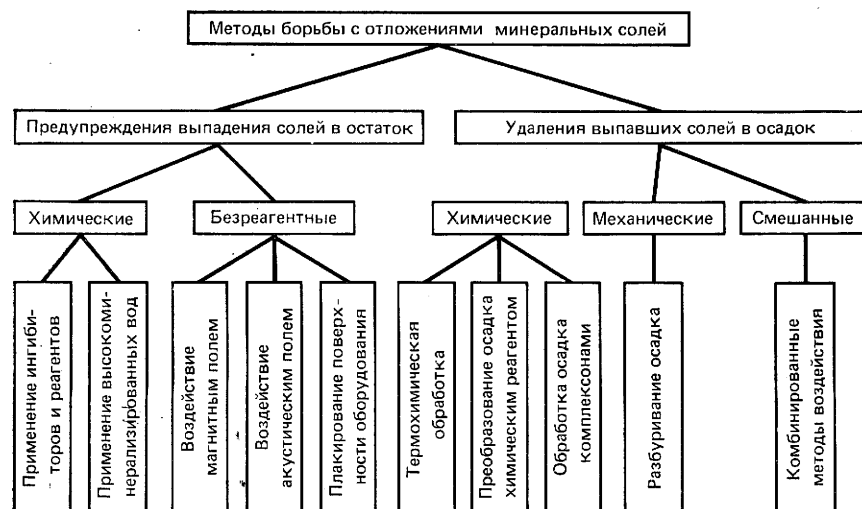


Рис. 8.1. Структурная схема методов борьбы с отложением минеральных солей

Таблица 8.2

Защитные свойства ПАВ ДС-РАС по предотвращению солеотложений гипса из водометанольных растворов с концентрацией солей в растворе до 300 г/л

Концентрация ДС-РАС в растворе, мг/л	Изменение массы пластин, г	Эффективность ингибирования, %	Скорость отложения солей, 10^{-9} г/(мм ² ·ч)
Без ПАВ	0,05540	—	5,77
100	0,03485	37,0	3,63
300	0,02265	59,4	2,36
500	0,02105	62,0	2,79
1000	0,01385	75,1	1,44

Таблица 8.3

Защитные свойства ПАВ ДС-РАС по предотвращению солеотложений гипса из водометанольных растворов с различной концентрацией метанола

Содержание метанола в растворе, %	Концентрация ДС-РАС, мг/л	Изменение массы пластин, г	Эффективность ингибирования, %	Скорость отложения солей, г/(мм ² ·ч)
30	500	0,00665	71,8	0,72
50	500	0,02105	62,0	2,2
70	50	0,04415	41,3	4,6
30	—	0,02360	—	2,6
50	—	0,05540	—	5,8
70	—	0,07515	—	7,8

Методы предупреждения выпадения минеральных солей на поверхности промышленного оборудования подразделяют на химические и безреагентные.

Химические методы предупреждения реализуют, применяя ингибиторы солеотложений и технологию добавки в продукцию скважины высокоминерализованных вод. Ингибиторы солеотложений вводят путем порционной периодической продавки их в призабойную зону скважины или непрерывным дозированием. Высокоминерализованную воду добавляют в продукцию скважины постоянным дозированием для поддержания равновесных концентраций солей, которые могут выпасть в осадок из пластовой воды. Известны многочисленные ингибиторы солеотложений (табл. 8.2 — 8.7), применение которых обеспечивает приемлемые условия эксплуатации промышленного оборудования.

Эффективность ингибирования оценивают сопоставлением концентрации растворов, обработанных и не обработанных ингибитором:

$$Э_{и} = (C_{и} - C_0) / (C_{нач} - C_0), \quad (8.2)$$

где $C_{и}$, C_0 — концентрации осаждающейся соли в растворе с ингибитором и без него; $C_{нач}$ — начальная концентрация соли.

Эффективность ингибирования можно оценивать по приве-

Таблица 8.4

Различные ПАВ и их композиции, влияющие на предотвращение солеотложений из водометанольных растворов (метанол — вода 1 : 1) с концентрацией солей в растворе до 300 г/л

ПАВ	Концентрация ПАВ в растворе, мг/л	Изменение массы пластин, г	Эффективность ингибирования, %	Скорость отложения солей, г/(мм ² ·ч)
Без ПАВ	—	0,05540	—	5,77
ДС-РАС	1000	0,01385	75,0	1,44
НЧК	1000	0,01473	73,4	1,53
Алкилсульфат	1000	0,01675	69,8	1,74
ОП-10	1000	0,02490	55,0	2,60

Таблица 8.5

Эффективность ингибирования ПАВ против накипеобразования при обработке технической воды (рН-7,8; содержание солей 16,5 мг/л; жесткость 1,3)

Концентрация ПАВ, мг/л	Эффективность ингибирования, %				
	ДС-РАС	НЧК	Алкилсульфонол	Сульфонол	ОП-10
50	65	57	62	53	57
100	88	78	84	59	64
150	93	91	93	83	68
250	97	93	94	88	76

су контрольной пластинки, на которой осаждается соль, и при обработке ингибитором и без нее:

$$\mathcal{E}_n = (1 - p_n/p_0), \quad (8.3)$$

где p_n , p_0 — привес на контрольной пластинке минеральных солей с добавлением в раствор ингибитора и без него.

Отмечено, что с ростом содержания метанола в растворе увеличивается скорость осаждения солей.

Высокие защитные свойства по предупреждению отложения сульфатов и карбонатов кальция в среде водометанольных растворов показывают ингибиторы солеотложений ДПФ-1 (1,3-диаминопропанол-2-тетраметиленфосфоновая кислота) и ПАФ-13 (модификация ПАФ-1). Эффективность защитного действия ингибиторов солеотложений возрастает с ростом рН среды (см. табл. 8.7). Рост содержания ионов кальция снижает защитный эффект ингибитора.

Исследование ингибирующей способности различных реагентов позволяет непрерывно расширять номенклатуру ингибиторов солеотложений.

Таблица 8.6

Защитный эффект ингибирования Σ_i растворов солей с содержанием гипса до 7 г/л при использовании различных ингибиторов (расчет эффекта по разности концентраций гипса в растворе)

Ингибитор	Концентрация ингибитора, г/м ³	Σ_i , %, через промежуток времени, ч					
		24	48	96	120	192	240
НТФ	2,5	95,32	93,6	92,19	88,90	38,2	9,88
	5,0	100	100	100	95,5	92,1	88,1
	10,0	100	100	100	100	95,5	95,5
	20,0	100	100	100	100	95,5	95,5
ОЭДФ	2,5	17,1	13,2	9,88	6,58	3,3	3,1
	5,0	23,81	19,3	16,32	9,81	6,62	3,3
	10,0	23,81	19,62	16,45	10,2	6,51	3,3
	20,0	23,81	19,4	16,45	9,88	6,57	3,3
ИОМС	2,5	10,21	10,1	9,88	9,88	3,3	3,3
	5,0	34,05	27,3	23,03	20,3	16,45	13,17
	10,0	98,31	95,5	95,5	92,19	82,31	74,32
	20,0	100	100	100	95,5	92,19	87,55
ПАФ-1	5,0	95,1	93,4	99,6	95,7	85,2	80,3
	10,0	100	100	96,1	93,8	90,1	87,6
	20,0	100	100	100	100	93,6	90,1

Примечание: НТФ — нитрилтриметилфосфоновая кислота; ОЭДФ-1 — оксэтилэтилендифосфоновая кислота и ее соли; ИОМС — поликомплексон с мочевиной; ПАФ-1 — полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота и ее соли.

СНПХ 5301 — малотоксичный химреагент, концентрация 150 мг/л, композиционный состав на основе азотфосфорорганических соединений. В зависимости от условий можно применять при дозированной подаче в скважину или путем периодической закачки в призабойную зону.

ДПФ-1 — ингибитор солеотложений, 20%-ный водный раствор 1,3-диамино-пропанол-2-N,N,N',N'-тетраметилфосфоновой кислоты — $C_7H_{22}N_2O_{13}P_4$.

ПАФ-13А, ПАФ-41 — водный раствор полиаминметилфосфоновых кислот для предотвращения труднорастворимых солей в нефтепромысловом оборудовании в процессах добычи и подготовки нефти.

Жидкость ИСТ-1 (ТУ 6-09-20-3—81) на основе фосфорорганических соединений. Аммонийфосфат ($NH_4H_2PO_4$) в смеси с сульфенолом ($CH_2-16H_4SO_3Na$) является ингибитором солеотложений.

Безреагентные методы предотвращения выпадения в осадок минеральных солей и отложения их на поверхности промыслового оборудования связаны с технологией наложения магнитных и акустических полей в зоне возможного солеотложения. Омагничивание пластовой воды на забое скважин или исполь-

Таблица 8.7

Эффективность ингибиторов солеотложений при изменении рН среды

Ингибитор	Содержание Са ²⁺ , г/л		Реакция среды (рН)	Эффективность ингибитора, %, при дозировке, мг/л					
	исходное	остаточное		5	10	50	100	150	200
ТПФ	1,19	0,78	6,4	100	97,6	100	85,4	80,5	75,6
	1,19	0,82	3,5	0,0	11,6	100	85,7	82,9	—
ГМФ	1,24	0,98	6,4	100	100	88,5	96,2	92,3	100
	1,19	1,02	3,0	6,9	6,9	29,4	94,1	100	—
Гипан	1,21	0,89	6,4	18,8	68,8	100	100	100	100
	1,21	0,91	3,2	57,0	85,7	100	100	100	—
ПАФ-1	1,23	0,85	6,4	100	100	97,4	97,4	100	92,3
	1,28	1,08	1,9	32	21	26	11	15,8	21
НТФ	3,27	1,75	5,7	46,7	93,2	86,4	—	—	—
	3,27	1,94	3,2	10,49	23,77	67,83	—	—	—

зование источников ультразвуковых колебаний позволяет увеличить межремонтный период работы скважин. Использование специальных покрытий на поверхности оборудования (остекление поверхности, нанесение пленок высокомолекулярных органических соединений) также обеспечивает предотвращение осаждения солей.

Магнитный способ предотвращения солей предусматривает установку магнитных устройств непосредственно на забое скважин. С ростом напряженности магнитного поля интенсивность солеотложений снижается. Обычно в борьбе с отложениями солей значение напряженности для вод с минерализацией 150 г/л и рН-8,5 составляет $(4,8 \div 5,6) \cdot 10^5$ А·В/м. В зависимости от состава вод и парамагнитных свойств системы вода — конденсат — газ — соль указанное значение напряженности может изменяться.

При акустическом способе предупреждения солеотложений используют импульсные ультразвуковые генераторы с частотой 22 кГц. Мощность, потребляемая генератором от сети переменного тока, не превышает 30 Вт.

Отмечено, что отложения гипса практически отсутствуют при нанесении на поверхность металла эпоксидных и фторопластовых композиций или плакировании их полиамидными пленками.

Частицы минеральных солей удерживаются на поверхности труб и промышленного оборудования межмолекулярными силами. Применение изолирующих покрытий их ослабляет. В зависимости от природы солей подбирают такое покрытие, чтобы силы межмолекулярного взаимодействия и адгезии оказались

Таблица 8.8

Краевые углы смачивания и электродные потенциалы покрытий и стали

Материал	Краевой угол смачивания, градус, при температуре, °С		Электродный потенциал
	22	50	
Сталь	—	25	0,897
Стекло	48	50	0,997
Органическое стекло	132	103	—
Эпоксидная композиция	54	45	0,937—0,947
То же	104	110	0,957
Фторопластовый лак ЛФЭ-42Х	148	118	0,957
Фторопластовая композиция	—	—	0,987

слабыми, а частицы солей уносились потоком газа. Известно, что наименьшая адгезия отмечается при взаимодействии частиц и поверхности, имеющих разные значения полярности. Сравнительную характеристику полярности можно получить по краевому углу смачивания (табл. 8.8). При большей разности краевых углов смачивания покрытия и стали снижается вероятность отложения минеральных солей на поверхности оборудования. Повышение разности электродных потенциалов покрытия и стали также снижает вероятность отложения минеральных солей.

Несмотря на использование различных методов предотвращения соленаккопчений, с течением времени поверхность оборудования покрывается отложениями минеральных солей. Выпавшие осадки солей удаляют химическими, механическими и смешанными методами.

Химические методы удаления осадков солей связаны с использованием растворителей. Например, удаление отложений гипса осуществляется термохимической обработкой 15%-ной соляной кислотой с добавкой хлористого натрия или хлористого аммония. Применяют также серную и фосфорные кислоты и органические кислоты. Рыхлые осадки гипса удаляют преобразованием осадка в результате реакции его с 10—15%-ной соляной кислотой с добавкой нормальных и кислых солей щелочных металлов (Na_2CO_3 ; Na_2O_3 ; K_2CO_3 ; KHCO_3 гексаметафосфаты натрия) и последующей промывкой водой. Плотные осадки гипса удаляют преобразованием осадка в результате реакции его с 10—15%-ной соляной кислотой с добавкой растворов этилендиаминтетрауксусной кислоты или ее солей и 20—25%-ных растворов гидроокисей щелочных металлов (KOH ; NaOH) и синтетических жирных кислот. Очень плотные осадки гипсов преобразуют при контакте их с комплексами (фосфорорганическими соединениями).

Одним из универсальных растворителей практически нерастворимых в пресной воде минеральных солей является щелочной раствор динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон Б). Растворение минеральных солей при использовании трилона Б основано на образовании растворимых комплексных соединений с катионами кальция, бария и железа. Растворимость возрастает с увеличением доли трилона Б в растворе и температуры. Оптимальный с экономической позиции состав растворителя (при 80 °С): 9,1—23,1 трилона Б, 0,9—9,1 гидроокиси натрия, до 100% воды.

Механические и смешанные методы удаления осадков минеральных солей основаны на применении механических, гидравлических и химических воздействий. Например, осадки минеральных солей из насосно-компрессорных труб удаляют разбуhrиванием солевых пробок. Разбуhrивание можно производить без глушения скважин методом ударного бурения с использованием райберов и райберов-фрезеров и инструмента канатной техники.

Эффективность предотвращения и удаления солеотложений с использованием ингибиторов и растворителей минеральных солей во многом определяется их химической природой и свойствами, технологией и техникой их применения.

Ингибиторы и растворители осадков солей подбирают с учетом того, что реагенты должны обладать:

совместимостью с ингибируемой пластовой водой и конденсатом и хорошей растворимостью в них;

свойствами не вызывать отрицательные побочные эффекты;

свойствами проявлять положительные побочные эффекты;

необходимыми адсорбционно-десорбционными и другими физико-химическими свойствами.

Ингибитор или растворитель минеральных солей можно подавать, например, на забой эксплуатационной скважины способом непрерывного дозирования или посредством задавки порции реагента в пласт.

Во всех случаях расход реагента определяется расходом (дебитом) добываемой воды и рабочей концентрацией реагента в воде. При непрерывном дозировании

$$q_1 = K_{p_1} \frac{C_{рас} b Q}{C_{доз}}, \quad (8.4)$$

где q_1 — расход ингибитора; $C_{рас}$ — расчетная концентрация ингибитора в добываемой воде, обеспечивающая необходимый защитный эффект от осаждения солей; $C_{доз}$ — концентрация ингибитора в дозируемом растворе, нагнетаемом в скважину; b — доля воды в добываемой жидкости; Q — расход (дебит) жидкости (вода, конденсат); $K_{p_1} = (1.0 \div 1.5)$ — коэффициент расхода реагента.

При технологии периодической задавки реагента в пласт количество продавливаемого в пласт ингибитора определяют по формуле

$$q_2 = K_{p_2} \frac{C_{\text{рас}} Q b t}{C_{\text{доз}}}, \quad (8.5)$$

где q_2 — количество продавливаемого в пласт ингибитора, обеспечивающее устойчивую работу скважины без солеотложений в течение времени t ; $C_{\text{рас}}$ — расчетная концентрация ингибитора в добываемой воде, обеспечивающая необходимый защитный эффект от осаждения солей; $C_{\text{доз}}$ — концентрация ингибитора в продавливаемом в пласт растворе ингибитора; Q — расход (дебит) жидкости (вода, конденсат); b — доля воды в добываемой жидкости; $K_{p_2} = (1,5 \div 3,0)$ — коэффициент расхода реагента; t — время эксплуатации скважины между двумя продавками ингибитора в пласт.

В обеих технологиях защитная расчетная концентрация $C_{\text{рас}}$ зависит от эффективности конкретного ингибитора и составляет 0,001—0,01%, или 1—10 мг/л, $C_{\text{доз}} = 1,0 \div 15,0\%$.

Объем продавочной жидкости, обеспечивающий задавку ингибитора в пласт, обычно рассчитывают исходя из полного замещения ингибитора продавочной жидкостью в системе насос — ингибитопровод — манифольд — ствол скважины — призабойная зона пласта радиусом 1,0—2,0 м.

Водопроявления в скважинах и борьба с водой — наиболее распространенные виды промысловых ремонтных работ. Методы борьбы с водопроявлениями подразделяют на методы, уменьшающие поступление пластовых вод в скважину (изоляционные работы; селективное вскрытие пластов; ограничение отборов пластовой продукции, способствующее снижению притока воды), и методы, освобождающие ствол скважины от забойной жидкости (газогидродинамические — увеличение скоростей газа за счет снижения давления или увеличения притока; физико-химические — вспенивание или испарение забойной жидкости; механизированные — газлифт, насосная эксплуатация, плунжерный лифт, диспергаторы, устройства по сбросу забойной жидкости в нижележащие поглощающие горизонты).

Методы, уменьшающие поступление пластовых вод в скважины, снижают добычные возможности скважин по ряду причин. Проведенные изоляционные работы по ограничению притока воды и селективное вскрытие продуктивных горизонтов уменьшают эффективную толщину продуктивных горизонтов и тем самым влияют на падение дебита скважин. Технологическое ограничение отборов продукции не всегда может быть выполнено при плановых отборах газа имеющимся эксплуатационным фондом скважин. Эти факторы послужили основными причинами преимущественного использования в промысловой

практике для борьбы с водой методов, основанных на удалении жидкости с забоя эксплуатационных скважин.

На заключительной стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений энергия потока газа в скважине становится недостаточной для подъема скапливающейся на забое жидкости (пластовая вода, конденсат). Обычно в практике эксплуатации переходят на другой типоразмер лифтовых труб. Используют также для удаления жидкости сифонные трубки (диаметром 25; 32 и 42 мм — трубы в бунтах, спускаемые в колонну лифтовых труб), специальные устройства (диспергаторы, плунжерные лифты) или, наконец, переходят на насосную добычу пластовой жидкости. Может быть начата также специальная газлифтная эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин с дополнительной подачей газа с устья в затрубье эксплуатационных скважин.

Можно применять также пенообразующие поверхностно-активные вещества, способствующие вспениванию пластовой жидкости, которая скапливается на забое. При методе удаления жидкости из скважин за счет добавки ПАВ снижается поверхностное натяжение на границе раздела газ — жидкость, при пенообразовании уменьшается плотность газожидкостной смеси. Эти факторы способствуют подъему жидкости с забоя скважин за счет энергии добываемого газа.

Гидродинамическая основа всех методов удаления жидкости (вода, конденсат) с забоя обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин — механизм движения газожидкостных потоков и механизм движения пенных систем в вертикальной колонне насосно-компрессорных труб. Ранее (см. главу 7) были рассмотрены режимы работы фонтанного и газлифтного подъемников. Формулы для расчета режимов работы газлифтного подъемника могут быть использованы при внедрении технологии газлифтной эксплуатации обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин с таким же успехом, как и для оценки режимов газлифтной эксплуатации нефтяных скважин.

Минимальный дебит по газу, необходимый для непрерывного выноса жидкости с забоя, может быть определен по эмпирической формуле

$$Q = 65 \frac{d^2}{Tz} \sqrt{p}, \quad (8.6)$$

где Q — дебит по газу; d — внутренний диаметр лифтовых труб; T — температура газа; z — коэффициент сжимаемости; p — давление в начале или в конце лифта.

Формула (8.6) применима при содержании жидкости в потоке до 560 л/1000 м³ газа. Физической основой указанной формулы служит реверсная скорость газа, ниже которой наступают противоточное течение газа и жидкости в колонне НКТ, воз-

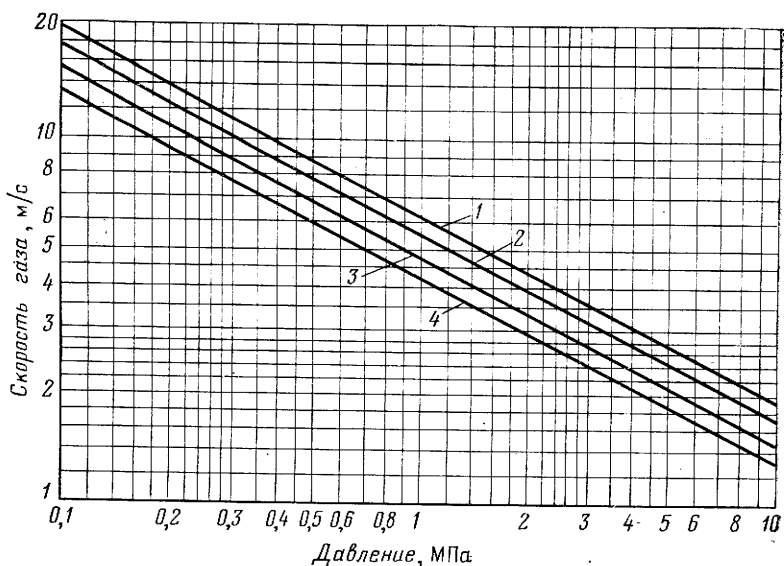


Рис. 8.2. Зависимость минимальной скорости газа, обеспечивающей предотвращение реверса жидкости в скважине, от давления:
 1, 3 — пленочная модель; 2, 4 — капельная модель; 1, 2 — газ — вода; 3, 4 — газ — конденсат

можно зависание жидкости, скопление ее на забое и, как следствие, самоглушение обводняющейся газовой скважины. Экспериментальные исследования реверсных скоростей для газожидкостных и пенных систем позволили уточнить зависимость реверсных скоростей от давления (рис. 8.2).

Используемые ПАВ могут образовывать различной стойкости эмульсии типа «масло в воде» и «вода в масле» при удалении пластовых жидкостей, содержащих газовый конденсат.

Устойчивость эмульсионной пены определяется периодом жизни эмульсии и структурно-механическими свойствами водных растворов ПАВ.

На вспенивание жидкости существенно влияют общая минерализация пластовой воды, ее состав и состав газового конденсата.

Экспериментально установлено, что соли кальция и магния оказывают преобладающее влияние на вспенивание пластовой жидкости.

По содержанию ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} пластовые воды могут быть условно подразделены на три типа:

Тип	I	II	III
Содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} , г/л	<0,1	0,1—1	>1

При высоком содержании ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} (свыше 1 г/л) применение анионоактивных ПАВ для вспенивания пластовых

Таблица 8.9

Рекомендуемые концентрации пенообразователей (г/л)

Пенообразователи	Суммарное содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} в пластовой воде, г/л		
	<0,1	0,1—1	>1
Анионоактивные:			
сульфонол НП-3	2—3	3—5	—
сульфонол АДС	2—3	3—5	—
ДС-РАС (натриевый)	2—4	—	—
сульфонат	2—3	3—5	—
порошок «Прогресс»	2—4	5—7	—
порошок «Авириоль»	2—3	5—7	—
лаурилсульфат	2—3	3—5	—
ДНС-А	2—3	3—5	—
АДСП	2—3	3—5	—
алкилсульфат	2—3	3—5	—
Синтетические моющие средства:			
«Новость»	2—3	5—7	—
«Кристалл»	2—3	5—7	—
«Технический»	2—4	5—7	—
Катионоактивные:			
лаурилпиридинийсульфат	2—3	3—5	3—5
выравниватель А	2—3	3—5	3—5
катапин А	2—4	5—7	5—7
Неионогенные:			
ОП-7	2—3	2—3	3—4
ОП-10	2—3	2—3	3—4
синтанол ДС-10	2—3	2—3	3—4
превоцелл W-OW-100	2—3	2—3	3—5
превоцелл W-OF-100	2—3	2—3	3—4

жидкостей становится неоправданным, так как в результате реакций замещения могут образовываться плохо растворимые соли, удаление которых, в свою очередь, вызывает дополнительные эксплуатационные осложнения.

Рекомендуемые пенообразователи и их концентрации для вспенивания пластовых жидкостей приведены в табл. 8.9 и 8.10.

Пенообразователи для удаления пластовых жидкостей из газовых и газоконденсатных скважин обычно применяют в виде водных растворов. В зимнее время с целью предотвращения замерзания растворы ПАВ могут быть приготовлены на основе антифризов — ингибиторов гидратообразования, применяемых в промышленной практике (табл. 8.11). В приготовленных водных растворах антифризов растворяют пенообразователь (5—30%) и полученный раствор используют для закачки в скважину.

Газовый конденсат в составе пластовых жидкостей — активный гаситель пен при использовании ПАВ, что приводит к об-

Таблица 8.10

Рекомендуемые концентрации пенообразователей (г/л) при удалении воды и газового конденсата метанового и метаноафтенового типа из газоконденсатных скважин

Пенообразователи	Содержание конденсата в пластовой жидкости, %								
	<10			10—25			25—50		
	(Ca ²⁺ +Mg ²⁺), г/л			(Ca ²⁺ +Mg ²⁺), г/л			(Ca ²⁺ +Mg ²⁺), г/л		
	0,1	0,1—1	1	0,1	0,1—1	1	0,1	0,1—1	1
Анионоактивные:									
сульфонол НП-3	3—4	4—5	—	5—7	6—8	—	7—10	—	—
сульфонол АДВ-75	3—4	4—5	—	5—6	6—8	—	6—8	8—10	—
ДС-РАС	3—5	3—5	—	5—7	8—10	—	—	—	—
«Прогресс»	2—3	3—5	5—7	5—7	5—7	6—7	5—7	7—8	—
лаурилсульфат	2—3	2—3	3—4	4—5	4—5	5—7	5—7	6—8	8—10
ДНС-А	2—3	2—3	3—4	3—4	4—5	5—6	5—6	6—8	—
АДСП	2—3	2—3	3—4	3—5	4—6	5—7	4—6	6—8	—
алкилосульфат	2—3	3—5	5—7	5—7	7—8	—	5—7	—	—
окись аминов	2—3	2—3	2—3	3—5	3—5	5—7	5—7	6—8	8—10
неонол В	2—3	2—3	2—3	3—5	3—5	5—7	5—7	6—8	8—10
Неионогенные:									
ОП-7	2—3	2—3	3—4	3—4	4—5	5—6	5—7	5—8	7—8
ОП-10	2—3	2—3	3—4	3—4	4—5	4—5	5—7	5—7	6—8
синтанол ДС-10	2—3	2—3	2—3	3—5	3—5	5—7	5—7	6—8	8—10
превоцелл	2—3	2—3	3—4	5—7	5—7	5—7	6—7	6—7	7—8
W-OW-100									
превоцелл	2—3	2—3	3—4	3—5	6—7	6—7	6—8	6—8	7—8
W-OF-100									
Смеси:									
сульфонол + ОП-7 (в соотношении 3 : 1)	2—3	2—3	2—3	3—4	3—5	4—5	5—6	5—7	7—8
ПО-1 + ОП-7 (в со- отношении 1 : 1)	2—3	2—3	3—4	3—5	3—5	4—5	4—6	5—7	6—8
лаурилсульфат + +превоцелл	2—3	2—3	3—4	3—4	5—6	6—7	6—7	6—8	8—10
W-OF-100 (в соот- ношении 1 : 1)									

Примечания: 1. При наличии метаноароматического конденсата концентрация пенообразователя должна быть увеличена на 25—50% по сравнению с табличными данными.

2. В случае образования стойких эмульсий рекомендуется использовать смеси анионоактивных и неионогенных пенообразователей. При этом расход неионогенных пенообразователей не должен превышать 40—50% от общего расхода ПАВ.

разованию эмульсий. Пенообразующие свойства ПАВ ухудшаются в зависимости от состава конденсата: метановый > метаноафтеновый > метаноароматический > ароматико-метановый. При наличии ароматических компонентов в составе конденсата расчетные концентрации ПАВ для вспенивания пластовых жидкостей должны быть увеличены на 25—50%.

Для предотвращения возникновения стойких эмульсий рекомендуется использовать смеси неионогенных ПАВ с анионо-

Таблица 8.11

Весовая концентрация антифризов (%) в водных растворах ПАВ

Температура замораживания раствора, °С	Метанол	ДЭГ	Хлористый кальций	Температура замораживания раствора, °С	Метанол	ДЭГ	Хлористый кальций
-5	8,0	20	9,4(1,08)	-20	25,5	45	21,9(1,20)
-10	14,7	30	14,7(1,13)	-25	30,0	50	23,8(1,22)
-15	20,6	35	18,9(1,17)	-30	34,0	55	25,7(1,24)

Примечания: 1. В скобках приведена плотность (г/см³) раствора.
2. Метанол и ДЭГ используют для ионогенных и неионогенных ПАВ, хлористый кальций — для неионогенных ПАВ.

активными. При этом расход неионогенных ПАВ не должен превышать 40—50% от общего расхода пенообразователей.

Экспериментально установлено и проверено на практике, что наиболее эффективными реагентами для разрушения эмульсий являются солянокислая соль высшего алифатического амина, выпускаемая отечественной промышленностью под шифром АНП-2, и полиалкиленгликоли, выпускаемые в ФРГ под названием «Диссольван». Добавление поваренной соли и подогрев снижают время разрушения эмульсий (табл. 8.12).

ПАВ, используемые для вспенивания и удаления пластовых жидкостей из скважин, могут быть приготовлены в виде стержней длиной 0,6—0,8 м и диаметром 45—55 мм. Пастообразная масса для приготовления стержней (табл. 8.13) готовится посредством перемешивания порошка ПАВ с технической водой (до 30% от веса порошка). Из полученной пасты формируют стержни, которые выдерживают в течение 24 ч до затвердения.

Жидкие пенообразователи можно вводить в скважины через затрубное пространство периодически или непрерывно. Периодический ввод ПАВ осуществляют цементирующими агрега-

Таблица 8.12

Эффективность применения деэмульгаторов (время, ч) для разрушения стойких эмульсий

Весовой состав деэмульгаторов, % (от разрушаемой эмульсии)	Температура контакта, °С	
	20	50
(0,5÷1) АНП-2	20	10
(0,5÷1) АНП-2 + (5÷70) NaCl	1	—
0,1 АНП-2 + (5÷10) NaCl	—	6
0,5 диссольвана 4411 (ФРГ)	—	0,5

Примечания: 1. АНП-2 — солянокислая соль высшего алифатического амина.
2. Диссольван-4411 — полиалкиленгликоль (ФРГ).

Таблица 8.13

Состав стержней ПАВ (%), применяемых для вспенивания и удаления пластовых жидкостей

Синтетические моющие средства				Неионогенные пенообразователи					КМЦ	Вода
«Кристалл»	Порошок технический	«Лотос»	«Новость»	ОП-10	ОП-4	Презоцелл W-OF-100	Синтанол	Неонол В2010-30		
Газовые и газоконденсатные скважины										
76	—	—	—	—	5	—	—	—	2	17
—	72—78	—	—	—	—	5	—	—	1,5	19—15
—	75	—	—	5	—	—	—	—	2	18
—	78	—	—	—	—	—	5	—	1	16
—	—	80	—	—	—	10	—	—	—	10
—	—	—	76	—	5	—	—	—	2	17
—	—	—	71	—	—	—	—	12	2	15
Газовые скважины										
68	—	—	—	—	—	—	—	—	2	30
—	—	—	68	—	—	—	—	—	2	30
—	68	—	—	—	—	—	—	—	2	30

тами ЦА-100 или ЦА-320, а непрерывный ввод — автоматизированными установками дозированного ввода пенообразователей УДПВ-5, установками ингибиторных УИ-1 или пневмокомплексов «Лотос-1», «Забой-1».

С целью ускорения процессов разрушения пен и эмульсий добытых из скважин пластовых жидкостей в технологическую схему сбора и промысловой подготовки газа должны быть внесены соответствующие дополнения. Необходимо предусмотреть блочные установки дозированного ввода реагентов (пеногасителей, деэмульгаторов). Для этого могут быть использованы установки типа БР-2,5, БР-10, БР-25, блочные установки термохимической деэмульсации и отстоя (типа УДО).

Установка перечисленного оборудования на промысле и подключение его в соответствующих точках существующей технологической схемы сбора и промысловой подготовки газа на завершающей стадии эксплуатации месторождений обеспечат эффективную технологию удаления с использованием ПАВ скапливающейся на забое пластовой жидкости, последующее пеногашение и деэмульсацию жидкостного потока, предотвратят потери конденсата при пенообразовании, предотвратят возможные нежелательные нарушения технологических процессов на головных сооружениях промысла и газоперерабатывающих заводах (вспенивание и повышенный унос с газовым потоком гликолей, аминов и т. п.).

Эффективная технология удаления пластовой жидкости с забоев скважин с использованием ПАВ связана с необходимостью оценки возможных объемов добываемой пластовой жидкости (воды и конденсата).

Для приближенной оценки объемов скапливающейся на забое жидкости можно воспользоваться уравнением (без учета потерь на трение):

$$V = F \frac{10^5 (\rho_{\text{затр}} - \rho_{\text{гол}})}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (8.7)$$

где V — объем скопившейся жидкости, м^3 ; $\rho_{\text{затр}}$, $\rho_{\text{гол}}$ — соответственно давление затрубное и на головке скважины, МПа; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность пластовой жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

При пакерной схеме эксплуатации скважины, когда затрубное пространство изолировано от пластового газа, объем скапливающейся на забое жидкости может быть вычислен по дополнительным потерям давления в скважине, вызванным наличием столба жидкости в скважине. Указанные дополнительные потери давления могут быть найдены из сравнения фактических давлений на устье скважин с расчетными (по индикаторным кривым). При этом дополнительные потери могут быть преобразованы в столб жидкости с использованием уравнения (8.7).

Количество ПАВ, необходимое для удаления пластовой жидкости, рассчитывают по формуле

$$X = \frac{cV}{a}, \quad (8.8)$$

где X — количество ПАВ, кг; c — концентрация ПАВ, необходимая для вспенивания пластовой жидкости, г/л; V — объем скапливающейся на забое жидкости, м^3 ; a — активная масса ПАВ, доли единицы.

Количество растворителя для получения рабочего раствора заданной концентрации

$$V_{\text{р}} = \frac{X}{\rho_{\text{р}}} \left(\frac{a}{n} - 1 \right) \cdot 10^3, \quad (8.9)$$

где $V_{\text{р}}$ — количество растворителя, л; $\rho_{\text{р}}$ — плотность растворителя, $\text{кг}/\text{м}^3$; n — концентрация рабочего раствора, %; a — активная масса ПАВ, %.

При вводе ПАВ в зимних условиях количество антифриза определяют по формуле

$$V_{\text{а}} = V_{\text{п}} \frac{c_{\text{а}} \rho_{\text{р}}}{100 \cdot \rho_{\text{а}}}, \quad (8.10)$$

где $V_{\text{а}}$ — количество антифриза, л; $c_{\text{а}}$ — концентрация антифриза, %; $\rho_{\text{а}}$ — плотность антифриза, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{р}}$ — плотность растворителя, $\text{кг}/\text{м}^3$.

При проведении работ по удалению пластовых жидкостей с забоев газовых и газоконденсатных скважин с использованием ПАВ необходимо иметь в виду токсические и дерматологические свойства ПАВ. Токсичность анионоактивных и неионоактивных ПАВ сравнительно невысока, и летальная доза составляет примерно 2—5 г/кг массы живого организма. Более токсичны катионоактивные ПАВ. Длительное воздействие растворов ПАВ может вызывать разбухание кожи, приводящее к дерматитам.

Необходимо избегать попадания растворов ПАВ на кожу, слизистые оболочки и глаза.

При попадании ПАВ на открытые участки кожи следует обтереть пораженное место тампоном, смоченным 10—40%-ным раствором этилового спирта, после чего обмыть теплой водой с мылом.

При отравлении необходимо обратиться за медицинской помощью.

При раздражении слизистых оболочек и глаз необходимо обильно промыть их водой.

Для предупреждения воздействия ПАВ на окружающую среду добытую пластовую жидкость утилизируют по закрытой схеме сбора жидких продуктов. Пластовые воды с содержанием ПАВ, пеногасителей и деэмульгаторов после отделения от конденсата должны быть закачаны в заранее выбранные для этой цели объекты для их подземного захоронения. Большинство ПАВ являются в различной степени ингибиторами коррозии, так как снижают скорость коррозии промышленного оборудования.

Правила безопасности при работе с метанолом, ДЭГ, и хлористым кальцием, используемыми в качестве антифриз-растворителей ПАВ, аналогичны правилам безопасности при работе с ингибиторами гидратообразования.

Гидраты природных газов — твердые кристаллические соединения углеводородов с водой. Принятые формулы гидратов свидетельствуют, что с увеличением плотности газа растет количество связанной воды. Плотность гидрата в зависимости от относительной плотности газа описывают формулой

$$\bar{\rho}_{\text{гидр}} = 0,873 + 0,063\bar{\rho}_g. \quad (8.11)$$

Условия образования (давление и температура) гидратов при известном составе газа определяются константами равновесия отдельных компонентов:

$$\sum (y_i / K_i) = 1,0, \quad (8.12)$$

где y_i — мольные доли компонентов, входящих в смесь газов; K_i — константы равновесного состояния компонентов в точке гидратообразования.

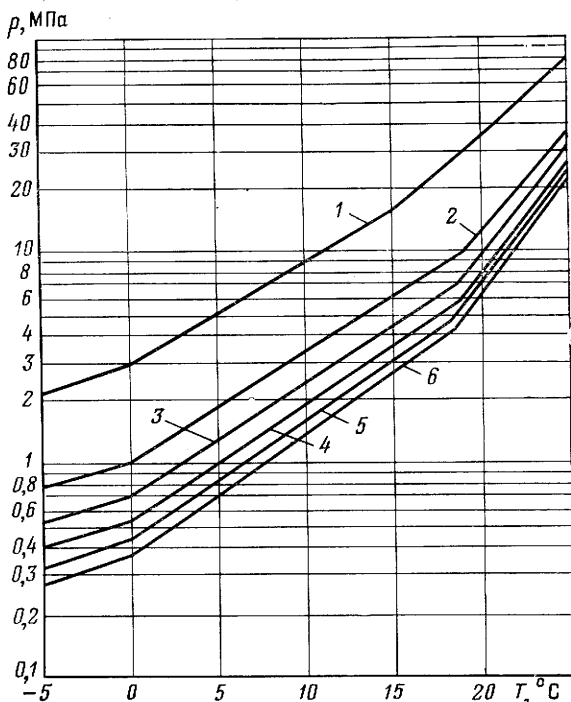


Рис. 8.3. Кривые равновесных параметров гидратообразования природных газов:

1 — метан; 2 — газ с относительной плотностью $\bar{\rho}_r=0,6$; 3 — то же, $\bar{\rho}_r=0,7$; 4 — то же, $\bar{\rho}_r=0,8$; 5 — то же, $\bar{\rho}_r=0,9$; 6 — то же, $\bar{\rho}_r=1,0$

Сероводород и двуокись углерода вследствие лучшей растворимости в воде повышают температуру гидратообразования при постоянном давлении. Такое же явление наблюдается при росте плотности газа (рис. 8.3). Для определения температуры гидратообразования смеси углеводородов при давлениях от 42 до 70 МПа используют выражение

$$T = 2,157\sqrt{C}, \quad (8.13)$$

где 2,157 — размерный коэффициент; C — константа, определяемая из табл. 8.14.

Предупреждение гидратообразования в газовых потоках в скважинах, промысловых сетях и установках подготовки газа связано, исходя из природы гидратов, со снижением давления, повышением температуры или удалением влаги.

Для обеспечения безгидратного транспорта газа от скважин до установок подготовки газа на устье скважин может быть

Таблица 8.14

Константа C в уравнении (8.13)

Давление, МПа	C_{H_4}	$C_{C_2H_6}$	$C_{C_3H_8}$	$C_{C_4H_{10}}$	$C_{C_5H_{12}}$
42	18 933	20 806	28 382	30 696	17 340
49	19 096	20 885	28 709	30 913	17 358
56	19 246	20 932	28 764	30 935	17 491
63	19 367	21 094	29 182	31 109	17 868
70	19 489	21 105	29 200	30 935	17 868

Таблица 8.15

Физико-механические свойства пенополиуретанов для теплоизоляции шлейфов газовых скважин

Показатели	ППУ-9н	ППУ-3н	ПУ-101	ФРП-1
Кажущаяся плотность, $кг/м^3$	50—70	50—60	200	40—60
Предел прочности при сжатии, МПа, не менее	0,2	0,2	0,8	0,05
Предел прочности при статическом изгибе, МПа, не менее	0,4	0,5	—	—
Линейная температурная усадка при $65^\circ C$ за 24 ч, %, не более	1	1	0,3	—
Водопоглощение за 24 ч, $кг/м^2$, не более	0,3	0,2	0,2	По массе 25%
Горючесть	Самозатухающий		Горит	Горит
Коэффициент теплопроводности, $МДж/(м \cdot ч \cdot ^\circ C)$, не более	0,21	0,15	0,11	0,17
Температура размягчения, $^\circ C$, не менее	75	70	150	—

осуществлен подогрев газа или ввод ингибитора гидратообразования.

При подогреве газа в подогревателях, устанавливаемых на устье скважин, целесообразно строить шлейфы скважин от устья до установки подготовки газа с теплоизоляционным покрытием (табл. 8.15). Это позволит избежать излишних затрат на подогрев газа и предотвратить гидратообразование.

Создание вакуумной теплоизоляции, как показывает сравнение коэффициентов теплопроводности перлита, полиуретана и вакуума, может привести практически к исключению потерь тепла при транспортировке газа и жидкости:

Вид изоляции	Перлит	Полиуретан	Вакуум
Коэффициент теплопроводности, $кДж/(ч \cdot м \cdot K)$	0,137	0,075	$5,6 \cdot 10^{-5}$

Таблица 8.16

Техническая характеристика подогревателей газа

Показатели	ПГ-500		ПГА-5	ПГА-10	ПГА-50
	Радиационный змеевик	Конвективный змеевик			
Номинальная теплопроизводительность, кДж/ч	2 100 000	2 100 000	121 800	336 000	840 000
Рабочее давление, МПа	15,0	15,0	1,2—5,5	1,2—5,5	1,2—5,5
Расход подогреваемого газа, тыс. м ³ /ч	4,17	4,17	5	10	50
Перепад температуры подогреваемого газа при номинальном расходе, °С	—	—	15	20	102,5
Температура окружающей среды, °С	—40—55	—40—55	—40—55	—40—55	—40—55
Давление топливного газа, МПа	0,05	0,05	0,01	0,02	0,008
Расход топливного газа (теплотворная способность 35 700 кДж/м ³), м ³ /ч	—	—	4,5	11,0	30,2
Диаметр змеевика, мм	—	—	89	89	89
Поверхность нагрева, м ² :					
радиационная	16,4	—	2,28	3,28	8,33
конвективная	—	22,2	1,78	4,82	23,33
Габариты, мм:					
длина	—	—	2250	2250	2250
ширина	—	—	1580	1580	2040
высота	—	—	1836	1836	2600
Масса, кг	—	—	2550	2550	5900

В табл. 8.16 приведена техническая характеристика подогревателей, используемых для подогрева газа с целью предупреждения гидратообразования.

При возможности образования гидратов на устье или в стволе скважин основным способом предотвращения гидратообразования является подача ингибитора (метанол, водные растворы гликолей, хлористого кальция и т. п.) в поток газа.

Выбор способа предотвращения гидратообразования обосновывается технико-экономическим расчетом.

При расчете требуемого расхода ингибитора гидратообразования обычно полагают, что основная масса ингибитора гидратообразования обеспечивает связывание свободно выделяющейся из газового потока воды (например, разность влажности газа в пластовых условиях и на входе в установку подготовки газа). Часть ингибитора гидратообразования теряется в результате испарения в газовый поток, а часть — в результате растворения в газовом конденсате, причем эти потери увеличиваются при росте содержания кислых компонентов (H_2S и CO_2) в газовом конденсате.

Рассчитанный таким образом расход ингибитора гидратообразования умножают на нормативный коэффициент эксплуатации, включающий возможные потери ингибитора от утечек, разлива и других технологических потерь. Таким образом, расход ингибитора гидратообразования

$$g_{и.г} = \kappa_3 (g_{в} + g_{и} + g_{р}), \quad (8.14)$$

где $g_{в}$ — расход ингибитора гидратообразования на связывание свободно выделяющейся из газового потока воды; $g_{и}$ — расход ингибитора от его испарения в газовый поток; $g_{р}$ — расход ингибитора от его растворения в конденсат; κ_3 — коэффициент эксплуатации ($\kappa_3 = 1,05 \div 1,2$).

Расход ингибитора гидратообразования на связывание свободно выделяющейся из газа воды (в кг/1000 м³ газа) зависит от влажности газа и концентрации ингибитора (регенерированного и отработанного):

$$g_{в} = \frac{(W_1 - W_2)C_2}{C_1 - C_2}, \quad (8.15)$$

где W_1, W_2 — влагосодержание газа соответственно до и после ввода ингибитора гидратообразования (например, влагосодержание в пластовых условиях и на входе в установку подготовки газа), определяемое по графику влажности газа при заданных давлениях и температурах, кг/1000 м³ газа; C_1, C_2 — массовая концентрация соответственно регенерированного (вводимого) и отработанного ингибитора гидратообразования, %.

Концентрация C_2 отработанного ингибитора гидратообразования зависит от требуемой депрессии ΔT температуры гидратообразования и физических свойств ингибитора гидратообразования:

$$C_2 = \frac{M\Delta T}{M\Delta T + K} 100; \quad (8.16)$$

$$\Delta T = \frac{KC_2}{M(100 - K)}, \quad (8.17)$$

где C_2 — концентрация отработанного ингибитора гидратообразования, %; M — молекулярная масса ингибитора; K — константа ингибиторов гидратообразования:

Ингибитор . . .	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль
M	32	62	106
K	1295	1220	2430

Присутствие минеральных солей в воде, поступающей с газом, снижает удельный расход ингибитора гидратообразования на связывание жидкой части воды ($W_1 - W_2$) в газовом потоке.

Расход ингибитора гидратообразования, связанный с потерями от испарения в поток обрабатываемого газа, зависит от летучести ингибитора. Так, для метанола этот расход (в кг/1000 м³) может быть найден по формуле

$$g_{и} = 0,001C_2a, \quad (8.18)$$

где C_2 — массовая концентрация отработанного метанола, %; a — отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости, г/1000 м³ газа на каждый 1% метанола в жидкости (рис. 8.4).

Расход g_p ингибитора гидратообразования, связанный с потерями его от растворения в газовом конденсате, возрастает с повышением содержания газового конденсата в газовом потоке и увеличением кислых компонентов (H₂S и CO₂), растворенных в газовом конденсате.

Применение метанола для борьбы с гидратообразованием ограничивается его токсичными свойствами, а также значительными потерями от испарения в газ и растворения в конденсате. Допускается использование метанола на месторождениях в северных климатических условиях с последующим улавливанием, регенерацией и повторным применением. Использование хлористого кальция в качестве ингибитора гидратообразования ограничивается необходимостью проведения мероприятий, направленных на снижение его коррозионной активности (обескислороживание раствора хлористого кальция, нейтрализация примесей и т. п.). Применение гликолей в качестве ингибиторов гидратообразования ограничивается их высокой стоимостью. Например, использование 70—80% ДЭГ на установке низкотемпературной сепарации ограничивается по экономическим соображениям его потерями до 60 г/1000 м³ обрабатываемого газа.

Борьба с отложениями серы имеет место на промыслах при добыче сероводородсодержащих газов, залегающих в пластовых условиях при высоких давлениях. Отложения элементарной серы в подземном и устьевом скважинном оборудовании, и особенно в призабойной зоне пласта, вызывают значительные осложнения. Источником серы являются сероводород и элементарная сера, находящаяся в

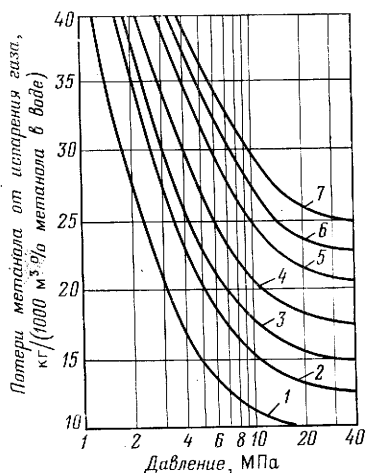


Рис. 8.4. Зависимость потерь метанола от испарения в газ от давления при температуре в °C:

1 — 0; 2 — 5; 3 — 7; 4 — 10; 5 — 13; 6 — 15; 7 — 18

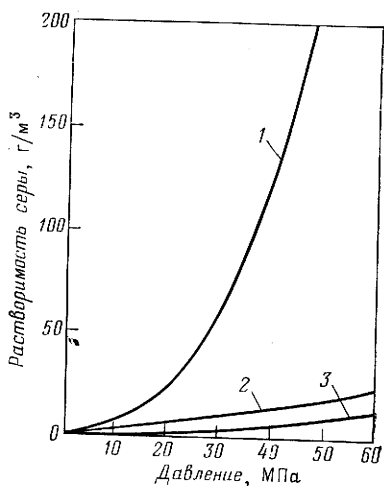


Рис. 8.5. Зависимость растворимости серы от давления в сероводороде (1), двуокиси углерода (2), метане (3)

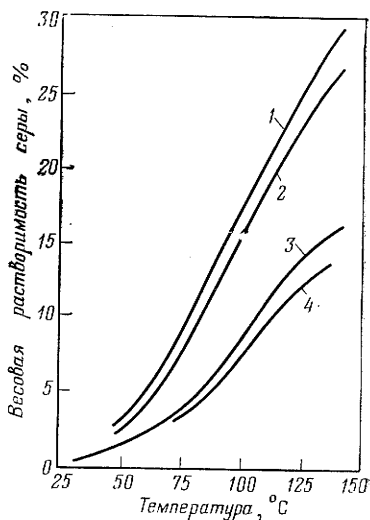


Рис. 8.6. Весовая растворимость серы в зависимости от температуры: 1 — природный газ ($p=30$ МПа, H_2S — 6,5%, CO_2 — 19,5%); 2 — минеральное масло ($\mu=3+4$ МПа·с, $p=20$ МПа); 3 — минеральное масло ($\mu=3+4$ МПа·с, $p=0,1$ МПа); 4 — азот ($p=28$ МПа)

пласте в свободном состоянии. При высоких давлениях и температурах и в присутствии пирита может происходить реакция сероводорода с образованием элементарной серы. Содержание элементарной серы в сернистом газе колеблется в широких пределах — от 0,2 до 2 г/м³. Сернистый газ, содержащий сероводород, является хорошим переносчиком элементарной серы, так как сероводород хорошо растворяет серу (рис. 8.5 и 8.6). При снижении давления растворенная в сероводороде сера может откладываться на внутренней поверхности скважинного оборудования и сборных сетей. Большие перепады давления в призабойной зоне пласта и в стволе эксплуатационных скважин усугубляют процесс отложения осадка элементарной серы.

Основной метод борьбы с отложениями серы в скважинах заключается в ингибировании скважин. В качестве ингибиторов используют физические и химические растворители серы. Физические растворители обладают небольшой растворяющей способностью по отношению к сере. Так, алифатические углеводороды имеют при 20 °С равновесное насыщение при содержании в них серы до 0,28%, тиоэфиры — 1,5%, ароматические углеводороды — 1,7%, а сероуглероды — до 30%. Химические растворители хорошо растворяют серу. Аминовые растворители

обладают равновесным насыщением при содержании в них серы до 25%, а диалкилсульфидные смеси — до 60%.

Для борьбы с отложениями серы в скважинном оборудовании применяют технологию непрерывной дозированной подачи ингибитора сероотложений на забой скважины. Для обеспечения возможности подачи ингибитора сероотложений на забой скважины наиболее целесообразной конструкцией скважины является схема, предусматривающая спуск двух концентрически расположенных лифтовых колонн, кольцевое пространство между которыми используется для дозированной подачи ингибитора. Насыщенный серой ингибитор на выходе из скважины может быть регенерирован. Так, регенерация этиламина может осуществляться при 150°C, а легкое минеральное масло обрабатывают гидросульфидом натрия. Для предотвращения образования стойких эмульсий и возможных коррозионных эффектов вводят деэмульгаторы и ингибиторы коррозии.

Коррозия трубопроводов и оборудования газовых промыслов в процессе эксплуатации подвергается разрушению как снаружи (воздействие почвенного электролита), так и внутри (воздействие влаги, сероводорода, двуокиси углерода, солей).

Коррозия проявляется в самопроизвольном взаимодействии металлов с окружающей средой, в результате чего металлы из термодинамически неустойчивого состояния переходят в более устойчивое окисленное (ионное) состояние.

Под коррозией металлов понимают их разрушение под влиянием химического или электрохимического воздействия среды.

Под химической коррозией понимают процесс взаимодействия металла с коррозионно-агрессивными компонентами среды и эксплуатационными материалами и реагентами, приводящий к разрушению металла, но не сопровождающийся возникновением в металле электрического тока. В этом случае принято говорить о коррозионных свойствах среды. Для предотвращения этого вида коррозии в рабочие среды, как правило, вводят присадки.

Под электрохимической коррозией понимают процессы, развивающиеся на поверхности металла в присутствии электролита (воды, растворенных в воде кислот и солей) и связанные с протеканием в металле электрического тока. В этом случае принято говорить о защитных свойствах покрытий, присадок, ингибиторов. Для предотвращения такого вида коррозии, как правило, вводят ингибиторы коррозии в поток среды.

Коррозионная стойкость металлов и сплавов оценивается в соответствии с ГОСТ 5274—80, согласно которому скорость коррозии измеряется в г/(м²·ч) и мм/год. Металлы, корродирующие со скоростью более 10 мм/год, относятся к группе нестойких.

Активные газовые среды, обводненные и содержащие ПАВ, органические продукты и электролиты, усиливают износ оборудования за счет химической и электрохимической коррозии. Причины, вызывающие внутреннюю коррозию металла промышленного оборудования, довольно разнообразны. Это агрессивные компоненты (H_2S , CO_2 , органические кислоты), высокие температуры, давления и скорости перемещения сред.

Наряду с основными видами коррозии наблюдается биокоррозия металлических поверхностей.

Для торможения коррозионного электрохимического процесса необходимо влиять или на металл, или на среду. Эффективны методы, основанные на изменении потенциала защищаемого металла. Различают анодную и катодную поляризацию (т. е. изменение потенциала металла под воздействием внешних источников). Анодная поляризация — смещение потенциала анода к положительному полюсу за счет того, что переход ионов Me^{2+} в раствор отстает от процесса отвода электронов во внешнюю цепь, в результате чего на аноде скапливается избыток положительных зарядов. В присутствии химических окислителей на металле образуются окисные пленки, пассивные в отсутствие активных ионов, — анодная пассивация металла за счет применения водорастворимых ингибиторов (нитрит натрия, нитритдициклогексиламин, триэтаноламинитрит и др.).

Катодная поляризация — смещение потенциала катода к отрицательному полюсу вследствие того, что поступающие на катод добавочные электроны не успевают соединиться с деполяризатором. Поляризация тормозит, а деполяризация усиливает процессы электрохимической коррозии. Образование на поверхности металла хемосорбционных и адсорбционных пленок ингибиторов коррозии и ПАВ или создание около поверхности металла повышенной концентрации ПАВ препятствует отводу ионов металла, увеличивает анодную поляризацию и тормозит коррозию. Пленки ингибиторов коррозии влияют в основном на анодный процесс, сдвигая анодный потенциал в сторону положительных значений.

Трубопроводы в процессе эксплуатации подвергаются процессу коррозии как снаружи (воздействие почвенного электролита), так и внутри (воздействие влаги, сероводорода, двуокиси углерода, солей).

От внутренней коррозии трубы защищают в основном осушкой газа и ингибированием.

Для защиты труб от коррозии агрессивными газами (сероводород, углекислый газ) используют термообработанные углеродистые, низколегированные и высоколегированные стали. Полагают, что применение внутритрубных пластиковых покрытий не полностью защищает трубы от коррозии агрессивными

газами. Трещины и другие дефекты в покрытии могут вызывать усиленную коррозию и растрескивание металла труб в дефектных участках стенок труб.

Для ингибирования скважин с использованием ингибиторов коррозии в основном используют затрубное пространство, через которое и через ингибиторный или циркуляционный клапан осуществляют дозированную подачу ингибитора внутрь НКТ в поток газожидкостной продукции скважин. Осуществляют также порционную задавку ингибитора на забой скважины через НКТ.

Для предотвращения коррозии агрессивными газами промысловых трубопроводов ингибиторную пленку наносят на внутреннюю поверхность трубопроводов путем их поршневания или осуществляют дозированную подачу ингибиторов коррозии на устье скважин и в шлейф. Диаметр трубопроводов при сборе высокосернистых газов должен выбираться исходя из скорости движения потока при давлении $p=80-16,0$ МПа, равной $v=8\div 3$ м/с. Расчетное рабочее давление в трубопроводах должно учитывать необходимый запас прочности и припуск толщины стенки на коррозию 2—3 мм.

От наружной коррозии трубы заглубленных трубопроводов предохраняют пассивной (защитное противокоррозионное изоляционное покрытие наружной поверхности трубы) и активной защитой (катодная и протекторная защита трубы).

Эффективность пассивной защиты от коррозии обеспечивается сплошностью изоляционного покрытия, водонепроницаемостью, хорошей адгезией к металлу, химической стойкостью и высоким омическим сопротивлением. При этом стоимость покрытий должна обеспечивать экономическую эффективность системе сбора газа и газового конденсата. Для пассивной защиты используют изоляционные покрытия на основе битумных мастик, оберточных нетканых материалов, полимерных липких лент и эпоксидных покрытий.

Катодную защиту применяют для предотвращения разрушения труб от почвенной (электрохимической) коррозии. При катодной защите отрицательный полюс внешнего источника тока подключают к подземному трубопроводу, а положительный — к анодному заземлению (табл. 8.17).

При наличии анаэробной биокоррозии защитный потенциал должен составлять 0,95 В, максимальные потенциалы — $-0,8\div -1,38$ В.

Для катодной защиты применяют анодные заземлители ЗЖК-12-КА и ЗЖК-41г-КА из железокремнистых чугунов, запрессованных в коксовую мелочь.

Для грунтов повышенной влажности используют анодные заземлители типа АКЦ из стального сердечника и коксового наполнителя на цементном связующем с добавкой 5% нитрата

Таблица 8.17

Минимальный защитный потенциал (В) между трубопроводом и грунтом

Металл	Электрод сравнения		Среда
	водородный	медно-сульфатный	
Сталь	-0,55	-0,85	Любая
Свинец	-0,20	-0,50	Кислая
»	-0,42	-0,72	Щелочная
Алюминий	-0,55	-0,85	Любая

натрия. Станции катодной защиты устанавливают с интервалом 20—40 км в зависимости от коррозионной активности грунтов.

В грунтах с удельным омическим сопротивлением до 50 Ом·м допускается применение протекторной защиты. В качестве гальванических анодов-заземлителей используют аноды (протекторы) из магниевых сплавов повышенной и высокой чистоты.

Защита трубопроводов от блуждающих токов осуществляется применением электродренажных поляризованных установок.

ГЛАВА 9

ПРОМЫСЛОВАЯ СЕПАРАЦИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Продукция газовых и газоконденсатных месторождений поступает на устье скважин, в шлейфы и сепарационные установки частями в виде жидкости. Причина заключается в изменении давления и температуры добываемой продукции на пути следования пласт — скважина — сепарационная установка.

Определение количества и состава газового и жидкостного потоков добываемой продукции газовых и газоконденсатных скважин — одна из важнейших задач для промысловых служб.

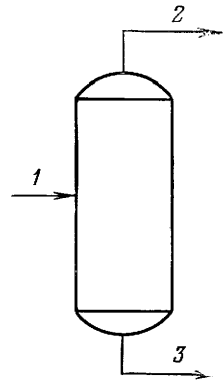
В основе расчетов промысловой сепарации природного газа лежат физические процессы, характеризующие фазовое состояние и поведение исследуемых потоков.

Принципы расчетов сепарации двухфазной системы рассмотрим на схеме обычной промысловой сепарации (рис. 9.1).

Допускаем, что рассматриваемая двухфазная система, поступающая из скважин в промысловый сепаратор, будет находиться в нем в стабильном состоянии, т. е. в любой точке системы температура, давление и состав постоянны. Иными словами, принимаем, что для газовой и жидкостной фаз наступает термодинамическое равновесие (температура, давление жидкостной и газовой фаз одинаковы, составы каждой из фаз не изменяются).

Рис. 9.1. Схема обычной промышленной сепарации:

1 — сырье (F, z_i); 2 — газ (V, y_i); 3 — жидкость (α, x_i)



Согласно расчетной схеме, F, V и α — молярные доли соответственно продукции скважины, поступающей в промышленный сепаратор, газа и жидкости, выходящих из сепаратора. Для многокомпонентной смеси y_i, x_i, z_i — молярные доли i -го компонента соответственно в газе и жидкости, выходящей из сепаратора, и в поступающей в сепаратор продукции скважины. Для расчетов важнейшее условие — знание общего состава смеси.

Материальный баланс всех потоков, входящих и выходящих из промышленного сепаратора, определяется выражением

$$F = V + \alpha. \quad (9.1)$$

Для любого i -го компонента потоков уравнение (9.1) может быть представлено в виде

$$z_i F = y_i V + x_i \alpha. \quad (9.2)$$

Для упрощения расчеты обычно производят для 1 моля поступающей в сепаратор продукции, т. е. для $F = 1$:

$$z_i = y_i V + x_i \alpha. \quad (9.3)$$

Учитывая принятое допущение о термодинамической равновесности рассматриваемой в промышленном сепараторе системы, состояние которой может быть определено выражениями для константы равновесия: $k = y/x$; $y = kx$; $x = y/k$, имеем:

$$z_i = k_i x_i V + x_i \alpha = x_i (k_i V + \alpha) = x_i V (k_i + \alpha/V); \quad (9.4)$$

$$V x_i = \frac{z_i}{k_i + (\alpha/V)}; \quad (9.5)$$

$$V y_i = \frac{z_i}{1 + (1/k_i)(\alpha/V)}. \quad (9.6)$$

Поскольку наиболее часто расчет ведут на 1 моль сепарируемой продукции, т. е. для $F = 1 = \alpha + V$, то, разделив правую и левую части этого выражения на V , получим

$$\begin{aligned} (1/V) &= (\alpha/V) + 1; \\ V &= 1/[1 + (\alpha/V)]; \\ \alpha &= 1/[1 + (V/\alpha)]. \end{aligned} \quad (9.7)$$

Учитывая, что сумма всех молярных долей в любом потоке (см. рис. 9.1) должна быть равна единице, т. е. должно быть соблюдено условие $\sum z_i = 1$, $\sum y_i = 1$, $\sum x_i = 1$, получаем молярную долю газовой фазы, выходящей из сепаратора, в виде

$$V = V \sum y_i = \sum \frac{z_i}{1 + (1/k_i)(\alpha/V)}. \quad (9.8)$$

Аналогично можно рассчитать молярную долю жидкостной фазы, выходящей из сепаратора:

$$\alpha = \alpha \sum x_i = \sum \frac{z_i}{k_i(V/\alpha) + 1}. \quad (9.9)$$

Задаваясь значениями (α/V) или (V/α) и решая методом последовательных приближений уравнения (9.8) и (9.9), с учетом уравнений (9.7), можно определить молярные доли газового V и жидкостного α потоков, выходящих из сепаратора, при известном составе продукции газовой или газоконденсатной скважины, поступающей на сепарацию в промысловый сепаратор.

Уравнение (9.8) рекомендуется применять в том случае, когда соотношение пар — жидкость $V/\alpha < 1$, например для дегазации конденсата, уравнение (9.9) — когда соотношение пар — жидкость $V/\alpha > 1$, например для сепарации газа от конденсирующихся углеводородов. Объясняется это тем, что точность расчетов будет больше в тех случаях, когда α или V приближается к предельным значениям, равным 0 или 1.

Процедура расчетов заключается в следующем:

- 1) определяют константы равновесия k_i i -х компонентов при давлении и температуре сепарации;
- 2) задаются численными значениями V , α , V/α или α/V ;
- 3) решают уравнения однократного испарения или конденсации (9.8), (9.9) или подобные им;
- 4) если рассчитанные значения V , α , V/α или α/V равны или близки к тем значениям, которые задавались, то расчет считают законченным;
- 5) в противном случае расчет повторяют вновь, задаваясь новыми численными значениями V , α , V/α или α/V , до получения приемлемых результатов.

Уравнения (9.8) и (9.9) — два из множества возможных алгебраических комбинаций методов, основанных на том, что $\sum z = \sum y = \sum x = 1$. Для расчета процессов сепарации природных газов удобно пользоваться (задаются значениями только V или только α) следующими выражениями для $\sum y_i$ и $\sum x_i$:

$$\sum y_i = \sum \frac{z_i k_i}{1 + (k_i - 1)\alpha} = 1; \quad (9.10)$$

$$\sum x_i = \sum \frac{z_i}{k_i - (k_i - 1)\alpha} = 1; \quad (9.11)$$

$$\sum (y_i - x_i) = \sum \frac{z_i(k_i - 1)}{1 + (k_i - 1)\alpha} = 0. \quad (9.12)$$

V и α рассчитывают методом последовательных приближений.

Точку росы определяют как полностью паровую систему, содержащую только одну неопределенно малую каплю жидкости. Для условий ($\alpha=0$) состав паров V эквивалентен составу исходной системы F , т. е. должно выполняться условие

$$\sum x_i = 1 = \sum (y_i/k_i) = \sum (z_i/k_i). \quad (9.13)$$

Для исследуемой системы, состав которой известен, расчет точки росы сводится к следующему:

1) задаются температурой для известного давления или давлением для известной температуры;

2) определяют константы равновесия k_i i -х компонентов при известных или принятых давлении и температуре;

3) вычисляют $\sum (z_i/k_i)$; если вычисленное значение $\sum (z_i/k_i) = 1$, то заданные для расчета параметры (температура и давление) соответствуют параметрам точки росы исследуемой системы;

4) в противном случае расчет повторяют, задаваясь новыми значениями параметров до тех пор, пока $\sum (z_i/k_i)$ не будет равна единице или очень близка к ней.

Расчет точки росы исследуемой системы иллюстрируется на примере определения температуры точки росы при давлении 4 МПа для смеси углеводородов, состав которой задан (табл. 9.1). Следует отметить, что самый тяжелый компонент

Таблица 9.1

Результаты расчета температуры точки росы смеси углеводородов при давлении 4 МПа и температуре 144 °С

Компонентный состав	z_i	k	z_i/k	Компонентный состав	z_i	k	z_i/k
CO ₂	1,25	4,45	0,281	nC ₄	9,84	0,86	11,24
H ₂ S	0,50	2,58	0,194	iC ₅	2,63	0,61	4,28
C ₁	21,36	6,69	3,19	nC ₅	4,01	0,53	7,55
C ₂	36,78	2,96	12,44	C ₆	3,90	0,30	12,92
C ₃	10,21	1,61	6,34	C ₇₊	3,14	0,089	35,29
iC ₄	6,38	1,02	6,28				

смеси оказывает самое большое влияние на $\sum (z_i/k_i)$. Поэтому для повышения точности расчетов точки росы очень важно правильно определить молярную долю самого тяжелого компонента исследуемой смеси. Другим важным фактором, влияющим на точность расчетов точки росы, является выбор значения

константы равновесия самого тяжелого компонента исследуемой системы.

Методом последовательных приближений в зависимости от назначаемой температуры находим, например графически, значение $\Sigma(z_i/k_i) - 100 = 0$. Таким образом, температура точки росы составляет 144 °С.

Точку кипения определяют как полностью жидкостную систему, содержащую неопределенно малый объем паров. Количество паров ($V=0$) принимается таким, при котором состав жидкости соответствует составу исходной системы F , т. е. должно выполняться условие

$$\Sigma y_i = 1 = \Sigma (x_i k_i) = \Sigma (z_i k_i). \quad (9.14)$$

Для исследуемой системы, состав которой известен, расчет точки кипения рассчитывают следующим образом:

1) задаются температурой для известного давления или давлением для известной температуры;

2) определяют константы равновесия k_i i -х компонентов при известных или принятых давлении и температуре;

3) вычисляют $\Sigma(z_i k_i)$;

4) если расчетное значение $\Sigma(z_i k_i) = 1$, то заданные для расчета параметры (температура и давление) соответствуют параметрам точки кипения исследуемой системы;

5) в противном случае расчет повторяют, задаваясь новыми значениями параметров до тех пор, пока $\Sigma(z_i/k_i)$ не будет равна единице или очень близка к ней.

Следует подчеркнуть, что самый легкий компонент системы — метан — оказывает самое большое влияние на результаты расчета, т. е. на величину $\Sigma(z_i k_i)$. Поэтому для повышения точности расчетов точки кипения важное значение имеет правильное определение молярной доли самого легкого компонента в исходной смеси. Другой важный фактор, влияющий на точность расчетов точки кипения, — выбор значений констант равновесия компонентов, отличных от метана, для принятого или заданного давления схождения.

Если при принятых значениях рассчитанное значение $\Sigma(z_i k_i)$ отличается от единицы и расчет следует повторить, то значение константы равновесия для метана принимают таким, для которого $\Sigma(z_i k_i) \neq 1$. Для других компонентов делают новое допущение о давлении схождения и определяют соответствующие новому значению давления схождения константы равновесия компонентов тяжелее метана. Далее повторяют расчет и находят новое значение $\Sigma(z_i k_i)$. Если и в этом случае получен неудовлетворительный результат, т. е. $\Sigma(z_i k_i) \neq 1$, то можно построить график по результатам двух расчетов. Прямая, проведенная через две точки с достаточной для практики степенью

Таблица 9.2

Результаты расчета температуры точки кипения смеси углеводородов при давлении 4 МПа и температуре -30°C

Компонентный состав	z_i	k_i	z_i/k_i	Компонентный состав	z_i	k_i	$z_i k_i$
CO ₂	1,25	1,25	1,56	nC ₄	9,84	0,026	0,26
H ₂	0,50	0,29	0,15	iC ₅	2,63	0,009	0,024
C ₁	21,36	3,80	81,17	nC ₅	4,01	0,007	0,028
C ₂	36,78	0,41	15,08	C ₆	3,90	0,0018	0,007
C ₃	10,21	0,10	1,021	C ₇₊	3,14	0,0002	0,00063
iC ₄	6,38	0,039	0,25				

точности, может дать ответ о параметрах искомой точки кипения.

Для рассмотренного примера (табл. 9.2) температура точки росы составляет -30°C .

Определение параметров точек росы и точек кипения добываемой и сепарируемой продукции газовых и газоконденсатных скважин очень важно для эффективной эксплуатации объектов добычи газа и извлечения конденсата.

Точкой росы контролируется качество отсепарированного товарного газа, а точкой кипения — качество дегазируемого или стабилизируемого конденсата.

Иногда возникает необходимость установить, с каким потоком предстоит осуществить операции по сепарации: с двухфазным, газовым или жидкостным. Выполнение расчетов по определению $\Sigma(z_i k_i)$ и $\Sigma(z_i/k_i)$ исследуемого потока позволяет получить вполне определенный ответ.

Если $\Sigma(z_i k_i)$ и $\Sigma(z_i/k_i)$ больше единицы, то имеем двухфазную систему.

Если $\Sigma(z_i k_i) < 1$, то система представляет собой только жидкость.

Если $\Sigma(z_i/k_i) < 1$, то система представляет собой только газ.

Исходные данные для расчетов процессов сепарации обычно приводят в молярных долях или процентах. Чтобы узнать массовое или объемное содержание компонентов в смеси, необходимо выполнить определенные расчеты. Для оценки процессов сепарации важно также знать количественные соотношения, характеризующие состояние компонентов при их переходе из газовой в жидкостную фазу. Расчет количественных соотношений (табл. 9.3) выполняют с использованием следующих выражений для идеального газа:

$$V_1 = \rho V_m d_r / M; \quad (9.15)$$

$$V_2 = M / \rho d_r; \quad (9.16)$$

$$n = \rho d_r / M = 1 / V_2; \quad (9.17)$$

Таблица 9.3

Некоторые свойства парафиновых углеводородов природного газа

Компо- ненты	M , кг/моль	$t_{\text{кип}}$, °C	d_{Γ} , кг/л	V_1 , м ³ /л	V_2 , л/моль	n	C
C_1	16,04	-161,7	0,3	0,442	53,4	0,0187	0,0226
C_2	30,07	-88,6	0,374	0,294	80,5	0,0124	0,0340
C_3	44,09	-42,1	0,509	0,272	87,0	0,0115	0,0368
iC_4	58,12	-11,7	0,563	0,229	107,0	0,0093	0,0437
nC_4	58,12	-0,5	0,584	0,237	99,7	0,0102	0,0422
iC_5	72,15	27,9	0,625	0,205	115,3	0,0091	0,0490
nC_5	72,15	36,1	0,631	0,207	114,1	0,0092	0,0485
C_6	86,17	68,8	0,664	0,182	130,0	0,0077	0,0543
C_7	100,20	98,4	0,688	0,163	150,0	0,0067	0,0617
C_8	114,22	125,6	0,707	0,146	162,0	0,0062	0,0684
C_9	128,25	156,3	0,722	0,133	177,6	0,0056	0,0752
C_{10}	142,28	174,0	0,734	0,122	193,8	0,0052	0,0820

$$C = \frac{M}{100V_M d_{\Gamma}} = \frac{\rho}{100V_1}, \quad (9.18)$$

где V_1 — объем паров при $t=15,6^\circ\text{C}$ и $p=0,1$ МПа, образующихся при испарении 1 л сжиженного газа, м³/л; ρ — плотность воды при $t=15,6^\circ\text{C}$ и $p=0,1$ МПа, кг/л; V_M — объем 1 моля газа при $t=15,6^\circ\text{C}$ и $p=0,1$ МПа, м³/моль; d_{Γ} — относительная (по воде) плотность ожидаемой фазы при $t_{\text{кип}}$ и $p=0,1$ МПа; M — молярная масса, кг/моль; n — число молей, содержащихся в 1 л сжиженного газа; V_2 — объем 1 моля сжиженного газа, л/моль; C — коэффициент; $t_{\text{кип}}$ — температура кипения при $t=15,6^\circ\text{C}$, $p=0,1$ МПа, °C.

Независимо от компонентного состава газа в соответствии с законами идеальных газов объем 1 кмоль при $t=15,6^\circ\text{C}$ и $p=0,1$ МПа составляет 23,6 м³, а в каждой 1000 м³ газа содержится 42,47 кмоль.

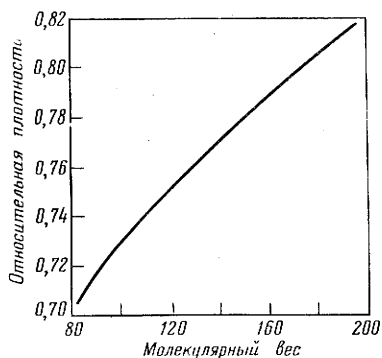


Рис. 9.2. Зависимость относительной плотности углеводородной жидкости от молекулярного веса

В тех случаях, когда тяжелый остаток исследуемой смеси не полностью изучен по компонентному составу, молярная масса этого остатка может быть оценена в зависимости от ее плотности, например по графику (рис. 9.2).

Результаты пересчета молярных долей или процентов исследуемой смеси в массовые и объемные с учетом приведенных соотношений по уравнениям (9.15) — (9.18) и данных табл. 9.3 компонентного состава сырого

Таблица 9.4

Выражение компонентного состава в молярных, массовых и объемных долях (%)

Компоненты	Молярная доля, %	M, кг/моль	d _T , кг/л	Содержание компонента			
				кг/100 моль*	массовая доля, %**	л/100 моль***	объемная доля, %****
1	2	3	4	5	6	7	8
C ₁	5,40	16,04	0,30	86,6	0,74	288,8	1,80
C ₂	6,98	30,07	0,374	209,9	1,80	562,7	3,47
C ₃	12,54	44,09	0,509	552,9	4,74	1086,2	6,71
iC ₄	5,38	58,12	0,563	312,7	2,68	555,4	3,43
nC ₄	6,42	58,12	0,584	373,1	3,20	639,8	3,93
C ₅₊	63,28	160,0	0,775	10124,8	86,84	13064,4	80,66
	Σ100	—	—	11660,0	100	16197,3	100

* Получено умножением соответствующего значения графы 2 на значение графы 3.

** Получено делением соответствующего значения графы 5 на сумму значений графы 5.

*** Получено делением соответствующих значений графы 5 на значение графы 4.

**** Получено делением соответствующего значения графы 7 на сумму значений графы 7.

конденсата, выделившегося из газа в промышленном сепараторе, приведены в табл. 9.4.

Для жидкостных потоков объемный и молярный компонентный составы не совпадают. Для паровой фазы молярная доля компонента исследуемой смеси равна его объемной доле или доле парциального давления.

Если исследованы компонентные составы паровой и жидкостной фаз, выходящих из сепаратора (см. рис. 9.1), и требуется определить исходную смесь, поступающую в сепаратор, то расчет соответствует явлению рекомбинации потоков. В этом случае к объему паровой фазы необходимо добавить объем пара, получаемый при испарении соответствующего эквивалентного объема жидкости, рассчитываемого с использованием данных табл. 9.3.

Потенциальное количество жидкости — это то количество жидких углеводородов, которое в промышленных условиях может быть извлечено из добываемого газа в процессе его сепарации. Переход от объемов газа к объемам жидкости (случай сжижения или конденсации тяжелых углеводородов) показан на примере расчета возможного потенциального количества конденсирующихся углеводородов C₃₊ при известном компонентном составе газа, поступающего в промышленный сепаратор. С учетом данных табл. 9.3 и выражения (9.18) результаты расчета сведены в табл. 9.5.

Таблица 9.5

Результаты расчета возможного потенциального количества конденсирующихся углеводородов C_{3+} по известному компонентному составу газа, поступающему в промышленный сепаратор (переход от объемов газа к объемам жидкости)

Компо- нент	Молярная доля, %	M, кг/моль	d_r , кг/л	C	$Q_{ж}$		$G_{ж}$	
					л/м ³ *	см ³ /м ³	кг/м ³ **	г/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C_1	81,47	16,04	0,30	—	—	—	—	—
C_2	6,78	30,07	0,374	—	—	—	—	—
C_3	5,33	44,09	0,509	0,0368	0,196	196	0,100	100
iC_4	1,47	58,12	0,563	0,0437	0,064	64	0,036	36
nC_4	2,60	58,12	0,583	0,0422	0,110	110	0,064	64
C_{5+}	2,35	95,0	0,769	0,0523	0,123	123	0,095	95
	Σ100	—	—	—	0,493	493	0,295	295

* Получено умножением соответствующих значений графы 2 на значение графы 5.

** Получено умножением соответствующих значений графы 4 на значение графы 6.

При известной производительности сепаратора по газу с использованием рассчитанных удельных количеств конденсирующихся жидкостей (см. табл. 9.5) может быть определена нагрузка сепаратора по жидкости.

Компонентный состав продукции скважины определяют по известным компонентным составам газа и жидкости, выходящих из сепаратора (случай рекомбинации проб газа и жидкости, отобранных из промышленного сепаратора). Рассмотрим пример расчета.

Из скважины добывают 70,8 тыс.м³/сут газа при давлении 24 МПа и температуре 45°C. Продукция скважины подвергается сепарации при давлении 7 МПа.

Состав газовой и жидкостной фаз, выходящих из промышленного сепаратора, известен. Известно также, что в сепараторе выделяется 410 л жидкости из каждой 1000 м³ газа. Молярная масса сконденсированной жидкости равна 80,64 кг/моль при относительной ее плотности 0,7. Требуется определить компонентный состав продукции скважины, поступающей в промышленный сепаратор.

На основании исходных данных по уравнению (9.17) рассчитывают число молей жидкости, выпадающих из каждой 1000 м³ газа в промышленном сепараторе:

$$n = \frac{1 \cdot 0,7}{80,64} \cdot 410 = 3,55 \text{ моля.}$$

Таблица 9.6

Результаты расчета компонентного состава продукции скважины по известным компонентным составам газа и жидкости, выходящим из промыслового сепаратора

Компонент	Молярная доля в газе сепаратора, %	Число молей в 1000 м ³ газа сепаратора	Молярная доля в жидкости сепаратора, %	Число молей в жидкости, выпадающей из 1000 м ³ газа	Число молей в 1000 м ³ продукции скважины*	Молярная доля в продукции скважины, %
1	2	3	4	5	6	7
C ₁	0,8946	37,900	0,2022	0,716	38,616	0,8405
C ₂	0,0541	2,290	0,0656	0,232	2,522	0,0552
C ₃	0,0310	1,315	0,1116	0,395	1,710	0,0374
iC ₄	0,0055	0,233	0,0445	0,158	0,391	0,0085
nC ₄	0,0078	0,330	0,0708	0,252	0,582	0,0127
iC ₅	0,0022	0,094	0,0465	0,165	0,259	0,0057
nC ₅	0,0012	0,051	0,0337	0,119	0,170	0,0037
C ₆	0,0026	0,110	0,1033	0,368	0,478	0,0105
C ₇	0,0010	0,042	0,3218	1,145	1,187	0,0258
Σ1,0000		42,365	1,0000	3,550	45,915	1,0000

* Каждое значение представляет собой сумму соответствующих значений графы 3 и 5.

Остальные исходные данные и результаты расчета приведены в табл. 9.6.

Многоступенчатая сепарация конденсата. Сконденсированная в промысловом сепараторе жидкость не является товарным продуктом и представляет собой сырой (нестабильный) конденсат, так как содержит значительные количества легких компонентов (метан, этан, пропан).

До подачи потребителю необходимо обеспечить стабилизацию сырого конденсата. В простейшем случае осуществляют его выветривание или дегазацию путем многоступенчатой сепарации сырого конденсата. Одной из ступеней сепарации может служить резервуар, в котором товарный конденсат, отгружаемый потребителю, как правило, хранят при атмосферном давлении.

Многоступенчатая сепарация сырого конденсата должна обеспечить экономически максимальное извлечение товарного конденсата (выбор числа и параметров p и t ступеней дегазации) и минимальные затраты на рекомпрессию газов дегазации. Как правило, первой ступенью дегазации сырого конденсата является промысловый сепаратор, а параметры этой ступени сепарации ограничиваются давлением, при котором товарный газ должен быть подан потребителю. В таких процессах

жидкость, поступающая из первой ступени дегазации, служит сырьем для следующей ступени.

Практически установлено, что максимальное извлечение товарного конденсата из сепарируемого газа достигается в том случае, когда давление между ступенями сепарации газа и дегазации сырого конденсата снижается примерно одинаково. Если потребителю необходимо подать газ при давлении 7 МПа, то поступающий со скважин газ при давлении 16 МПа дросселируют до давления газа в промышленном сепараторе 7,5—8,0 МПа.

Выделившийся при этом сырой конденсат обычно затем дегазируют в три ступени, в первой из которых поддерживают давление 3,5 МПа, во второй — около 0,35 МПа, и, наконец, в третьей (резервуаре хранения) — на уровне, близком к атмосферному.

Для правильной оценки рабочего давления в указанных ступенях дегазации сырого конденсата следует провести поверочные расчеты при различных давлениях дегазации. Это позволит определить экономически выгодный выход товарного конденсата и снизить излишние потери газов дегазации.

Рассмотрим на примере порядок и результаты расчета нестабильной жидкости, полученной из промышленного сепаратора и подлежащей дегазации в две ступени. Исходную нестабильную жидкость в объеме 28 317 м³ необходимо дегазировать, разделив на товарную жидкость и газы дегазации. Например, на первой ступени дегазации в сепараторе-дегазаторе поддерживают давление 1,4 МПа и температуру 24 °С. Дегазированную жидкость направляют в резервуар, где хранят при избыточном давлении 0,087 МПа и температуре 18,3 °С. Необходимо рассчитать состав и объем газа, выходящего из сепаратора-дегазатора, а также определить объем товарной жидкости и долю газа выветривания, отгоняемого из резервуара-хранилища. В табл. 9.7—9.9 приведены основные исходные данные и результаты проведенных расчетов по двухступенчатой дегазации нестабильной жидкости, вышедшей из промышленного сепаратора. Для удобства расчетов принимаем, что однократное испарение происходит и в резервуаре-хранилище.

Количество и состав газа дегазации, выходящего из сепаратора-дегазатора, при $p=1,4$ МПа и $t=24$ °С

Компоненты	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	C_5	C_6	C_{7+}	Итого
Объем, м ³ .	6260	900	524	40	113	34	14,1	2,83	7887,93
Молярная доля, % . .	79,46	11,33	6,63	0,50	1,43	0,43	0,18	0,04	100

Практика использования промышленных сепарационных установок, включающих промышленный сепаратор, сепараторы-дега-

Таблица 9.7

Результаты расчета доли газа дегазации, выходящего из сепаратора-дегазатора, в котором поддерживаются давление 1,4 МПа и температура 24 °С (относительная плотность $d_r=0,848$; молярная масса $M=223$)

Компоненты	Молярная доля нестабильной жидкости, поступившей на дегазацию, %	k	I приближение		II приближение		III приближение	
			$(1/k) (L/V)$ при $(L/V)=2$	V	$(1/k) (L/V)$ при $(L/V)=2,6$	V	$(1/k) (L/V)$ при $(L/V)=2,57$	V
C_1	25,69	16,3	0,1227	22,88	0,1593	22,13	0,1577	22,19
C_2	6,65	2,38	0,84	3,59	1,09	3,16	1,08	3,16
C_3	8,47	0,71	2,82	2,24	3,66	1,84	3,62	1,85
iC_4	1,35	0,295	6,78	0,17	8,81	0,14	8,70	0,14
nC_4	5,35	0,213	9,40	0,60	12,20	0,40	12,1	0,40
C_5	4,24	0,074	27,00	0,15	35,15	0,12	34,8	0,12
C_6	5,61	0,0214	93,50	0,06	121,3	0,05	120,0	0,05
C_{7+}	42,64	0,00079	2530,0	0,02	3290,0	0,01	3260,0	0,01
	$\Sigma 100$			$\Sigma 29,71$		$\Sigma 27,85$		$\Sigma 27,92$

Примечание. В результате расчетов для трех последовательных приближений оценки доли газа дегазации, выходящего из сепаратора-дегазатора при давлении 1,4 МПа и температуре 24 °С, были получены соответственно следующие значения L/V : 2,38; 2,59; 2,58.

Таблица 9.8

Результаты расчета доли газа дегазации, выходящего из резервуара-хранилища, в котором поддерживаются избыточное давление 0,087 МПа и температура 18,3 °С

Компоненты	Объем жидкости, поступающей в резервуар-хранилище, м ³	k	I приближение		II приближение	
			$(1/k) (L/V)$ при $(L/V)=6$	V	$(1/k) (L/V)$ при $(L/V)=4$	V
C_1	1000	340,0	0,0176	34,7	0,01177	34,9
C_2	975	33,0	0,182	29,1	0,121	30,7
C_3	1970	8,7	0,690	39,8	0,460	46,0
iC_4	342	3,3	1,80	4,3	1,21	5,5
nC_4	1385	2,3	2,61	13,6	1,74	17,9
C_5	1165	0,73	8,21	4,5	5,47	6,4
C_6	1575	0,187	32,1	1,7	21,4	2,5
C_{7+}	12 000	0,00627	955,0	0,4	637,0	0,7
	$\Sigma 20412$			$\Sigma 128,1$		$\Sigma 144,6$

Примечание. В результате расчетов для двух последовательных приближений оценки доли газа дегазации, выходящего из резервуара-хранилища при избыточном давлении 0,087 МПа и температуре 18,3 °С, были получены соответственно следующие значения L/V : 4,63 и 3,99.

Таблица 9.9

Результаты расчета количества и плотности товарной жидкости, отгружаемой потребителю, после ее дегазации в резервуаре-хранилище при избыточном давлении 0,087 МПа и температуре 18,3 °С

Компоненты	Объем отгружаемой товарной жидкости, м ³	Содержание			
		м ³ /л	л	кг/л	кг
C ₁	11,3	0,44	26,5	0,299	8165
C ₂	105	0,29	355,8	0,371	132
C ₃	600	0,27	2103,4	0,503	1120
iC ₄	17	0,23	813,8	0,563	454
nC ₄	880	0,23	3700,3	0,587	2160
C ₅	985	0,20	3784,3	0,623	3000
C ₆	1500	0,18	8245,3	0,659	5460
C ₇₊	12 000	0,10	114257,0	0,839	96 500
	Σ16098,3		Σ133286,4		Σ11 6991

Примечание. В результате проведенного расчета плотность товарной жидкости, отгружаемой потребителю из резервуара-хранилища, равна 0,8771 т/м³.

заторы и резервуар-хранилище, показывает, что если сепарационные установки эксплуатируют при проектной или меньшей производительности, то в сепарационном оборудовании практически достигается фазовое термодинамическое равновесие между газом и жидкостью. Время пребывания газовой и жидкостной фаз в сепараторах довольно велико и обеспечивает достижение необходимого фазового термодинамического равновесия сепарируемой промышленной продукции газовых и газоконденсатных скважин. Считают, что для целей планирования и эксплуатации приемлемы и достаточны описанные выше методы расчетов, основанные на однократном или контактном испарении (конденсации).

В тех случаях, когда при сепарации или иных процессах (стабилизация конденсата в колонне, ректификация) пары непрерывно отводятся из системы, а жидкость остается, возникает явление дифференциального испарения (конденсации). При этом в каждый момент времени состав исследуемой системы изменяется.

Для практических целей потоки при дифференциальном испарении рассчитывают следующим образом. Исходя из начальных параметров исследуемой системы, последовательно задаются такими ее параметрами, которые могут характеризовать состояние системы на соответствующих этапах ее поведения. Для данного этапа расчеты потоков выполняют, как и для случая однократного или контактнoго испарения (конденса-

ции). Выходные параметры и составы потоков предыдущего этапа расчета являются исходными данными для последующего этапа.

Исследование p — V — T продукции скважин осуществляют в целях повышения точности расчетов многокомпонентных потоков, содержащих наряду с углеводородными и неуглеводородные компоненты. Такие исследования позволяют получить экспериментальные данные о равновесных состояниях исследуемых систем.

Так как продукция скважин в процессе разработки месторождения изменяется, исследования p — V — T периодически следует повторять. В процессе этих исследований могут быть получены экспериментальные оценки констант равновесия компонентов, входящих в состав исследуемой системы. Предпочтительное использование экспериментально определенных констант равновесия объясняется тем, что при этом может быть уменьшена та погрешность расчетов, которая возникает при подборе констант равновесия по литературным источникам.

В газовой и нефтяной отраслях для расчетов парофазовых равновесий руководствуются РД 39-1-579—81 «Руководство по расчету фазовых превращений газоконденсатных и водонефтегазоконденсатных систем и свойств фаз на ЭВМ».

Поскольку константы равновесия являются многопараметрическими функциями параметров, характеризующих состояние системы, выбор констант равновесия по литературным источникам сопряжен с тем, каким образом оценивают параметры состояний системы. Следует отметить, что на результаты расчетов (извлечение жидкости) существенно влияет выбор значений K для метана и этана. Изменение K для метана в интервале $\pm 13\%$ приводит к отклонению расчетов по извлечению конденсата в пределах от -21 до $+70\%$ по сравнению с экспериментальными данными.

Для практических расчетов и снижения ошибок, связанных с выбором констант равновесия, по литературным источникам, рекомендуется построить график зависимости $\log K$ от температуры кипения при соответствующих давлениях для каждого компонента, входящего в исследуемую систему. При этом должна получиться линейная зависимость $\log K$ от $T_{\text{кип}}$. Если линейная зависимость не достигается, то следует подобрать такие значения констант равновесия, чтобы $\log K$ от $T_{\text{кип}}$ соответствовала линейной зависимости.

В тех случаях, когда в промысловых условиях требуется определить извлечение из газа конденсирующихся углеводородов, можно использовать экспериментальные данные, полученные при исследовании скважин — изотермы и изобары конденсации.

Таблица 9.10

Компоненты	Состав, %		Плотность	Молярная масса
	массовый	молярный		
N ₂	0,11	0,35	Не измеряли	Не измеряли
CO ₂	0,04	0,08	То же	То же
C ₁	2,82	15,55	»	»
C ₂	2,34	6,88	»	»
C ₃	3,59	7,20	»	»
iC ₄	1,80	2,74	»	»
nC ₄	4,24	6,45	»	»
iC ₅	2,95	3,61	»	»
nC ₅	4,76	5,83	»	»
C ₆	10,20	10,46	»	»
C ₇	11,20	9,41	0,7195	105
C ₈	9,43	7,17	0,7353	116
C ₉	8,43	5,72	0,7505	130
C ₁₀	7,25	4,57	0,7656	140
C ₁₁	6,15	3,50	0,7777	155
C ₁₂₊	24,69	10,48	0,8119	208

Примечание. Плотность, измеренная пикнометром при 33 °С и 4,36 МПа, равна 680 кг/м³; молярная масса, определенная с помощью низкотемпературного разделения, для смеси — 88,22, а для жидкости C₇₊ — 145.

Таблица 9.11

Давление, МПа	Объем, см ³	Относительный объем	Давление, МПа	Объем, см ³	Относительный объем
29,5183	112,482	0,964	4,5114	116,663	0,999
24,6150	113,176	0,970	4,3643*	116,700	1,000
19,7117	113,910	0,976	4,0210	128,032	1,097
14,8083	114,695	0,983	3,5307	143,264	1,228
9,9050	115,550	0,990	3,0404	163,043	1,397
5,0017	116,487	0,998			

* Давление точки росы.

Давление, МПа	9,7010	8,0368	6,6492	5,4822	4,5055
z	0,815	0,840	0,864	0,887	0,906
Давление, МПа	3,6896	3,0109	2,4510	1,9910	1,6135
z	0,923	0,937	0,949	0,959	0,967

С помощью этих зависимостей для заданных условий сепарации ($p_{сеп}$, $T_{сеп}$) можно рассчитать удельное извлечение конденсирующихся углеводородов. При известной производительности сепарационной установки по газу эти данные позволяют непосредственно установить количество добываемого

Таблица 9.12

Показатели	Молярная доля, %		
	газа	жидкости	продукции скважины
Компонентный состав:			
N ₂	5,59	0,35	5,33
CO ₂	0,19	0,08	0,18
C ₁	82,31	15,55	78,99
C ₂	7,33	6,88	7,31
C ₃	2,64	7,20	2,87
iC ₄	0,48	2,74	0,59
nC ₄	0,84	6,45	1,12
iC ₅	0,21	3,61	0,38
nC ₅	0,25	5,83	0,53
C ₆	0,06	10,46	0,58
C ₇₊	0,10	40,85	2,12
Плотность* при 15 °С и 0,1 МПа, кг/м ³	0,819	680	0,955
Молярная масса	19,44	88,22	22,86

* Условия сепарации.

Таблица 9.13

Давление, МПа	Продукция скважины (газ+жидкость)			Объем жидкости, выпадающей в пласте	
	Объем, м ³	Коэффициент сжимаемости z	Удельный объем, м ³ /(кг·10 ⁻³)	см ³ /м ³ при точке росы	см ³ /м ³
37,2877	520,464	1,021	3,614	—	—
34,8282	538,083	0,985	3,736	—	—
32,2451	563,541	0,956	3,913	—	—
30,2*	589,38	0,937	4,092	0	0
28,8834	609,010	0,925	4,228	1847,7	6,120
25,1598	674,339	0,892	4,682	10831,7	35,900
22,0511	751,553	0,871	5,218	21753,3	72,000
18,9003	863,688	0,858	5,997	32678,2	108,250
15,3140	1062,693	0,856	7,378	40286,2	133,420
11,7414	1401,579	0,865	9,731	44835,0	148,550
10,1851	1629,603	0,873	11,315	45870,0	151,850
8,9200	1876,914	0,880	13,032	45641,0	151,100

* Давление точки росы.

конденсата в зависимости от давления и температуры сепарации.

Рассмотрим на примерах с использованием результатов исследований $p-V-T$ и констант равновесия порядок и результаты расчетов двух основных задач промысловой практики.

Таблица 9.14

Результаты дифференциального истощения рекомбинированной пробы
(давление точки росы, молярный вес C_{7+} для расчетов принят равным 144)

Показатели	Газ					
	Пластовое					
	36,6876	30,2	29,0796	25,2187	21,8354	19,2337
Объем добытого газа*, см ³	0	0	19 902	13 224	13 274	13 224
Коэффициент сжимаемости	1,015	0,937	0,929	0,899	0,867	0,860
Объемный фактор**	0,349	0,394	0,403	0,449	0,500	0,564
Объем жидкости, выпадающей в единице объема пласта**, см ³ /м ³	0	0	1357,4	9051,8	16868,5	22776,4
Молярный состав, %:						
N ₂	5,33	5,35	5,20	5,40	5,47	5,42
CO ₂	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19
C ₁	78,99	78,99	79,50	79,85	80,04	80,38
C ₂	7,31	7,31	7,31	7,30	7,27	7,27
C ₃	2,87	2,87	2,87	2,85	2,81	2,79
iC ₄	0,59	0,59	0,59	0,57	0,56	0,56
nC ₄	1,12	1,12	1,11	1,06	1,03	1,01
iC ₅	0,38	0,38	0,37	0,35	0,34	0,34
nC ₅	0,53	0,53	0,51	0,47	0,45	0,44
C ₆	0,58	0,58	0,45	0,41	0,39	0,38
C ₇₊	2,12	2,12	1,90	1,55	1,45	1,22
Плотность*, кг/м ³	0,955	0,955	0,937	0,916	0,908	0,895

* Приведенный к стандартным условиям: 15 °С и 0,1 МПа.

** При давлении точки росы.

*** При 90 °С.

Пример 1. Оценка добычных возможностей пласта при разработке месторождения в режиме естественного истощения.

Исследована продукция газоконденсатной скважины. Сепарация продукции газоконденсатной скважины в две ступени, жидкость из сепаратора второй ступени направлена в резервуар-хранилище при атмосферном давлении.

Условия отбора и сепарации продукции при исследовании скважины следующие:

Устье скважины:	
давление, МПа	24,67
температура, °С	72
I ступень сепарации:	
давление, МПа	4,5
температура, °С	33
II ступень сепарации:	
давление, МПа	0,5
температура, °С	28
Давление	Атмосферное

продукции скважины при температуре 90 °С и объеме пробы 589,38 см³

Газ							Жид- кость
давление, МПа							
16,3535	13,6341	10,1655	8,1698	6,6743	0,0989		
13 100	13 150	16 842	9545	7012	29 804	—	
0,860	0,870	0,893	0,905	0,915	1,000	—	
0,663	0,805	1,107	1,396	1,728	—	—	
26753,4	29001,5	28343,3	27002,8	25930,5	18663,6	—	
5,43	5,37	5,43	5,40	5,41	5,13	—	
0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20	—	
80,63	80,90	81,03	81,10	81,13	77,96	—	
7,27	7,25	7,30	7,33	7,36	8,11	—	
2,76	2,75	2,78	2,80	2,82	3,69	0,06	
0,56	0,55	0,56	0,56	0,57	0,85	0,10	
1,00	0,99	0,99	1,00	1,01	1,57	0,41	
0,34	0,33	0,32	0,31	0,31	0,50	0,81	
0,44	0,42	0,40	0,39	0,38	0,63	1,86	
0,37	0,35	0,34	0,33	0,32	0,53	6,80	
1,02	0,90	0,66	0,59	0,50	0,83	89,96	
0,883	0,874	0,862	0,857	0,854	0,916	780,1	
						718,7***	

Резервуар-хранилище:

давление (атмосферное), кПа	93,8
температура, °С	20

Пробы газа из I ступени 23415,9 м³/л и жидкости из резервуара-хранилища 7,2 м³/ч.

Объемные массы и объемы газа приведены к 15 °С и 99,9 кПа.

Результаты исследований жидкости, отобранной из сепаратора I ступени, приведены в табл. 9.10.

Исследование зависимости давление — объем для жидкости из сепаратора I ступени при температуре 33 °С позволило определить давление точки кипения (насыщения), составившее 4,36 МПа (табл. 9.11).

В результате исследования газа, отобранного из сепаратора I ступени, был получен следующий молярный состав (%):

N ₂	5,59
CO ₂	0,19
C ₁	82,31
C ₂	7,33
C ₃	2,64
iC ₄	0,48

Таблица 9.15

Результаты расчета добывных возможностей пласта при разработке месторождения в режиме естественного истощения при температуре пласта 90 °С

Показатель	Пластовое давление, МПа											
	36,6876	30,2	29,0796	25,2187	21,8354	19,2337	16,3535	13,6341	10,1655	8,1698	6,6743	0,0989
Объем добытого газа, % к запасам	—	—	10,36	6,88	6,91	6,88	6,82	6,85	8,77	4,97	3,65	15,52
Накопленный объем добытого газа, % к запасам	—	—	10,36	17,24	24,15	31,03	37,85	44,70	53,87	58,44	62,09	77,61
Объем жидкости, выпавшей в пласте, см ³ /нм ³	—	—	4,2	27,8	51,8	69,9	82,1	89,0	87,0	82,9	79,6	57,3
Содержание жидкости в добываемом газе, см ³ /нм ³	236	236	231,8	208,2	184,2	166,1	153,9	147,0	149,0	153,1	156,4	178,7
Объем добытой жидкости, % к запасам	—	—	10,18	6,07	5,39	4,84	4,45	4,27	5,54	3,22	2,42	11,75
Накопленный объем жидкости, % к запасам	—	—	10,18	16,25	21,64	26,48	30,93	35,20	40,74	43,96	46,38	58,13

Таблица 9.16

Материальный баланс (на 100 г сырого газа) и оценка извлечения товарных продуктов (газа и конденсата) на промышленной сепарационной установке

Показатели	Сырой газ	Сухой газ	Сырой конденсат	Газ из дегазатора среднего давления	Жидкость из дегазатора среднего давления	Газ из дегазатора низкого давления	Жидкость из дегазатора низкого давления	Газ из стабилизационной колонны	Товарный конденсат
Компонентный состав:									
N ₂	0,540	0,513	0,027	0,022	0,005	0,003	0,002	0,002	—
CO ₂	0,420	0,374	0,046	0,018	0,028	0,004	0,024	0,024	—
C ₁	84,310	78,190	6,120	3,959	2,161	0,880	1,281	1,281	—
C ₂	7,240	6,111	1,129	0,263	0,866	0,071	0,795	0,795	—
C ₃	2,670	2,009	0,661	0,053	0,608	0,015	0,593	0,593	—
iC ₄	0,720	0,489	0,231	0,008	0,223	—	0,223	0,100	0,123
nC ₄	0,840	0,530	0,310	0,008	0,302	—	0,302	0,500	0,252
iC ₅	0,570	0,294	0,276	—	0,276	—	0,276	—	0,276
nC ₅	0,360	0,169	0,191	—	0,191	—	0,191	—	0,191
C ₆	0,490	0,154	0,336	—	0,336	—	0,336	—	0,336
C ₇	1,840	0,149	1,691	—	1,691	—	1,691	—	1,691
Всего	100,000	88,982	11,018	4,331	6,687	0,973	5,714	2,845	2,869
Масса, г	2190,16	1678,86	511,30	76,44	434,86	17,37	417,48	80,43	337,05
Дебит, м ³ /сут	26,6	23,67	1217,6	1,152	737,05	0,261	673,3	0,757	481,50
Относительная плотность	—	0,651	0,461	0,609	0,590*	0,614	0,620*	0,912	0,700*
Давление, МПа	14,0	14,0	14,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Температура, °С	50	40	0	-17,2	-17,2	-23	-23	—	—

* Плотность в г/см³.

n_{C_4}	0,84
i_{C_5}	0,21
n_{C_5}	0,25
C_6	0,06
C_{7+}	0,10

Примечание. Измеренная относительная плотность (по воздуху) 0,677 (воздуха равна 1), а при атмосферных условиях 0,819 кг/м³.

В результате рекомбинации проб газа и жидкости, отобранных из сепаратора I ступени, был получен и изучен состав продукции скважины (табл. 9.12).

Исследование рекомбинированной продукции скважины показало, что давление точки росы равно 30,2 МПа при пластовой температуре 90 °С. Объем жидкости, выпадающей в пласте при контактной конденсации, характеризуется данными табл. 9.13.

В результате исследования рекомбинированной продукции скважины при пластовой температуре 90 °С в режиме дифференциального естественного истощения были получены результаты, отраженные в табл. 9.14.

Результаты исследования рекомбинированной пробы позволили определить добывные возможности пласта при разработке месторождения в режиме естественного истощения (табл. 9.15).

Данные о добывных возможностях пласта при разработке месторождения в режиме естественного истощения отражают потенциальное содержание жидкости в добываемой продукции. Извлечение сухого газа и товарной жидкости из добытой продукции скважины зависит от режима работы сепарационной установки: давления и температуры сепарации, что является предметом рассмотрения следующей задачи.

Пример 2. Оценка извлечения товарных продуктов (газа и конденсата) на промысловых сепарационных установках.

Добываемую продукцию скважин на газоконденсатном месторождении подвергали сепарации для извлечения стабильного конденсата. Сухой газ направили для закачки в пласт с целью поддержания давления, чтобы повысить конденсатоотдачу пласта. Сырой конденсат подвергли двухступенчатой дегазации в сепараторах, стабилизации в колонне и отгрузили в резервуар-хранилище.

Для снижения затрат мощности на рекомпрессию сухого газа, закачиваемого в пласт, давление сепарации в промысловой сепарационной установке приняли равным давлению газа на устье скважин. Температура сепарации, оптимизированная по соотношению уровня извлечения товарного конденсата и затрат мощности в теплообменниках и испарителях, обеспечивается воздушными теплообменниками, теплообменниками газ — газ и испарителем пропановой холодильной машины.

Материальный баланс газовых и жидкостных потоков для рассмотренной схемы промысловой сепарационной установки отражен в табл. 9.16.

ГЛАВА 10

СБОР И ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Добыча, сбор, промысловая подготовка газа и газового конденсата призваны обеспечить экономическую эффективность и надежность эксплуатации, простоту и доступность технического обслуживания скважин, установок и оборудования при необхо-

димой степени автоматизации технологических процессов и выполнении технических условий на качество поставляемой товарной продукции.

Выбор рекомендуемого варианта добычи, сбора и промысловой подготовки газа и газового конденсата при обустройстве месторождений обосновывается технико-экономическими расчетами сетей сбора и нагнетания (шлейфы, коллекторы), установок и оборудования подготовки газа и газового конденсата, дожимных компрессорных станций, установок и оборудования, предназначенного для борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин и для проведения промысловых технологических работ, а также оборудования и установок вспомогательного производственного назначения, охраны окружающей среды и т. д.

Системы добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата подразделяют на централизованную и децентрализованную. При централизованной системе подготовка добываемого газа и конденсата осуществляется на централизованной установке головных сооружений (ГС) промысла, на площадке которых при падении пластового давления сооружают дожимную компрессорную станцию, централизованную установку искусственного холода и другие объекты. При централизованной системе на пути транспортировки газа и газового конденсата от скважин до головных сооружений предусматривается разместить установки предварительной подготовки газа (УППГ), предназначенные, как правило, для сброса пластовой воды. При децентрализованной системе подготовку добываемого газа и газового конденсата производят на нескольких установках комплексной подготовки газа (УКПГ), размещаемых по площади месторождения. Скважины могут быть подключены к УППГ, УКПГ, ГС индивидуальным, групповым (кустовым) и коллекторным способами.

Продукцию скважин (газ, газовый конденсат, пластовая вода) от скважин до УППГ или УКПГ транспортируют совместно, а от УППГ до ГС и от УКПГ и ГС до потребителя, как правило, — раздельно. В случае поставки газа и газового конденсата на газоперерабатывающий завод предпочтительней высоконапорная совместная транспортировка продукции.

Обязку устья скважин проектируют в соответствии с типовыми схемами обвязки. Обвязочные трубопроводы или шлейфы газовых скважин относят к категории В согласно СНиП «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования». Обвязка эксплуатационных скважин должна предусматривать:

возможность работы по насосно-компрессорным трубам и затрубному пространству;

снижение давления до $p_{\text{раб}} \leq 16$ МПа, кроме специальных случаев, оговоренных в задании на проектирование;

редуцирование газа и автоматическую отсечку его при давлении выше рабочего, но не выше 16 МПа;

автоматическое отключение скважин в случае порыва шлейфов или увеличения давления свыше рабочего;

измерение температуры, давления и по возможности дебита; установку предохранительных клапанов, если шлейфы рассчитаны на давление ниже статического;

отвод газа на факел при продувке скважины, шлейфа или при срабатывании предохранительных клапанов;

возможность проведения промысловых технологических операций на скважинах (освоение и глушение скважин, работы по интенсификации притока газа и предупреждению или ликвидации осложнений при эксплуатации скважин) и проведения исследований скважин (гидродинамических и промыслово-геофизических) и т. п.

Выбор способа подготовки газа и газового конденсата к транспорту определяется рядом факторов:

техническими требованиями на поставку газа в газопроводы в соответствии с ОСТ 51.40—83;

техническими требованиями на поставку стабильного газового конденсата потребителю в соответствии с ОСТ 51.65—80;

составом газа и наличием в нем тяжелых углеводородов, сероводорода, углекислого газа и т. п.;

давлением, температурой газа и дебитом на устье скважин и их динамикой по годам разработки месторождений;

климатическими и почвенными условиями в районе месторождения, промысловых сборных сетей и трасс газопроводов и конденсатопроводов.

Газ готовят к транспортировке по следующим типовым технологиям: абсорбционная осушка газа; адсорбционная осушка газа; абсорбционная осушка газа и газового конденсата; низкотемпературная сепарация с массовой инъекцией 70—80% гликоля в качестве ингибитора гидратообразования; низкотемпературная абсорбция.

На газовых месторождениях во всех климатических зонах для подготовки газа рекомендуется абсорбционный способ осушки газа высококонцентрированными водными растворами гликолей (ДЭГ, ТЭГ). Другие технологии подготовки газа на газовых месторождениях (например, адсорбционная осушка или очистка газа от механических примесей и влаги) используют при соответствующем технико-экономическом обосновании.

На газоконденсатных месторождениях для подготовки газа рекомендуется низкотемпературная сепарация с применением дроссель-эффекта для получения холода в начальной стадии эксплуатации месторождения и холодильных агрегатов на этапе падающей добычи. Другие технологии подготовки газа на

газоконденсатных месторождениях (например, абсорбционная осушка газа и газового конденсата, обычная или низкотемпературная абсорбция, сепарация от капельной жидкости) используются при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Газовый конденсат подготавливают к транспортировке по следующим типовым технологиям:

дебутанизация газового конденсата с получением стабильного газового конденсата C_{5+} ;

деэтанализация газового конденсата с получением газового конденсата C_{3+} .

На установках подготовки конденсата к транспорту наряду с получением газового конденсата может предусматриваться получение сжиженных газов.

Другие технологии подготовки конденсата (например, ступенчатая дегазация конденсата в сепараторах или сбор и транспорт нестабильного конденсата) должны обосновываться технико-экономическими расчетами.

При добыче сероводородсодержащих газов и близости от промысла газоперерабатывающего завода подготовка газа и газового конденсата на газовом промысле ограничивается технологиями их сбора и транспортировки до ГПЗ, предупреждением гидратообразования и коррозии, предотвращением соле-, парафино- и сероотложений, что также обосновывается технико-экономическими расчетами.

Структурная схема промысла включает три комплекса:

- 1) основного производственного назначения;
- 2) вспомогательного производственного назначения;
- 3) непроизводственного назначения.

Необходимое количество и резерв технологического оборудования принимаются дифференцированно по технологическим установкам с учетом возможности выравнивания сезонной неравномерности работы газопровода, производства плановых ремонтов и ликвидации возможных аварийных ситуаций.

На УППГ, УКПГ и ГС автоматизированного блочно-модульного промысла число модулей сбора газа или входящих в него арматурных блоков определяется делением максимального количества шлейфов скважин, подключаемых к УППГ, УКПГ и ГС, на число шлейфов скважин, подключаемых к модулю. К одной УППГ, УКПГ и ГС подключают не более 8 модулей по 5—6 шлейфов скважин (в каждом модуле). Для замера продукции скважины на УППГ или УКПГ предусматривают (если этот вопрос не решен при проектировании обвязки устья скважин) замерные газосепараторы (на каждые 10—12 скважин 1 замерный газосепаратор).

Установки подготовки газа включают от 2 до 6 технологических линий, из которых одна резервная. Суточная средняя

производительность установки подготовки газа определяется делением годовой добычи на 365 сут.

Число рабочих модулей установок подготовки газа находят делением средней суточной производительности установки на производительность одного модуля. Резерв установки получают добавлением к рабочим модулям одного резервного. Если при расчете получается более пяти модулей, то принимают две или три установки подготовки газа, в каждую из которых должно входить не более пяти и одного резервного модуля.

Число рабочих модулей установок подготовки конденсата принимают от 1 до 3 (без резерва) и рассчитывают путем деления суточной добычи конденсата на суточную производительность одного модуля. Производительность установки подготовки конденсата определяют умножением максимальной добычи на коэффициент запаса 1,2.

Число резервных машин на ДКС определяют в соответствии с ВСН 51-2—79.

При проектировании установок и оборудования объектов добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата на весь период разработки месторождений должны учитывать требования по резервированию производительности оборудования в связи с падением пластового давления.

Коэффициент запаса производительности технологического оборудования и установок

$$n = (p_{\text{нач}}/p_{Q\text{пад}})^{0,5}, \quad (10.1)$$

где $p_{\text{нач}}$ — начальное пластовое давление, отвечающее выходу месторождения на проектный отбор; $p_{Q\text{пад}}$ — пластовое давление, отвечающее максимальному отбору при переходе месторождения в режим падающей добычи.

Уравнение (10.1) справедливо, если в период падающей добычи газа дожимная компрессорная станция (ДКС) располагается после установки подготовки газа а если ДКС—до установки, то в уравнении (10.1) $p_{Q\text{пад}}$ необходимо заменить на $p_{Q\text{компр}}$ (давление, отвечающее максимальному отбору при переходе в режим компрессорной добычи газа).

Расчетную производительность технологического оборудования и установок промышленной подготовки газа, обеспечивающую стабильность технологического режима их работы на весь период разработки месторождения с учетом уравнения (10.1), находят по выражению

$$Q_{\text{расч}} = nQ, \quad (10.2)$$

где Q — номинальная (паспортная) производительность оборудования, установок, блоков, модулей, технологических линий автоматизированного блочно-модульного промысла.

Сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей — важнейший технологический процесс на промыслах (УППГ, УКПГ, ГС, ДКС), газопроводах (компрессорные и газораспределительные станции) и на газоперерабатывающих заводах.

Сепарацию газа осуществляют в сепараторах, устанавливаемых на открытых площадках. На месторождениях в холодной климатической зоне сепараторы размещают в отапливаемых помещениях. Необходимость ввода ингибитора гидратообразования или подогрева низа сепаратора определяется при проектировании. Сепараторы устанавливают на подготовленное гравийно-песчаное или бетонное основание без устройства специальных фундаментов.

Вопросы парожидкостного равновесия и разделения систем на газовую и жидкостную фазу рассмотрены в гл. 9.

Механика разделения в сепараторах систем газ — жидкость, газ — твердая взвесь, жидкость — жидкость и их комбинаций основана на применении одного или нескольких принципов сепарации, определяемых действующими на сепарируемую частицу силами.

Силы инерции определяют из второго закона Ньютона

$$F_{\text{и}} = ma = m \frac{dv}{dt}, \quad (10.3)$$

где m — масса частиц; $a = dv/dt$ — ускорение частиц (в поле свободного падения $a = g$).

Силы сопротивления в общем виде могут быть найдены из выражения

$$F_{\text{с}} = K(d)^n(v)^n(\mu)^{2-n}(\rho)^{n-1}, \quad (10.4)$$

где K — константа, определяемая в функции формы частиц и типа потока (ламинарный, турбулентный); d — диаметр частиц; v — относительная скорость частиц; μ — вязкость газа; ρ — плотность газа; n — показатель степени, определяемый типом потока.

При ламинарном потоке справедлив закон Стокса:

$$F_{\text{с}} = Kdv\mu = 3\pi dv\mu,$$

где $K = 3\pi$ — для шарообразных частиц.

Для очень малых частиц в указанную формулу вводят поправку Каннингема:

$$F_{\text{с}} = 3\pi dv\mu \left(\frac{1}{1 + b(\lambda/d)} \right),$$

где λ — свободный пробег молекул; b — коэффициент, являющийся функцией состава газа, давления и температуры (обычно $b = 1,3 \div 2,3$).

При квадратичном турбулентном потоке справедлив закон Ньютона ($n=2$):

$$F_c = Kd^2v^2\rho = \frac{\pi}{16} d^2v^2\rho,$$

где $K = \pi/16$ — для шарообразных частиц; φ — сила сопротивления.

При произвольной форме частиц силу сопротивления выражают через коэффициент сопротивления $\xi = \xi(\text{Re})$:

$$F_c = \xi S \frac{\rho v^2}{2},$$

где S — площадь проекции частицы на плоскость, перпендикулярную к направлению ее движения.

Силы тяжести определяют из выражения

$$F_g = \frac{\pi d^2 \rho_r g}{6}, \quad (10.5)$$

где ρ_r — плотность частиц; g — ускорение свободного падения.

Архимедовы или выталкивающие силы со стороны потока на частицу:

$$F_A = \frac{\pi d^2 \rho g}{6}, \quad (10.6)$$

где ρ — плотность потока.

Силы диффузии определяют среднее расстояние, проходимое частицей при броуновском движении:

$$\overline{\Delta S^2} = \frac{2RT}{N\xi} t, \quad (10.7)$$

где R — газовая постоянная; T — температура газа; N — число Авогадро; ξ — коэффициент сопротивления частиц; t — время между двумя последовательными соударениями частиц.

При законе Стокса — Каннингема уравнение (10.7) записывается в виде

$$\overline{\Delta S^2} = \left(\frac{2RTK_m}{3\pi d\mu N} \right) t,$$

где $K_m = 1/(1 + b\lambda/d)$ — поправка Каннингема.

Тепловые силы, возникающие при прохождении частиц через зоны, имеющие разность температур (dT/dy), могут быть вычислены для шарообразных частиц из уравнения

$$F_T = \frac{9\pi dH}{2H + H_c} \frac{\mu^2}{2\rho T} \frac{dT}{dy}, \quad (10.8)$$

где d — диаметр частиц; H , H_c — соответственно теплопроводность газа и частицы; ρ , μ — соответственно плотность и вязкость газа.

Электрические силы, действующие на частицу, определяются зарядом и напряженностью электрического поля:

$$F_e = E_e q, \quad (10.9)$$

где E_e — напряженность электрического поля; q — заряд электрического поля.

При изучении динамики частиц в сепараторах инерционные силы приравнивают к результирующей сил, действующих на сепарируемую частицу:

$$\Sigma \vec{F} - m \frac{dv}{dt} = 0. \quad (10.10)$$

В конкретных случаях сепарации может быть найдено решение уравнения (10.10) для определения скорости и времени сепарации частиц, а также габаритов сепарационных устройств.

При сепарации частиц в поле действия сил тяжести инерционные силы равны $m \frac{dv}{dt} = 0$, а из уравнения (10.10) следует, что $\Sigma \vec{F} = 0$ представляет собой равенство силы сопротивления векторной сумме веса и архимедовой силы. Для ламинарного закона сопротивления скорость движения потока в вертикальном гравитационном сепараторе определяется уравнением

$$v = \frac{d^2(\rho_c - \rho)g}{18\mu}. \quad (10.11)$$

Для турбулентного закона сопротивления скорость движения потока в вертикальном гравитационном сепараторе находят по формуле

$$v = \sqrt{\frac{4}{3} \cdot \xi \cdot \frac{d(\rho_c - \rho)}{\rho} g}. \quad (10.12)$$

Заменяя ускорение свободного падения g на ускорение a в поле действия центробежной силы, скорости движения газа в инерционных сепараторах можно найти из уравнения (10.11), а скорости потока в центробежных сепараторах — по (10.12).

В обычных условиях из потока сепарируют частицы диаметром 100 мкм и более. Эффективность сепарации при этом достигает 95—100%. При сепарации жидкости из газового потока и для предотвращения ее уноса с отсепарированным потоком газа газожидкостные сепараторы оборудуют специальными скрубберными секциями, состоящими из пакетов жалюзийных, сетчатых или швеллерковых насадок. Это позволяет при работе сепараторов в номинальном режиме снизить унос жидкости из сепаратора с отсепарированным газовым потоком до 10—20 г/1000 м³ газа.

Из анализа уравнения (10.12) установлено, что скорость движения потока (см/с) в сепараторах различных конструкций

$$v = K_c [(\rho_{\text{ч}} - \rho) / \rho]^{0,5}, \quad (10.13)$$

где v — скорость потока, см/с; K_c — экспериментально определяемая размерная константа сепарации (для вертикальных сепараторов $K_c = 1,8 \div 10,7$; для горизонтальных сепараторов $K_c = 12,2 \div 15,2$), см/с; $\rho_{\text{ч}}$, ρ — плотность сепарируемой частицы и потока, г/см³ для сепарации системы газ — жидкость плотность жидкости и газа).

Для газожидкостных сепараторов скрубберного типа с насадкой из проволочных сеток, жалюзи, швеллерков и тому подобных инерционных насадок скорость движения газа определяют из выражения

$$v = A \frac{[g^2 \sigma (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})]^{0,25}}{\rho_{\text{г}}^{0,5}}. \quad (10.14)$$

где σ — поверхностное натяжение; A — экспериментально определяемый коэффициент.

Уравнение (10.14) может быть приведено структурно к типу уравнения (10.13) в виде:

$$v = A \left[\frac{g^2 \sigma}{(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})} \right]^{0,25} [(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) / \rho_{\text{г}}]^{0,5}, \quad (10.15)$$

где $K_c = A \{g^2 \sigma / [(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})^{0,25}]\}$ — константа сепарации; σ — поверхностное натяжение, Н/м; $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г}}$ — плотность жидкости и газа соответственно, кг/м³; $g = 9,81$ м/с; A — экспериментальный коэффициент (для жалюзи $A = 0,3 \div 0,8$; для сеток $A = 0,6 \div 1,2$; для швеллерков $A = 0,2 \div 0,4$).

Объемная суточная производительность (тыс. м³) сепаратора

$$Q = 86,4 \cdot \frac{\pi d^2}{4} v (1/z) (p / p_{\text{ст}}) (T_{\text{ст}} / T), \quad (10.16)$$

где D — внутренний диаметр сепаратора, м; v — скорость газа в сепараторе, м/с; z — коэффициент сжимаемости газа; p и T — соответственно рабочее давление (МПа) и температура (К); $p_{\text{ст}}$ и $T_{\text{ст}}$ — соответственно стандартное давление (МПа) и температура (К).

При подстановке в уравнение (10.16) значения скорости v (м/с) из уравнений (10.13) или (10.15) вычисляют производительность сепаратора по газу (тыс. м³/сут), приведенную к стандартным условиям ($p_{\text{ст}} = 0,1$ МПа, $T_{\text{ст}} = 273$ К).

При нахождении скорости газа по уравнению (10.13) объемная пропускная способность сепаратора по газу

$$Q = 0,0678 K_c D^2 (1/z) (p / p_{\text{ст}}) (T_{\text{ст}} / T) [(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) / \rho_{\text{г}}]^{0,5}. \quad (10.17)$$

По аналогии с уравнением (10.13) массовая скорость движения газа [кг/(ч·м²)] в газожидкостном сепараторе определяется выражением

$$\omega = C[(\rho_{ж} - \rho_{г})/\rho_{г}]^{0,5}, \quad (10.18)$$

где C — размерная эмпирическая константа, кг/(ч·м²): для вертикальных сепараторов $C=183$; для горизонтальных сепараторов $C=159,5 (L)^{0,56}$; L — длина (вход-выход) сепаратора, м; $\rho_{ж}$, $\rho_{г}$ — соответственно плотность жидкости и газа, кг/м³.

Диаметр сепаратора при известном массовом расходе газа через сепаратор может быть найден из уравнения

$$D = [1,27m/c]^{0,5}[(\rho_{ж} - \rho_{г})/\rho_{г}]^{0,25}, \quad (10.19)$$

где m — массовый расход газа через сепаратор, кг/ч ($m = 0,053 Q \cdot M$; $m = 0,00183 Q \cdot M$; Q — объемный расход газа, м³/сут; M — молекулярный вес газа); $\rho_{г}$ — относительная плотность газа; C — размерная эмпирическая константа, кг/(ч·м²).

Производительность сепараторов по жидкости, как правило, определяют из двухминутного пребывания сепарируемой жидкости в сепараторе. Производительность по жидкости другого технологического оборудования требует более длительного пребывания жидкости в емкостях-сепараторах, например в резервуарах конденсата или нефти 10—15 мин, в рефлюксных аккумуляторах 4—6 мин, в резервуарах сырья ректификационных колонн 8—10 мин, в резервуарах хладагента холодильных установок 4—7 мин.

При сепарации систем жидкость—жидкость (например, вода — газовый конденсат, раствор гликоля — газовый конденсат, вода — нефть и т. п.) для определения пропускной способности сепараторов важное значение имеют скорость и время осаждения частиц более плотной жидкости в среде менее плотной жидкости. Скорость отвода воды (м/ч) из водонефтяной смеси может быть найдена из выражения

$$v = 0,312 \cdot C(H)^{0,2} \frac{(\rho_{в} - \rho_{н})}{\mu_{н}}, \quad (10.20)$$

где C — размерный коэффициент (рис. 10.1), зависящий от плотности нефти и обводненности разделяемой продукции; H — высота слоя разделяемой водонефтяной продукции, м; $\rho_{в}$, $\rho_{н}$ — плотность воды и нефти соответственно, кг/м³; $\mu_{н}$ — вязкость нефти, мПа·с.

Время разделения (ч) водонефтяной смеси в сепараторе может быть найдено из выражения

$$T = A \frac{\mu_{н}}{(\rho_{в} - \rho_{н})}, \quad (10.21)$$

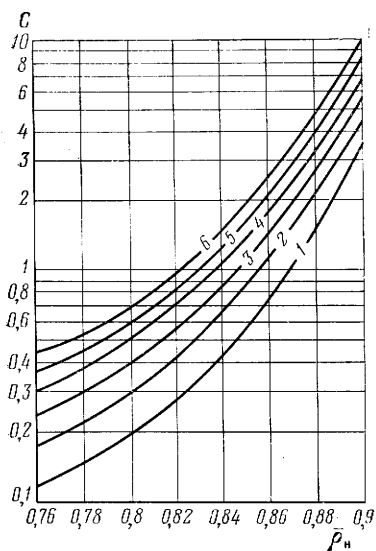


Рис. 10.1. Зависимость коэффициента C от относительной плотности нефти ρ_n при содержании воды, %: 1 — 1; 2 — 2; 3 — 3; 4 — 4; 5 — 5; 6 — 6

где A — размерный эмпирический коэффициент ($A = 0,05 \div 1,0$); μ — вязкость нефти, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; ρ_v, ρ_n — относительные плотности воды и нефти.

Время разделения в сепараторах водоконденсатной смеси обычно составляет 15—30 мин, а для нефти — значительно выше. Оно может быть сокращено за счет дополнительных сепарирующих элементов, размещаемых в сепараторе,

и наложения на водонефтяной поток электрических сил, теплового поля, поверхностных сил (снижение поверхностного натяжения), центробежных сил, химического воздействия (поверхностно-активные вещества) и т. п. При наличии в потоке разделяемых жидкостей пыли или химических реагентов может наблюдаться вспенивание, что снижает скорость отвода более тяжелой жидкости и увеличивает время расслоения. Обычно скорость отвода снижают вдвое и подают в поток пеногасящие и деэмульгирующие реагенты для улучшения процесса расслоения.

Обеспечение процессов пылеулавливания на дожимных компрессорных станциях газовых промыслов и на компрессорных и газораспределительных станциях газопроводов осуществляется с использованием пылеуловителей (центробежные, висциновые, масляные и сепараторы с фильтрующими элементами). Пропускную способность пылеуловителей определяют по аналогии с описанной выше технологией.

Потери давления в сепараторах незначительны (0,01—0,02 МПа). Для расчета потерь давления используют уравнение

$$\Delta p = \sum_{i=1}^i \zeta_i \frac{\rho v_i^2}{2g}, \quad (10.22)$$

где Δp — потери давления; ρ — плотность газа; ζ_i — коэффициент сопротивления i -го элемента сепаратора (входной патрубок, завихритель, промывочная секция, скрубберная секция, отбойник, выходной патрубок и др.); v_i — скорость газа в i -м сепарационном элементе; g — ускорение свободного падения.

Таблица 10.1

Размерная экспериментальная константа C

Аппарат	Среда	Межтарельчатое расстояние, мм		
		460	610	760
Абсорберы	Нефть	214	244	259
»	Гликоль	—	153	168
»	Амин	—	107	120
Ректификаторы и десорберы	Нефть, гликоль, амин и т. д.	134	165	183

Производительность по газу противоточных абсорбционных, ректификационных и десорбционных колонн определяется режимом их захлебывания, т. е. таким режимом, когда противоточный поток (жидкость — вниз, газ — вверх) сменяется прямоточным (газ и жидкость — вверх) и зависит от вида колонн (колпачковых, насадочных, прямоточных).

Производительность колпачковых колонн зависит от предельной массовой скорости газа в аппарате:

$$G_r = C[(\rho_{ж} - \rho_r)/\rho_r]^{0,5}, \quad (10.23)$$

где G_r — массовая скорость газа, кг/(ч·м²); C — размерная экспериментальная константа, зависящая от межтарельчатого расстояния и назначения колонн (табл. 10.1); $\rho_{ж}$, ρ_r — соответственно плотность жидкости и газа.

Производительность насадочных колонн определяется корреляционной зависимостью вида

$$\left(\frac{v^2}{g}\right)\left(\frac{a}{E^3}\right)\left(\frac{\rho_r}{\rho_{ж}}\right)(\mu^{0,2}) = f\left(\frac{G_{ж}}{G_r}\right)\left(\frac{\rho_r}{\rho_{ж}}\right)^{0,5}, \quad (10.24)$$

где v — скорость газа в свободном сечении насадочной колонны, м/с; $g = 9,81$ м/с²; a — удельная поверхность насадки, м²/м³; E — доля свободного пространства в насадке; ρ_r , $\rho_{ж}$ — соответственно плотность газа и жидкости; μ — вязкость жидкости; $G_{ж}$, G_r — соответственно массовые скорости (расходы) жидкости и газа.

Зависимость вида (10.24) представлена на рис. 10.2. В расчетах значение упаковки насадки (a/E^3) определяют усредненно в зависимости от диаметра d элементов насадки:

d , мм	12,5	25	40	50	60	75
a/E^3 , м ² /м ³	1279	426	276	216	177	157

Практика эксплуатации насадочных колонн показывает, что колонна имеет хорошие показатели, когда нагрузка по жидкости составляет 50—75% от нагрузки захлебывания.

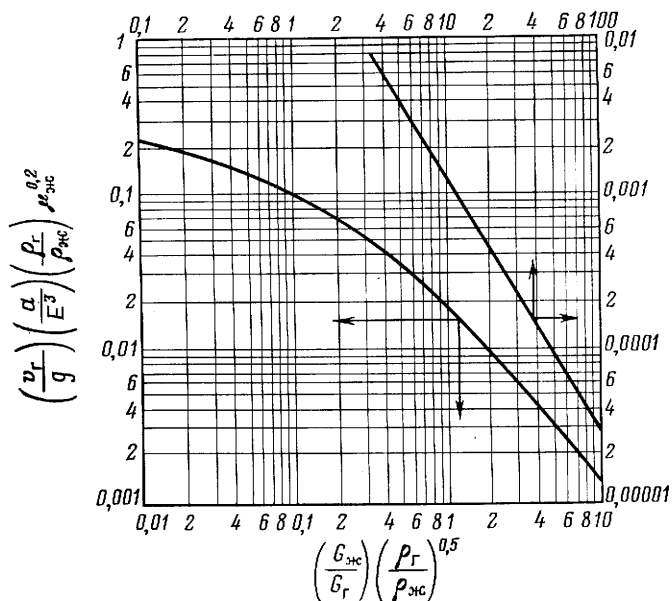


Рис. 10.2. Зависимость приведенной скорости захлебывания насадочных колонн от нагрузки по газу и жидкости

Абсорбционную осушку газа широко используют на промыслах для удаления паров воды из газа жидкими поглотителями. Наиболее широкое распространение в качестве поглотителей воды на установках абсорбционной осушки газа нашли гликоли (рис. 10.3).

Для реализации процесса осушки газа от воды до точек росы $-10 \div -15^\circ\text{C}$ используют сепаратор, абсорбер, регенератор гликоля, теплообменник гликоль — гликоль, насос. В качестве регенератора обычно применяют огневой регенератор или десорбер колонного типа с подачей рефлюкса на верхнюю та-

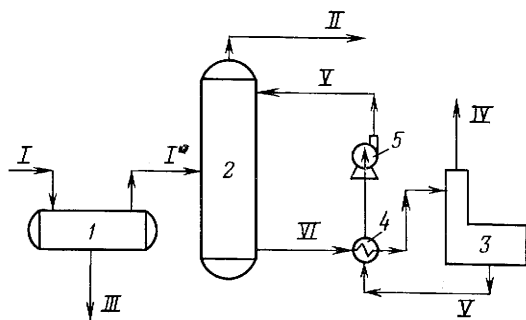


Рис. 10.3. Схема стандартной установки гликолевой осушки газа:

I — сырой газ; *II* — сухой газ; *III* — вода; *IV* — пары воды; *V* — сухой гликоль; *VI* — сырой гликоль; 1 — сепаратор; 2 — абсорбер; 3 — регенератор гликоля; 4 — теплообменник гликоль — гликоль; 5 — насос

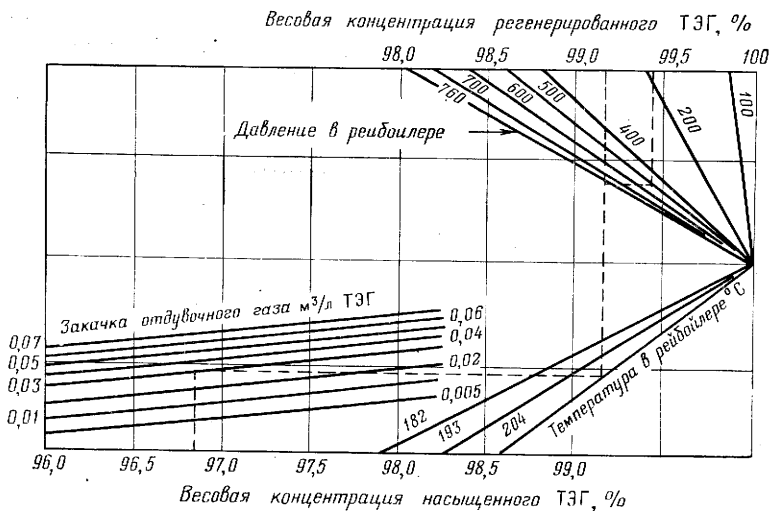
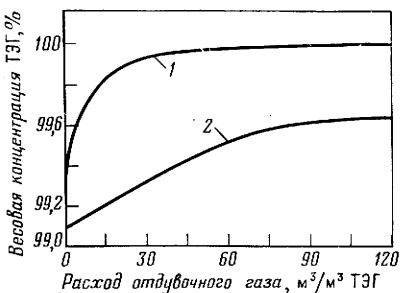


Рис. 10.4. Номограмма для определения весовой концентрации регенерированного ТЭГ

Рис. 10.5. Зависимость весовой концентрации регенерированного триэтиленгликоля от расхода отдувочного газа при температуре регенерации 20°С:

1 — подача отдувочного газа после рейбойлера; 2 — то же, в рейбойлере



релку. Повышение концентрации регенерируемого гликоля наряду с подогревом его в регенераторе достигается или созданием вакуума в колонне регенерации, или дополнительной отдувкой паров воды из регенерированного гликоля сухим газом.

На рис. 10.4 приведена номограмма для определения весовой концентрации триэтиленгликоля при закачке отдувочного газа. Причем подача отдувочного газа в рейбойлер десорбера для повышения концентрации регенерируемого гликоля менее эффективна, чем подача отдувочного газа в стриппер или отдувочный аппарат, размещаемый после десорбера (рис. 10.5). По схеме (см. рис. 10.3) реализуется процесс осушки газа при концентрации гликоля 95—98%.

Более глубокая осушка газа (до точек росы —40÷60°С) с использованием гликолевых установок достигается при температурах контакта в абсорбере 8—10°С и при высоких кон-

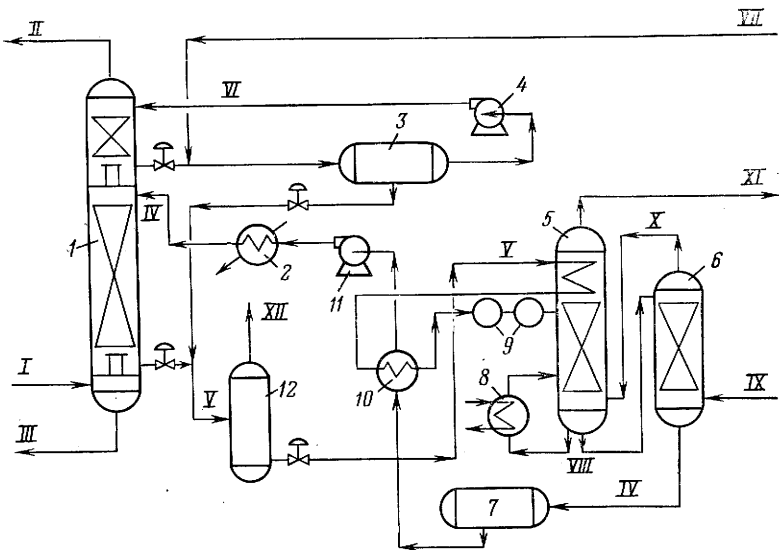


Рис. 10.6. Схема одноступенчатой установки осушки газа высококонцентрированными гликолями:

I — сырой газ; II — сухой газ; III — сброс жидкости; IV — сухой гликоль; V — сырой гликоль; VI — пентан для промывки; VII — добавка пентана в систему; VIII — частично регенерированный гликоль; IX — сухой отдувочный газ; X — сырой отдувочный газ; XI — сброс водяных паров и отдувочного газа; XII — сброс углеводородных паров; 1 — абсорбер; 2 — холодильник гликоля; 3 — разделитель пентан — гликоль; 4 — насос пентана; 5 — десорбер; 6 — стриппер; 7 — емкость гликоля; 8 — ребойлер; 9 — фильтр; 10 — теплообменник гликоль — гликоль; 11 — насос гликоля; 12 — дегазатор

центрациях регенерированного гликоля (до 99,8—99,95%). Газ осушается (рис. 10.6) в контакторе, регенерация гликоля происходит в десорбере подогревом с помощью печи (рейбойлера), в стриппере (отгонной колонне) с помощью отгонного сухого газа.

Энергетические затраты, связанные с циркуляцией всего объема регенерированного высококонцентрированного гликоля по схеме, могут быть снижены, если применить процесс двухступенчатой осушки газа высококонцентрированным гликолем (рис. 10.7). В этой схеме газ осушается от воды в абсорбере двумя потоками гликоля: поток VIII регенерированный гликоль из десорбера и поток IV — регенерированный высококонцентрированный гликоль из стриппера (отгонного аппарата).

В обеих указанных схемах снижение потерь гликоля, вызываемых его испарением в сухой газ и капельным уносом с осушенным газом, достигается промывкой осушенного газа жидким пентаном (поток VI, направляемый в верхнюю часть абсорбера насосом). Указанные схемы могут реализовываться на низкотемпературных установках (сжижение газов) газопе-

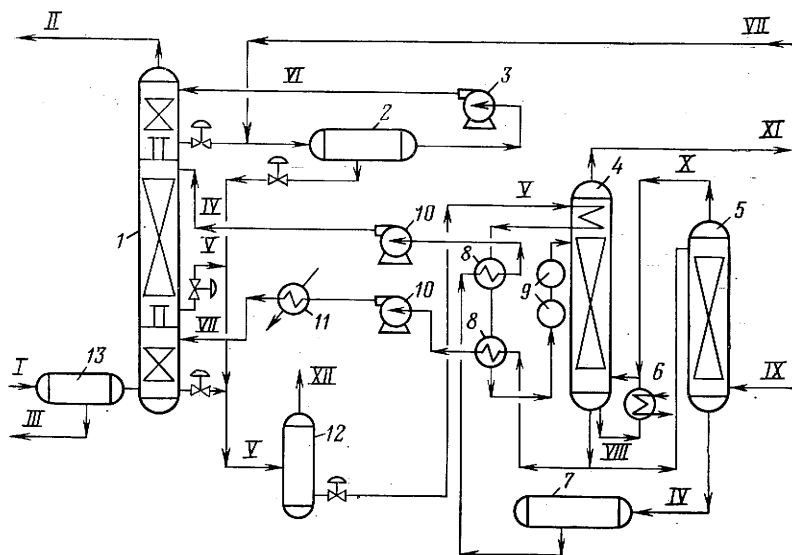


Рис. 10.7. Схема двухступенчатой установки осушки газа высококонцентрированными гликолями:

I — сырой газ; *II* — сухой газ; *III* — сброс жидкости; *IV* — сухой гликоль; *V* — сырой гликоль; *VI* — пентан для промывки; *VII* — добавка пентана в систему; *VIII* — частично регенерированный гликоль; *IX* — сухой отдувочный газ; *X* — сырой отдувочный газ; *XI* — сброс водяных паров и отдувочного газа; *XII* — сброс углеводородных паров; *1* — абсорбер; *2* — разделитель пентан — гликоль; *3* — насос пентана; *4* — десорбер; *5* — стриппер; *6* — ребойлер; *7* — емкость гликоля; *8* — теплообменник гликоль — гликоль; *9* — фильтр; *10* — насос гликоля; *11* — холодильник гликоля; *12* — дегазатор; *13* — сепаратор

рерабатывающих заводов, где требуется достичь глубокой осушки газа.

При температуре газа выше 50°C на стандартных гликолевых установках предусматривается охлаждение газа в аппаратах воздушного охлаждения перед подачей его на осушку. При температуре газа ниже $6\text{--}8^{\circ}\text{C}$ перед подачей газа на установку гликолевой осушки его подогревают в печи подогрева или в теплообменнике. Степень охлаждения или подогрева газа перед подачей его на установку осушки выбирают исходя из расчетной температуры контакта, требуемой точки росы и с учетом физико-химических свойств осушителя.

По установленным нормам эксплуатации насыщение раствора осушителя принимают равным $2,5\%$. Расход раствора гликоля в системе циркуляции определяют расчетом, но не менее $20\text{ л}/1000\text{ м}^3$ осушаемого газа. Потери осушителя не должны превышать $20\text{ г}/1000\text{ м}^3$ (унос, испарение и пр.).

При заданном числе тарелок (рис. 10.8) в абсорбере скорость циркуляции гликоля (кг/ч) в системе осушки определяется выражением

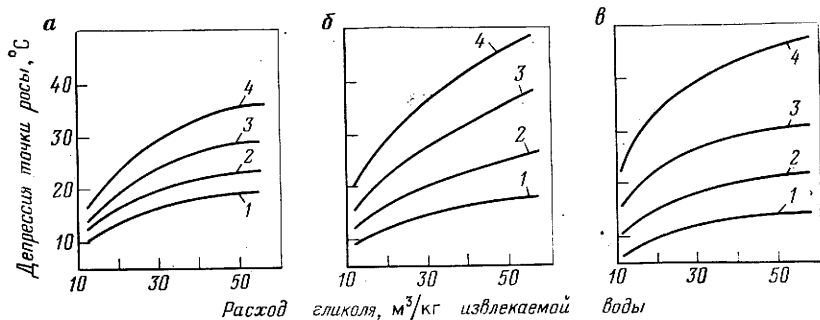


Рис. 10.8. Зависимость расхода триэтиленгликоля от его концентрации при 37,8 °С:

число тарелок в колонне: а — 4; б — 6; в — 8; весовая доля, %: 1 — 93,5; 2 — 99,0; 3 — 99,5; 4 — 99,9

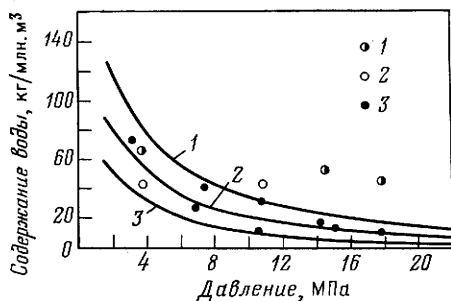


Рис. 10.9. Зависимость содержания воды в газе при осушке его 98%-ным триэтиленгликолем от давления при температуре, °С:

1 — 32,2; 2 — 26,7; 3 — 21,1

$$v_r = \frac{Q(W_1 - W_2)q}{24}, \quad (10.25)$$

где Q — расход осушаемого газа, $m^3/сут$; W_1, W_2 — влажность газа до и после осушки, $кг/м^3$; q — удельный расход гликоля в системе циркуляции, $кг/кг$ воды (для ТЭГ q варьирует в широких пределах от 10 до 60 $кг/кг$ воды, в среднем 10—30 $кг/кг$ воды).

Содержание воды в осушенном газе зависит от давления и температуры контакта (рис. 10.9).

Концентрацию насыщенного гликоля определяют по расчету, аналогичному расчету в технологии предупреждения гидратообразования. При необходимости показатели работы абсорбера могут быть рассчитаны с использованием теории абсорбции и вычислением коэффициента абсорбции от тарелки к тарелке по графику Крэмсера.

Процесс регенерации гликоля можно рассчитать как процесс ректификации бинарной системы (вода — гликоль), имея в виду, что регенератор представляет, по сути, отпарную колонну. Пары, выходящие из ребойлера колонны, представляют практически пары воды. Жидкость, находящаяся выше точки ввода сырья в регенератор гликоля, является водой. Для снижения потерь гликоля степень конденсации паров воды, вы-

ходящих из регенератора, должна быть высокой. С этой целью применяются рефлюксное орошение верха колонны регенератора и снижение температуры верха колонны. При использовании в расчетах регенерации гликоля влияния вакуума и отпарного газа массовую концентрацию гликоля в насыщенном растворе находят из выражения

$$C_2 = \frac{G_1}{G_1 + G_2 + G_3} 100, \quad (10.26)$$

где C_2 — массовая доля гликоля в насыщенном растворе, %; G_1 — масса гликоля в регенерированном гликоле, кг; G_2 — масса воды, абсорбированной из газа, кг; G_3 — масса воды в регенерированном гликоле, кг.

Температура подогрева гликоля в ребойлере не должна превышать критических температур разложения гликолей. Во избежание тепловых потерь все технологические трубопроводы и аппараты установок осушки газа, размещаемые в зданиях и имеющие температуру стенок выше $+45^\circ\text{C}$ (на открытых площадках $+60^\circ\text{C}$), должны быть теплоизолированы. Тепловые и энергетические затраты в схемах установок осушки газа снижают использованием теплообменников холодный поток — горячий поток. В регенераторах с огневым подогревом расход теплоты составляет 560 кДж/л раствора гликоля. Во избежание коррозии кислотность раствора гликоля поддерживают на уровне $\text{pH}=6\div 7$, например добавкой щелочи или амина. Используют и ингибиторы коррозии. Предотвращение вспенивания гликоля в системе достигается фильтрованием раствора от механических примесей в случае загрязнения абсорбера, регенератора и системы — промывкой всей системы, применением пеногасителей (например, триоктилфосфат в количестве не более 500⁰⁰/о).

Для получения регенерированного гликоля высокой концентрации вместо сухого отдувочного газа, подаваемого в стриппер в схемах (см. рис. 10.6 и 10.7), может быть использован изооктан для снижения парциального давления воды в стриппере. Изооктан, как и отдувочный сухой газ, поглощает воду из регенерированного гликоля и способствует получению регенерированного гликоля высокой концентрации. Расход жидкого изооктана в системе циркуляции составляет 0,15—0,3 л на 1 л гликоля. Регенерация изооктана легко достигается испарением воды. Стоимость процесса при использовании изооктана возрастает.

В соответствии с теорией уравнение абсорбции воды из газа раствором гликоля может быть записано в виде

$$\frac{y_{N+1} - y_1}{y_{N+1} - y_0} = \frac{A^{N+1} - A}{A^{N+1} - 1}, \quad (10.27)$$

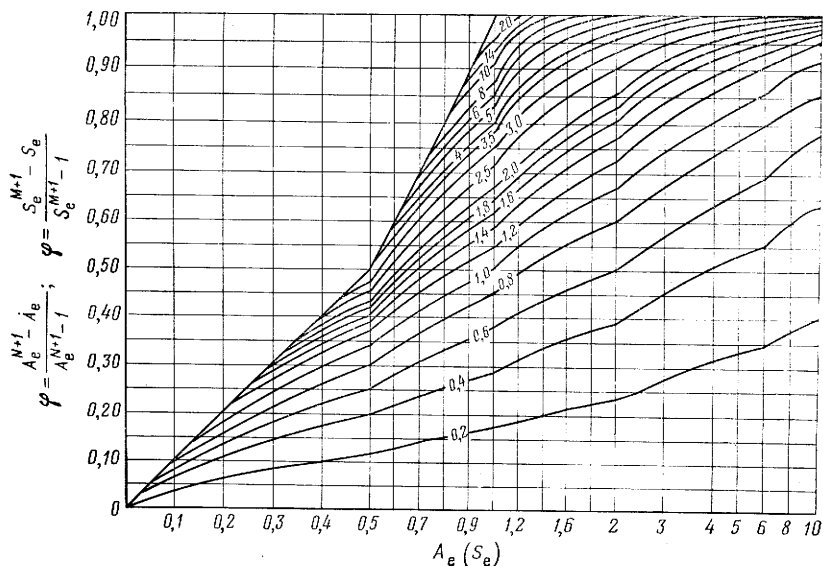


Рис. 10.10. Кривые изменения коэффициентов абсорбции A_e и десорбции S_e от числа теоретических тарелок (цифры на кривых)

где y_{N+1} — мольная доля воды в сыром газе на входе в абсорбера; y_1 — мольная доля воды в сухом газе на выходе из абсорбера; y_0 — мольная доля воды в осушенном газе, соответствующая равновесному содержанию воды над раствором регенерированного гликоля (y_0 несколько меньше y_1); $A = L/(Kv)$ — коэффициент абсорбции; L — расход циркулирующего гликоля, моль/ч; v — расход газа, моль/ч; K — константа равновесия для воды между водой в газе и водой в водном растворе гликоля; $y = Kx$; y — мольная доля воды в газе; x — мольная доля воды в водном растворе гликоля; N — число теоретических тарелок в абсорбере.

Уравнение (10.27) для триэтиленгликоля в зависимости от числа теоретических тарелок и коэффициента абсорбции может быть решено с использованием графика (рис. 10.10). Константа равновесия воды над водным раствором гликоля

$$K = y_0 \gamma, \quad (10.28)$$

где y_0 — мольная доля воды в газе (в пересчете на объем сухого газа), насыщенном водой, на входе в абсорбер при рабочем давлении p и температуре T ; γ — коэффициент активности воды в водных растворах гликоля.

Для решения уравнения (10.27) значение мольной доли воды в осушенном газе, соответствующей равновесному содер-

Таблица 10.2

Данные для определения x_0 и γ

$(1-C_1)$, %	C_1 , %	x_0	γ	$(1-C_1)$, %	C_1 , %	x_0	γ
0,2	99,8	0,015	0,405	4,5	95,5	0,274	0,637
0,5	99,5	0,039	0,425	5,0	95,0	0,306	0,657
0,8	99,2	0,061	0,445	5,5	94,5	0,330	0,676
1,0	99,0	0,076	0,457	6,0	94,0	0,350	0,694
1,5	98,5	0,111	0,487	6,5	93,5	0,367	0,710
2,0	98,0	0,143	0,515	7,0	93,0	0,375	0,725
2,5	97,5	0,155	0,543	7,5	92,5	0,405	0,740
3,0	97,0	0,205	0,570	8,0	92,0	0,420	0,750
3,5	96,5	0,232	0,594	8,5	91,5	0,440	0,765
4,0	96,0	0,258	0,616	9,0	91,0	0,455	0,775

жанию воды над раствором регенерированного гликоля, может быть найдено из уравнения

$$y_0 = Kx_0, \quad (10.29)$$

где x_0 — мольная доля воды в регенерированном растворе гликоля, поступающего в абсорбер.

Значения x_0 и γ в зависимости от весовой концентрации C_1 регенерированного триэтиленгликоля или от весового содержания воды $(1-C_1)$ в регенерированном триэтиленгликоле определяют из табл. 10.2.

Содержание воды в регенерированном триэтиленгликоле зависит от числа тарелок в десорбере (рис. 10.11). Обычно на практике содержание воды определяют не в мольных долях, а в кг/1000 м³ газа. При известной мольной доле воды y в газе весовое содержание воды W в 1000 м³ газа, приведенное к стандартным условиям (0,1 МПа и 0°C), находят из соотношения

$$W = 792000y, \quad (10.30)$$

где W — содержание воды в газе, кг/1000 м³ газа; y — мольная доля воды в газе.

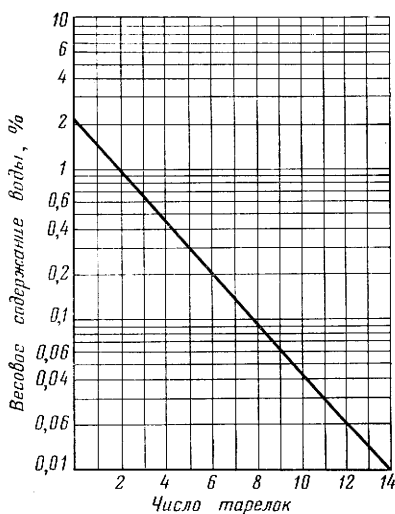


Рис. 10.11. Зависимость весового содержания воды в регенерированном триэтиленгликоле от числа тарелок в десорбере

Выражая левую часть уравнения (10.27) через содержание воды, имеем соотношение

$$\frac{W_{N+1} - W_1}{W_{N+1} - W_0} = \frac{A^{N+1} - A}{A^{N+1} - 1}. \quad (10.31)$$

Значения W_{N+1} и W_1 находят из графика влажности газов, а W_0 — из выражения

$$W_0 = \gamma W'_0 x_0, \quad (10.32)$$

где W_0 — весовое содержание воды в осушенном газе, соответствующее равновесному содержанию воды над регенерированным гликолем (W_0 несколько меньше W_1); W'_0 — весовое равновесное содержание воды в газе (в расчете на объем сухого газа) при рабочих давлении и температуре на входе в абсорбер; γ , x_0 — активность и мольная доля воды в регенерированном гликоле из табл. 10.1.

Уравнение (10.32) может быть использовано для нахождения константы равновесия для воды:

$$K = 1,3 \cdot 10^{-6} W_0 \gamma. \quad (10.33)$$

Порядок расчета скорости циркуляции ТЭГ в абсорбере поясним на примере.

Требуется рассчитать скорость циркуляции ТЭГ с весовой концентрацией 98,7 для осушки 10 млн. м³/сут газа при 7 МПа и 40 °С в четырехтарельчатом абсорбере (1 теоретическая тарелка), чтобы осушить газ до содержания воды в осушенном газе ($W_1 = 117$ кг/10⁶ м³ газа). Содержание воды в газе на входе в абсорбер по условиям насыщения $W_{N+1} = 1021$ кг/10⁶ м³ сырого газа.

Порядок решения следующий.

1. Из табл. 10.1 для заданной концентрации регенерированного ТЭГ находим $x_0 = 0,096$; $\gamma = 0,475$.

2. Значение W_0 при 40 °С и 7 МПа составит 1100 кг/10⁶ м³ сухого газа.

3. Из уравнения (10.32) $W_0 = 0,475 \times 1100 \times 0,096 \times 10^{-6} = 50,2$ кг/10⁶ м³ сухого газа.

4. Левая часть уравнения (10.31) равна

$$\frac{1100 - 117}{1100 - 50,2} = 0,936.$$

5. Из рис. 10.10 для $N = 1$ и $\left(\frac{y_{N+1} - y_1}{y_{N+1} - y_0} \right) = 0,936$ получаем значение коэффициента абсорбции $A = 14,8$.

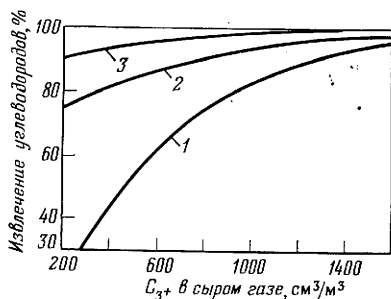
6. Количество молей ТЭГ, циркулирующего в абсорбере осушки для заданных условий, определим по уравнению

$$L_0 = AKV_{N+1}, \quad (10.34)$$

где L_0 — количество молей ТЭГ в системе циркуляции, моль ТЭГ/моль газа; A — коэффициент абсорбции; K — константа равновесия для воды; V_{N+1} — количество молей газа, идущего на осушку в абсорбер (принимают за 1,00).

Рис. 10.12. Зависимость извлечения жидких углеводородов из сырого газа охлаждением от содержания пропана плюс высшие в исходном сырье при температуре сепарации -25°C :

1 — пропан; 2 — бутаны; 3 — пентаны плюс высшие (газовый конденсат)



Из уравнения (10.33) имеем

$$K = 1,3 \cdot 10^{-6} (1100) \cdot (0,475) = 0,00068.$$

Тогда $L_0 = 14,8 \cdot 0,00068 \cdot 1,0 = 0,010$ моль ТЭГ/моль газа.

7. При расходе газа 10 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$ количество молей газа в час равно 18 400.

8. Молекулярный вес регенерированного гликоля

$$M_{\text{ТЭГ}} = 0,093 \cdot 18 + 0,907 \cdot 150 = 137,7.$$

9. Массовый расход ТЭГ в системе циркуляции составляет

$$G_{\text{ТЭГ}} = 184 \cdot 137,7 = 25\,340 \text{ кг/ч.}$$

10. Объемный расход ТЭГ в системе циркуляции при $\rho_{\text{ТЭГ}} = 1,12 \text{ кг/л}$ составляет $Q_{\text{ТЭГ}} = 25340/1,12 = 22\,620 \text{ л/ч.}$

11. За 1 ч из газа абсорбируется $10 \cdot (1100 - 117)/24 = 410 \text{ кг воды.}$

12. Скорость циркуляции ТЭГ, таким образом, в цикле осушки составит $22620/410 = 55,2 \text{ л/кг воды.}$

Отметим, что если рассчитывать скорость циркуляции гликоля по мольной доле воды [см. уравнение (10.27)], то результат получится меньшим, так как $L_N > L_0$.

Имеем

$$y_{N+1} = 1100/792\,000 = 0,00139;$$

$$y_1 = 117/792\,000 = 0,000148.$$

Таким образом, мольное количество абсорбируемой из газа воды составит $(y_{N+1} - y_1) = 0,00139 - 0,000148 = 0,00124$ моль воды/1 моль газа. Тогда $L_0 = 0,010 - 0,00124 = 0,00876$ моль ТЭГ/моль газа. Окончательно получаем $Q_{\text{ТЭГ}} = 19\,810 \text{ л/ч}$, а скорость циркуляции ТЭГ в абсорбере — 48 л/кг воды.

Низкотемпературную сепарацию газа осуществляют на газоконденсатных месторождениях с целью извлечения из добываемого газа конденсата и одновременной осушки газа от воды. Газовый конденсат и воду извлекают с помощью установок низкотемпературной сепарации за счет низких температур, получаемых в результате дросселирования газа, или внешнего источника холода (холодильные машины, турбодетандеры). Извлечение жидких углеводородов из сырого газа охлаждением зависит от содержания C_{3+} в сыром газе (рис. 10.12). Расход раствора ингибитора гидратообразования, обычно диэтиленгликоля, в системе циркуляции установок низкотемпературной сепарации определяется расчетом по условиям преду-

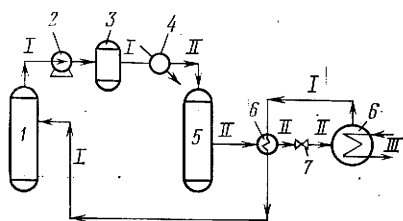
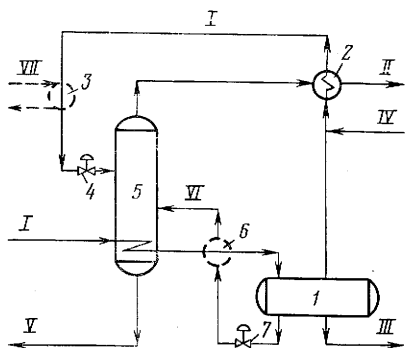


Рис. 10.15. Схема парокомпрессионного холодильного цикла:

I — хладагент в парообразном состоянии; *II* — хладагент в жидком состоянии; *III* — охлаждаемый поток; *1* — сепаратор-скруббер паров хладагента на всосе компрессора; *2* — компрессор; *3*, *5* — ресиверы; *4* — конденсатор; *6* — теплообменник газ — жидкость; *7* — штуцер; *8* — испаритель

Рис. 10.14. Схема оптимизации цикла охлаждения процесса низкотемпературной сепарации продукции газоконденсатных скважин:

I — сырой газ; *II* — сухой газ; *III* — вода; *IV* — сухой гликоль; *V* — газовый конденсат, сырой гликоль; *VI* — газовый конденсат; *VII* — дополнительное охлаждение; *1* — сепаратор-каплеотбойник; *2* — теплообменник газ — газ; *3* — теплообменник (испаритель, детандер); *4*, *7* — штуцеры; *5* — низкотемпературный сепаратор; *6* — теплообменник газ — конденсат

фекта при сепарации газоконденсатной продукции целесообразно в качестве сепаратора-каплеотбойника использовать трехфазный сепаратор, обеспечивающий сброс в поток *III* только пластовой и конденсационной воды. При этом потоки газа и конденсата, выходящие из сепаратора *1*, следует направлять в теплообменник, дроссель и низкотемпературный сепаратор *4*. Газ дегазации (поток *VIII*), выходящий из трехфазного разделителя, целесообразно утилизировать на собственные нужды промысла, а при его избытке — направлять через эжектор на дроссель.

По другой схеме утилизации теплых и холодных потоков и оптимизации цикла охлаждения процесса низкотемпературной сепарации продукции газоконденсатных скважин (рис. 10.14) предотвращение гидратообразования предусмотрено впрыском гликоля (поток *IV*). Сброс пластовой воды осуществляется из трехфазного сепаратора-каплеотбойника (поток *III*). Газовый конденсат и насыщенный гликоль из низкотемпературного сепаратора *5* направляются (поток *V*) на разделение и дальнейшую обработку: конденсат — на стабилизацию и отгрузку потребителю, насыщенный гликоль — на регенерацию. Схемой предусмотрено внешнее охлаждение (поток *VII*) водой или хладагентом в теплообменнике (испарителе) *6*.

В целях повышения эффективности использования давления потока газа, штуцируемого на дросселе, для получения холода могут быть использованы вместо дросселя расширительные машины (турбинные или поршневые). Их применение в схе-

мах низкотемпературной сепарации, особенно в паре детандер — компрессор, увеличивает продолжительность периода функционирования процесса сепарации при низких температурах. В противном случае для обеспечения режима сепарации при низких температурах необходимо либо преждевременно вводить дожимные компрессорные станции, либо вводить источники искусственного холода.

На рис. 10.15 представлена схема парокомпрессионного холодильного цикла, например пропановых холодильных машин, включаемых в схему процесса низкотемпературной сепарации продукции газоконденсатных скважин на этапе исчерпания дроссель-эффекта.

В схеме низкотемпературной сепарации газа дросселирующее устройство заменяют холодильником-испарителем 8. Продукция газоконденсатных скважин (поток III) охлаждается в указанном испарителе за счет теплообмена с испаряющимся хладагентом (поток II), поступающим в него через теплообменник 6 газ — жидкость и штуцер 7 в жидком виде. Пары хладагента (поток I) подвергаются сжижению посредством их компримирования в компрессоре 2 и охлаждения в конденсаторе 4, затрачивая на это внешнюю работу (привод компрессора, привод аппаратов воздушного или водяного охлаждения).

Вместо парокомпрессионного холодильного цикла в схеме процесса низкотемпературной сепарации может быть использован пароабсорбционный холодильный цикл, например водоаммиачные холодильные машины (рис. 10.16).

В этой схеме испаряющийся хладагент (поток II) в теплообменнике-испарителе 10 охлаждает продукцию газоконденсатных скважин (поток VII). Пары хладагента (поток I) ожижаются посредством их абсорбции водой (поток III), подаваемой на орошение в абсорбер 8, и последующего разделения водного раствора хладагента (поток IV) в ректификационной колонне 1 на воду (поток III) и хладагент (поток I), пары которого ожижаются в конденсаторе 2. При пароабсорбционном холодильном цикле затрачивается внешняя работа (теплота) на подогрев и охлаждение продукции холодильного цикла (поток V, VI), на привод аппаратов воздушного или водяного охлаждения (2, 6) и на привод насосов (3, 9).

Для термодинамического расчета процесса низкотемпературной сепарации природного газа и расчета материальных потоков необходимо знать температуру газа после его дросселирования. Дифференциальный дроссель-эффект Джоуля — Томсона для природных газов с содержанием метана более 90% определяется выражением

$$\mu_i = \frac{(T_K/\rho_K)[(\rho_K/T_K)\mu_i C_p]}{C_p^0 + \Delta C_p}, \quad (10.35)$$

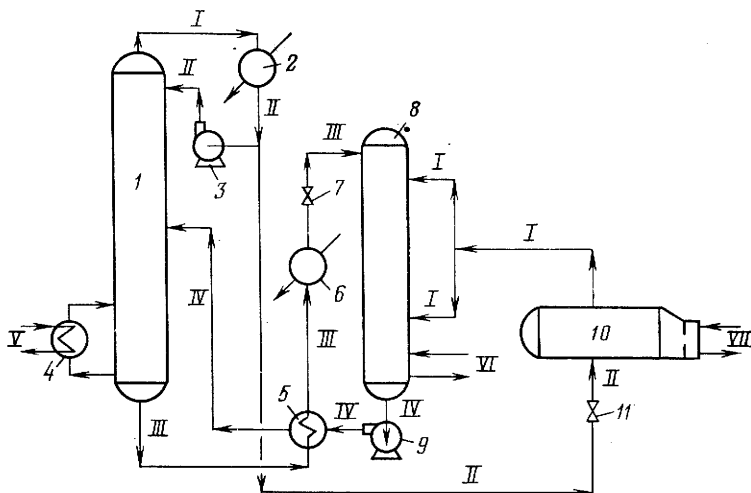


Рис. 10.16. Схема пароабсорбционного холодильного цикла:

I — хладагент в парообразном состоянии; *II* — хладагент в жидком состоянии; *III* — вода; *IV* — вода, насыщенная хладагентом; *V* — подогрев; *VI* — охлаждение (водяное); *VII* — охлаждаемый поток; 1 — ректификационная колонна; 2 — конденсатор; 3, 9 — насосы; 4 — подогреватель; 5 — теплообменник вода — насыщенная вода; 6 — холодильник; 7 — штуцер; 8 — абсорбер; 10 — испаритель; 11 — штуцер

где $[(p_k/T_k) \mu_i C_p]$ — обобщенная функция коэффициента Джоуля — Томсона, определяемая из графика (см. рис. 4.4) в зависимости от приведенных давления и температуры; C_p^0 — изобарная теплоемкость при атмосферном давлении и заданной температуре; ΔC_p — поправка изобарной теплоемкости на давление.

Величина $C_p = (C_p^0 + \Delta C_p)$ может быть определена при известных давлениях и температурах по графикам (рис. 10.17).

Падение температуры природного газа при данном пере-

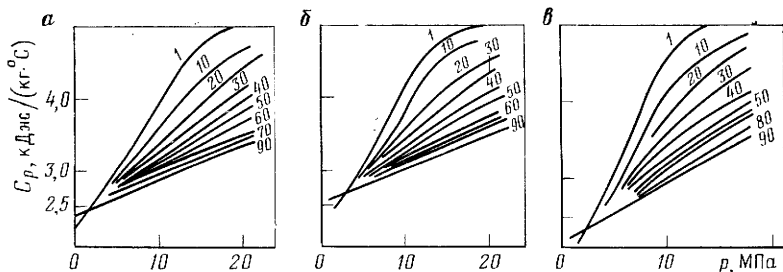


Рис. 10.17. Зависимость теплоемкости природного газа от давления при \bar{p} , равном 0,6 (а); 0,66 (б) и 0,70 (в), и различных температурах в °С (цифры на кривых)

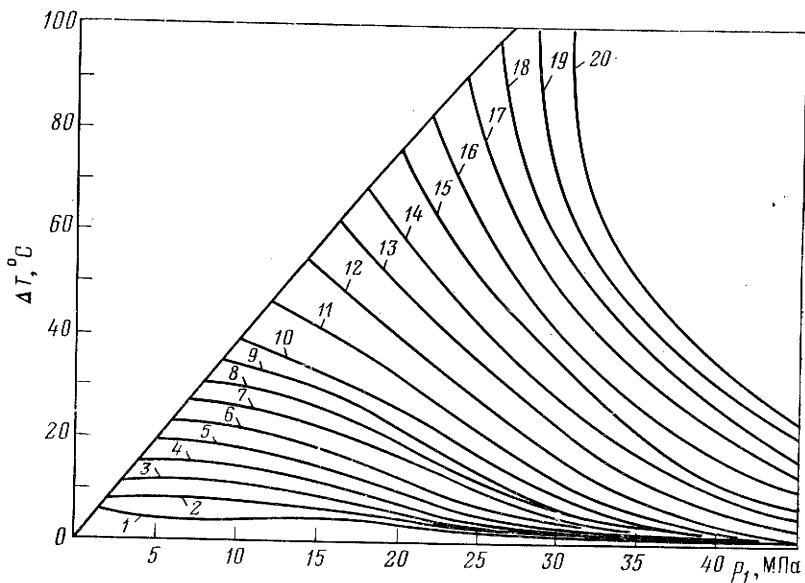


Рис. 10.18. Зависимость перепада температуры на штуцере от давления при перепаде давления на штуцере $\Delta p = (p_1 - p_2)$ (в МПа):

1 — 1,5; 2 — 2; 3 — 3; 4 — 4; 5 — 5; 6 — 6; 7 — 7; 8 — 8; 9 — 9; 10 — 10; 11 — 12; 12 — 14; 13 — 16; 14 — 18; 15 — 20; 16 — 22; 17 — 24; 18 — 26; 19 — 28; 20 — 30

паде давления на штуцере и известном давлении перед штуцером определяют по графику (рис. 10.18).

Тепловой расчет технологического процесса низкотемпературной сепарации природного газа осуществляется с учетом теплообмена в теплообменниках и падения температуры в дросселе (детандере) или в теплообменнике-испарителе.

Количество теплоты, отдаваемое или получаемое газом в процессе теплообмена, определяется тепловым балансом:

$$Q = Q_1 = Q_2 = q_1 \rho_1 C_{p_1} (t_1 - t_2) = q_2 \rho_2 C_{p_2} (t_4 - t_3), \quad (10.36)$$

где Q_1 — количество теплоты, отдаваемое «теплым» газом в процессе охлаждения, кДж/ч; Q_2 — количество теплоты, получаемое «холодным» газом в процессе нагревания, кДж/ч; q_1, q_2 — расходы «теплого» и «холодного» газа, м³/ч; ρ_1, ρ_2 — плотности «теплого» и «холодного» газа, кг/м³; C_{p_1}, C_{p_2} — теплоемкости «теплого» и «холодного» газа, кДж/(кг·°C); t_1, t_2 — температуры «теплого» газа на входе и выходе теплообменника установки низкотемпературной сепарации, °C; t_3, t_4 — температуры «холодного» газа на входе и выходе теплообменника, °C.

Количество теплоты, выделяемое при конденсации водяного пара и тяжелых углеводородов, должно учитываться в тепло-

вом балансе. С учетом этого уравнение (10.36) принимает вид:

$$Q = Q_1 = Q_2 = q_1 \rho_1 C_{p_1} (t_1 - t_2) + r_k q_1 q_k + r_v q_1 q_v = \\ = q_2 \rho_2 C_{p_2} (t_4 - t_3), \quad (10.37)$$

где q_k , q_v — количество газового конденсата и воды, сконденсировавшихся при снижении температуры газа от t_1 до t_2 , кг/м³; r_k , r_v — скрытая удельная теплота парообразования соответственно газового конденсата и воды, кДж/кг.

При наличии избыточного давления на установке низкотемпературной сепарации, срабатываемого на штуцере или детандере, температура газа t_2 перед штуцером или турбодетандером определяется из выражения

$$t_2 = t_3 + \mu_i (\Delta p), \quad (10.38)$$

где t_3 — температура газа в низкотемпературном сепараторе (всегда задана по условиям точки росы сепарируемого газа), °С; μ_i — дифференциальный дроссель-эффект, °С/МПа; Δp — перепад давления, срабатываемый в дросселе или детандере, °С/МПа.

Количество теплоты, расходуемое в процессе теплообмена «холодным» и «теплым» потоками газа:

$$Q = F \Delta t_{cp} K, \quad (10.39)$$

где Δt_{cp} — средняя логарифмическая разность температур, °С; F — площадь поверхности теплообмена, м²; K — коэффициент теплопередачи, кДж/(м²·ч·°С).

В формуле (10.39) средняя логарифмическая разность температур Δt_{cp} определяется:

для прямотока

$$\Delta t_{cp} = \frac{(t_1 - t_3) - (t_2 - t_4)}{2,3 \log \frac{(t_1 - t_3)}{(t_2 - t_4)}}, \quad (10.40)$$

для противотока

$$\Delta t_{cp} = \frac{(t_1 - t_4) - (t_2 - t_3)}{2,3 \log \frac{(t_1 - t_4)}{(t_2 - t_3)}}, \quad (10.41)$$

для смешанного и перекрестного потоков

$$\Delta t_{cp} = \frac{(t_1 - t_4) - \left(t_2 - \frac{t_3 + t_4}{2}\right)}{2,3 \log \frac{(t_1 - t_4)}{\left(t_2 - \frac{t_3 + t_4}{2}\right)}} \quad (10.42)$$

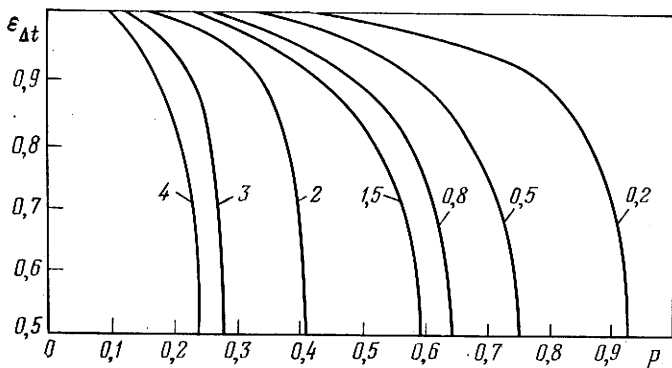


Рис. 10.19. Зависимость $\epsilon_{\Delta t}$ от параметров p при различных R (цифры на кривых)

или

$$\Delta t_{\text{ср}} = \epsilon_{\Delta t} \Delta t_{\text{ср}}. \quad (10.43)$$

Из формулы (10.43)

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_{\text{max}} - \Delta t_{\text{min}}}{2,3 \log(\Delta t_{\text{max}}/\Delta t_{\text{min}})}. \quad (10.44)$$

Поправочный коэффициент $\epsilon_{\Delta t}$ находят из графиков (рис. 10.19) в зависимости от параметров p и R , определяемых выражениями:

$$p = (t_2' - t_2'')/\Delta t_{\text{max}} = \Delta t_{\text{хол}}/\Delta t_{\text{max}}; \quad (10.45)$$

$$R = (t_1' - t_1'')/(t_2' - t_2''), \quad (10.46)$$

где t_1' , t_1'' — соответственно начальная и конечная температуры «горячего» потока; t_2' , t_2'' — соответственно начальная и конечная температуры «холодного» потока; $\Delta t_{\text{хол}}$ — разность температур «холодного» потока; Δt_{max} — максимальная разность температур.

Величина p показывает отношение нагрева холодного теплоносителя к максимально возможному перепаду температур в данном теплообменнике, а величина R — отношение охлаждения горячего теплоносителя к нагреву холодного теплоносителя. В теплообменных аппаратах, работающих без изменения агрегатного состояния теплоносителей, противоток дает большее значение среднего температурного перепада (напора) по сравнению с любой другой схемой движения теплоносителей. Прямоточная схема обеспечивает наименьшее значение среднего температурного напора.

Чем меньше температурный перепад Δt между «теплым» и «холодным» потоками, тем больше должна быть поверхность

теплообмена, которая стремится к бесконечности при $\Delta t \rightarrow 0$. Как правило, теплообменник с $\epsilon_{\Delta t} < 0,8$ редко бывает эффективным, так как требует большой теплопередающей поверхности. Оптимальные значения температурного перепада Δt (в °С) выбирают при проектировании теплообменных аппаратов с учетом следующих данных:

Воздух — углеводороды	11,1—22,2
Вода — жидкости и газы	8,3
Жидкость — жидкость	11,1—24
Газ — газ	4,4—6,7

Коэффициенты теплопередачи [кДж/(м²·ч·°С)] связаны с коэффициентами теплоотдачи и теплопроводности для «теплого» (индекс 1) и «холодного» (индекс 2) потоков уравнениями

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} \frac{F_1}{F_{cp}} + \frac{F_1}{\alpha_2 F_2} + K_{з1}}; \quad (10.47)$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta}{\lambda} \frac{F_2}{F_{cp}} + \frac{F_2}{\alpha_1 F_1} + K_{з2}}, \quad (10.48)$$

где F_1, F_2 — площадь поверхности теплообмена, омываемая потоками 1 и 2, м²; F_{cp} — средняя площадь поверхности теплообмена, м²; δ — толщина стенки теплообмена, м; α_1, α_2 — коэффициенты теплоотдачи на границе стенка — поток, кДж/(м²·ч·°С); λ — коэффициент теплопроводности материала поверхности теплообмена, кДж/(м·ч·°С); $K_{з1}, K_{з2}$ — коэффициенты загрязнения поверхности теплообмена, омываемой соответственно потоками 1 и 2.

В расчетах теплообменников коэффициенты загрязнения поверхности теплопередачи практически принимают равными 0,020—0,030, хотя фактически эти коэффициенты изменяются в широких пределах. Коэффициенты теплопроводности λ в зависимости от вида материала изменяются в широких пределах:

Медь	1389—1401
Алюминий	623—810
Латунь	436—561
Малоуглеродистая (мягкая) сталь	156—187
Кремнистая бронза	93—125
Нержавеющая сталь	50—93
85%-ная магнезиальная изоляция	0,19—0,31
Строительный кирпич	1,87—3,11
Огнеупорный кирпич	3,11—6,23
Дерево	0,37—0,63

Коэффициенты теплопередачи [кДж/(м²·ч·°С)] для различных сред и теплообменных аппаратов:

Водяные теплообменники для:	
газа при давлении, МПа:	
0,1—3,5	715—1020
3,5—7	1020—1635
>7	1635—2045
газолина, сжиженного газа	1430—1840
моноэтаноламина	2655—3065
воздуха	305—510
воды	3475—4085
Водяные конденсаторы для:	
регенераторов амина	2045—2250
продукта верхней части ректификационных колонн	1430—1635
легких углеводородов	1735—2760
Ребойлеры для:	
пара	2860—3270
горячей нефти	1840—2450
гликоля	205—410
амина	2045—2450
Теплообменники:	
нефть — нефть	1635—2045
пропан — пропан	2045—2655
регенерированный МЭА — насыщенный МЭА	2450—2655
газ — газ (<3,5 МПа)	1020—1430
газ — газ (~7 МПа)	1125—1530
газ — пропан (в испарителе)	1225—1840
Воздушные конденсаторы для:	
легких углеводородов	1530—1840
моноэтаноламинов	1430—1840
френов	1430—1840
Воздушные холодильники для:	
легких углеводородных жидкостей	1430—1840
воды	2045—2450
смазочных масел	205—410
газа	1020—1430

Коэффициенты теплоотдачи α_1 и α_2 , входящие в уравнения (10.47) и (10.48), зависят от многих факторов и приводятся во многих теплотехнических справочниках. Используя их, можно расчетным путем определить коэффициенты теплопередачи K_1 и K_2 , оценить среднее значение коэффициента теплопередачи K , входящее в уравнение (10.39). На практике коэффициент теплопередачи можно определять также из формул:

для кожухотрубчатых теплообменников и теплообменников «труба в трубе»:

$$K = 0,125 \sqrt{Re_1 Re_2} \quad (10.49)$$

или

$$K = 480 (v_1 v_2)^{0,4}; \quad (10.50)$$

для аммиачных теплообменников-испарителей:

$$K = 220 v_1, \quad (10.51)$$

где Re_1 , v_1 — число Рейнольдса и скорость охлаждаемого газа; Re_2 , v_2 — число Рейнольдса и скорость нагреваемого газа.

Потери теплоты от излучения в теплообменном, сепарационном и другом газопромысловом оборудовании могут быть оценены по уравнению

$$Q = 2,06 \cdot 10^{-7} \cdot S(T_1^4 - T_2^4)\epsilon\phi, \quad (10.52)$$

где S — площадь поверхности излучения, м²; ϕ — геометрический фактор, учитывающий относительные размеры и форму, а также расстояние между телами, обменивающимися теплотой за счет излучения; ϵ — излучательная способность материалов.

Алюминий	0,04—0,055
Листовая сталь	0,66
Окисленное железо	0,74
Окисное железо	0,87
Гальванизированное железо	0,28
Кирпич (красный)	0,93
Стекло	0,94
Оберточная бумага (черная)	0,91
Краски:	
лак черный	0,8—0,95
гладкий графит	0,97
алюминиевая	0,4—0,6
эмаль черная	0,9
на нефтяной основе	0,9—0,96

Алюминиевая поверхность имеет хорошую отражающую способность, что используется для защиты газопромыслового оборудования, располагаемого на открытых площадках, от потери теплоты в атмосферу.

При вводе в эксплуатацию холодильных машин их холодопроизводительность подбирают с учетом количества теплоты, отводимой от обрабатываемого потока газа и жидкости.

Адсорбционные установки используют для глубокой осушки газа от паров воды, извлечения углеводородного конденсата, а также для очистки газа от сероводорода и углекислого газа (рис. 10.20). Технологический процесс адсорбционной осушки возможен при наличии как минимум двух адсорберов: один из них (1) находится в цикле поглощения воды из потока 1 сырого газа, другой (2) — в цикле регенерации. Сухой газ (поток III), выходящий из адсорбера 1, направляют потребителю. Насыщенный влагой адсорбер 2 регенерируют горячим газом, подогреваемым в печи подогрева 4. В качестве газа регенерации используют часть потока 1 сырого газа.

Нагретый газ регенерации после его прохождения через регенерируемый адсорбер направляют в холодильник 5, далее в сепаратор 3 и в адсорбер 1 для осушки от паров воды совместно с основной долей потока 1 сырого газа, поступающего в адсорбер 1 для осушки. Поскольку регенерация насыщенного влагой адсорбера осуществляется испарением и отгонкой паров воды в поток горячего газа регенерации, слой адсорбента в

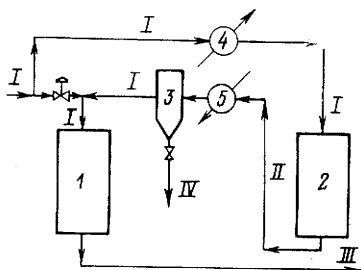


Рис. 10.20. Схема стандартной установки адсорбционной осушки газа: *I, II* — сырой газ; *III* — сухой газ; *IV* — вода; 1 — адсорбер в цикле адсорбции; 2 — адсорбер в цикле регенерации; 3 — сепаратор; 4 — подогреватель; 5 — холодильник

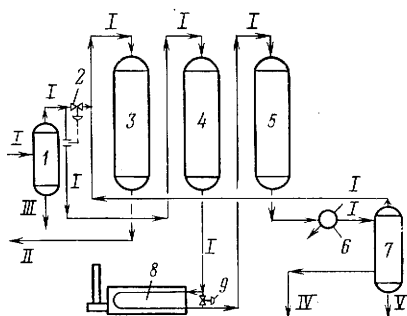


Рис. 10.21. Схема адсорбционной установки по извлечению жидких углеводородов по трехсорберной технологии:

I — сырой газ; *II* — сухой газ; *III* — жидкость; *IV* — жидкие углеводороды; *V* — вода; 1, 7 — сепараторы; 2, 9 — регуляторы расхода; 3, 4, 5 — адсорберы соответственно в циклах адсорбции, охлаждения, регенерации; 6 — конденсатор; 8 — подогреватель

процессе регенерации может нагреваться до 150—200 °С. Для эффективного поглощения паров воды в цикле адсорбции регенерированный адсорбер должен быть переведен в цикл охлаждения, в котором температуру адсорбента понижают от 150—200 до 50—60 °С (обычная температура цикла поглощения).

Реализация такого процесса связана с увеличением числа адсорберов в схеме адсорбционной осушки газа. Известны трех- и четырехсорберные схемы осушки.

Трехсорберная схема (рис. 10.21) адсорбционного процесса по извлечению из газа жидких углеводородов: жидкие углеводороды и вода совместно поглощаются адсорбентом, сепарируются из газа регенерации после его охлаждения в трехфазном сепараторе 7 и направляются соответственно: конденсат — на стабилизацию (поток *IV*), а вода (поток *V*) — в систему утилизации сточных вод.

Продолжительность цикла поглощения в процессе осушки газа и извлечения жидких углеводородов ограничивается временем проскока поглощаемых компонентов. Время проскока пентана в обычных адсорберах составляет 12—20 мин. При продолжительности адсорбционного цикла до 30—40 мин адсорбент насыщается в основном водой, которая вытесняет все углеводороды, кроме самых тяжелых, в составе осушаемого газа. Для осушки газа от воды цикл поглощения (адсорбции) доводят обычно до 8 ч. В короткоцикловых установках для извлечения воды и жидких углеводородов адсорбционный цикл обычно составляет 15—20 мин.

Динамическая емкость и длина слоя адсорбента, так же как и продолжительность цикла поглощения и влажность осушаемого газа, определяют производительность адсорбера по газу.

Длину адсорбционной зоны (в м) силикагеля оценивают по уравнению

$$l = 1,41 \frac{(q_b)^{0,79}}{(v_2)^{0,55}(\varphi)^{0,26}}, \quad (10.53)$$

где q_b — количество воды, поступающей в слой адсорбента, кг/(ч·м²); v_2 — скорость газа в свободном сечении адсорбера, м/мин; φ — относительная влажность газа на входе в адсорбер, %.

При осушке газа бокситом или молекулярными ситами значение длины слоя адсорбента необходимо вычислить, умножив величину, полученную по уравнению (10.53), соответственно на 0,8 и 0,6.

Количество воды, поступающей в слой адсорбента:

$$q_b = 0,054 \frac{Q_r W}{D^2}, \quad (10.54)$$

где Q_r — расход осушаемого газа, млн. м³/сут; W — влажность газа, кг/(10⁶·м³); D — диаметр адсорбера, м.

Время работы адсорбера (в ч) в цикле поглощения до проскока паров воды

$$\tau = 0,01 \frac{a_d \rho_a l}{q_b}, \quad (10.55)$$

где a_d — динамическая емкость адсорбента, %; ρ_a — насыпная плотность адсорбента, кг/м³.

Для практических расчетов адсорберов рекомендуется определять массовый расход газа, диаметр адсорбера, скорость газа и количество воды, поступающей в слой адсорбера, из следующих уравнений:

$$G_r = 20920 \frac{v_r \bar{\rho}_r p}{T}; \quad (10.56)$$

$$G_r = 2344 \frac{Q_r M_r}{D^2}; \quad (10.57)$$

$$D = \left[3,27 \frac{Q_r z T}{p v_r} \right]^{0,5}; \quad (10.58)$$

$$v_r = 3,27 \frac{Q_r z T}{p D^2}; \quad (10.59)$$

$$q_b = 4,67 \frac{W p v_r}{T z}, \quad (10.60)$$

где G_r — массовый расход газа через адсорбер, кг/(ч·м²); v_r — скорость газа, м/мин; D — диаметр адсорбера, м; p — давление, МПа; T — температура газа, К; Q_r — расход газа, млн. м³/сут; W — влажность газа, кг/(10⁶·м³); q_b — количество

воды, поступающей в слой адсорбера, кг/(ч·м²); z — коэффициент сжимаемости газа.

При проектировании адсорбционных установок имеют в виду, что динамическая емкость адсорбента снижается с ростом температуры. При использовании для осушки газа от влаги силикагелей и бокситов относительная динамическая емкость с ростом температуры уменьшается в 2 раза.

τ , °C	25	30	35	40	45	50	55	60
a_d/a_{d_0}	1	0,96	0,92	0,87	0,82	0,75	0,64	0,48

Считается, что массовый расход газа, вычисленный по уравнению (10.56) или (10.57), не должен превышать массового расхода газа, определенного экспериментально по проскоку:

$$G_r = 3600 [C_{pr} \rho_a d_c]^{0,5}, \quad (10.61)$$

где $C = 0,25 \div 0,32$ — экспериментальная константа; ρ_r — плотность газа, кг/м³; ρ_a — плотность адсорбента, кг/м³; d_c — диаметр частиц адсорбента, м.

Обычно скорость газа через слой силикагелей или молекулярных сит зависит от давления:

p , МПа	2,6	3,4	4,1	4,8	5,5	6,2	6,9	7,6	8,3
v_r , м/мин	12—16	11—15	10—13	9—13	8—12	8—11	8—10	7—10	7—9

Расчет цикла регенерации заключается в определении требуемого количества газа регенерации и уровня его нагрева в печи для восстановления поглотительной способности адсорбента. Требуемое количество газа регенерации находят из теплового баланса процесса десорбции. Цикл десорбции (рис. 10.22) — регенерацию и охлаждение — обычно подразделяют на четыре подцикла: A — нагрев от температуры T_1 (температура адсорбции) до температуры T_2 ; B — нагрев от температуры T_2 до температуры T_3 ; C — нагрев от температуры T_3 до температуры T_4 ; D — охлаждение от температуры T_4 до температуры T_5 .

Циклы нагрева от температуры T_1 до температуры T_4 осуществляются греющим газом, выходящим из печи подогрева. Температуру греющего газа принимают на 20—40 °C выше расчетной конечной температуры T_4 регенерации. Обычно температура греющего газа составляет 175—260 °C, но не более 315 °C.

Цикл охлаждения производят частью потока сырого газа, добываясь снижения температуры в конце цикла охлаждения до $T_5 = 50 \div 60$ °C. При достижении более низких температур T_5 возможно снижение динамической емкости адсорбента. Общая продолжительность циклов нагрева и охлаждения должна быть меньше или равна продолжительности цикла адсорбции.

Исходя из теплового баланса циклов нагрева и охлаждения, имеем

$$Q_A = 1,1(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6), \quad (10.61a)$$

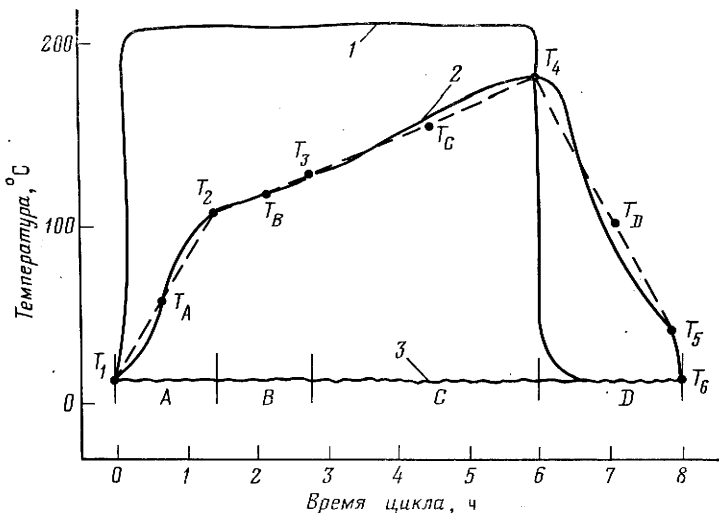


Рис. 10.22. Кривые распределения температуры в процессе десорбции адсорбента:

1 — температура десорбционного газа на входе; 2 — температура десорбционного газа на выходе; 3 — температура газа в адсорбере; T_1 — T_6 — начало, процесс и окончание цикла десорбции; T_A ; T_B ; T_C ; T_D — средние расчетные температуры отдельных участков цикла десорбции адсорбента

где Q_A — расход теплоты на нагрев адсорбента, воды, углеводородов, металла корпуса адсорбера, теплоизоляции от температуры T_1 до температуры T_2 и на испарение легких углеводородов при температуре $T_A = 0,5 (T_1 + T_2)$, кДж; 1,1 — проектный запас расхода теплоты.

Величина Q_A по уравнению (10.61а) возмещается потерями теплоты греющего газа от температуры $T_{гр.г}$ до температуры T_A за время нагрева τ_A :

$$Q_A = G_{гр.г} C_p (T_{гр.г} - T_A) \tau_A, \quad (10.62)$$

где $G_{гр.г}$ — расход греющего газа (газа регенерации), кг/ч; C_p — теплоемкость греющего газа, кДж/(кг·°С).

Затраты теплоты Q_B (в кДж) в цикле подогрева В идут на подогрев адсорбента, воды, металла корпуса адсорбера и теплоизоляции от температуры T_2 до температуры T_3 и на испарение воды при температуре $T_B = 0,5 (T_2 + T_3)$:

$$Q_B = 1,1(Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11}). \quad (10.63)$$

Опыт эксплуатации адсорбционных установок показывает, что температуры T_2 , T_3 и T_B равны соответственно 110; 126 и 116°С. Затраты теплоты Q_B по уравнению (10.63) возмещают-

ся потерями теплоты греющего газа от температуры $T_{гр.г}$ до температуры T_B за время τ_B :

$$Q_B = G_{гр.г} C_p (T_{гр.г} - T_B) \tau_B. \quad (10.64)$$

Затраты теплоты Q_C (в кДж) в цикле подогрева C идут на подогрев адсорбента, металла корпуса адсорбера и теплоизоляции от температуры T_3 до температуры T_4 :

$$Q_C = 1,1(Q_{12} + Q_{13} + Q_{14}). \quad (10.65)$$

Затраты теплоты Q_C по уравнению (10.65) возмещаются потерями теплоты греющего газа от температуры $T_{гр.г}$ до температуры $T_C = 0,5(T_3 + T_4)$ за время τ_C :

$$Q_C = G_{гр.г} C_p (T_{гр.г} - T_C) \tau_C.$$

За период нагрева τ_C осуществляются окончательная десорбция слоя адсорбента и отгон загрязняющих тяжелых углеводородов.

Отвод теплоты Q_D (в кДж) в цикле охлаждения D идет на охлаждение адсорбента, металла корпуса адсорбера и теплоизоляции от температуры T_4 до температуры T_5 :

$$Q_D = (Q_{15} + Q_{16} + Q_{17}). \quad (10.66)$$

Указанная теплота отводится за счет нагрева части сырого газа, направляемого в цикл регенерации, от температуры T_1 до температуры $T_D = 0,5(T_4 + T_5)$ за время τ_D :

$$Q_D = G_{гр.г} C_p (T_D - T_1) \tau_D. \quad (10.67)$$

Общее время десорбции $\tau_{дес} = (\tau_A + \tau_B + \tau_C + \tau_D)$ для десорбции воды обычно составляет 16—17% от четырехчасового и более длительного цикла адсорбции. В расчетах по указанным уравнениям теплоемкость воды, стали и силикагеля принимают равной соответственно 4,19; 0,5 и 1,0 кДж/(кг·°С), плотность материала силикагеля — 1600 кг/м³.

Тепловая нагрузка печи подогрева (в кДж/ч) газа регенерации от температуры T_1 до температуры $T_{гр.г}$

$$Q_{п} \geq G_{гр.г} C_p (T_{гр.г} - T_1), \quad (10.68)$$

где $G_{гр.г}$ — массовый расход греющего газа, кг/ч; C_p — теплоемкость газа, кДж/(кг·°С).

Расход топливного газа (в м³/ч) для сжигания в печи подогрева

$$q_{т.г} = \frac{Q_{п}/0,7}{\theta}, \quad (10.69)$$

где $Q_{п}$ — тепловая нагрузка печи, кДж/ч; θ — теплотворная способность газа, кДж/м³; 0,7 — коэффициент полезного действия.

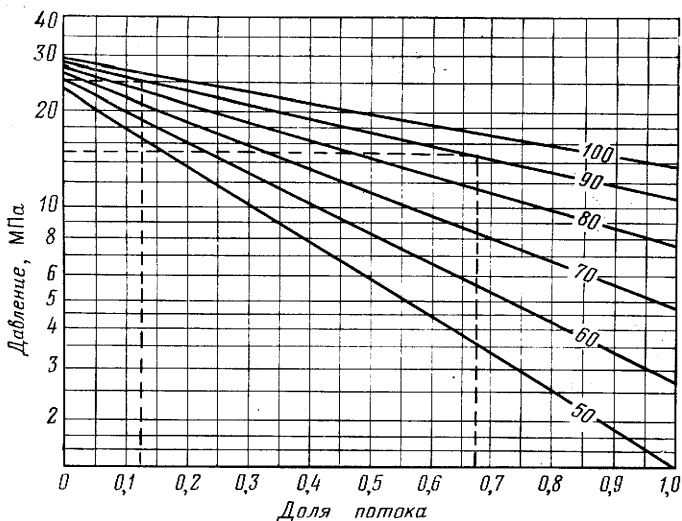


Рис. 10.23. Зависимость давления регенерации от доли потока, используемой для регенерации при различном восстановлении активности адсорбента, в % (цифры на кривых), при постоянной температуре

Доля потока сырого газа, идущего на регенерацию адсорбента, влияет на давление газа регенерации (рис. 10.23).

В процессе эксплуатации адсорбционных установок для осушки от паров воды наиболее удобны циклы адсорбции 8 ч и регенерации: нагрев — 6 ч, охлаждение — 2 ч.

Адсорбционное извлечение жидких углеводородов осуществляют на короткоцикловых установках. При этом из осушаемого газа извлекают, как правило, 70—90% газового конденсата даже из тощих газов, обработка которых для получения C_{5+} другими технологиями нецелесообразна с экономических позиций.

Для осушки газа от кислых компонентов в адсорбционных установках необходимо применять специальные кислотоупорные молекулярные сита. Регенерацию насыщенного кислыми компонентами адсорбента производят с помощью греющего газа при температурах 300—350 °С (как и в короткоцикловых установках извлечения жидких углеводородов), а извлечение поглощенных компонентов из насыщенного регенерированного газа — промывкой его потоком воды. Газ десорбции после промывки водой возвращают в цикл осушки. Воду направляют в утилизацию с целью извлечения кислых компонентов или на переработку.

Извлечение жидких углеводородов осуществляют из газовых потоков снижением температуры или на адсорбционных установках. На адсорбционных установках извлечения жидких

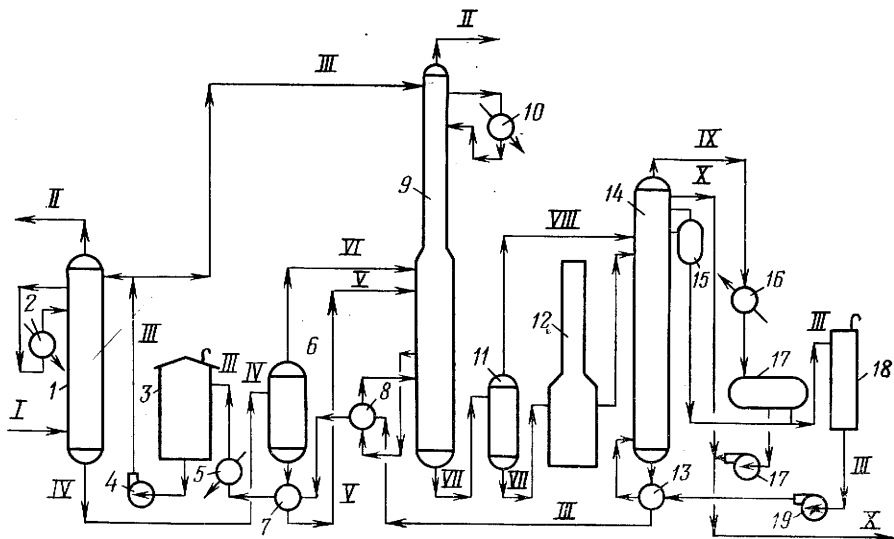


Рис. 10.24. Схема абсорбционной установки по получению широкой фракции жидких легких углеводородов:

I — сырой газ; *II* — сухой газ; *III* — регенерированное абсорбционное масло; *IV* — насыщенное абсорбционное масло; *V* — жидкость насыщенного абсорбционного масла; *VI* — пар насыщенного абсорбционного масла; *VII* — кубовый остаток деэтаннизатора; *VIII* — пар кубового остатка деэтаннизатора; *IX* — верхний продукт ректификационной колонны; *X* — продукт ректификационной колонны на фракционирование; 1 — абсорбер; 2, 5, 10 — холодильники; 3, 18 — резервуары; 4, 19 — насосы; 6, 11, 15, 17 — сепаратор; 7, 8, 13 — теплообменники жидкость — жидкость; 9 — деэтаннизатор; 12 — печь; 14 — ректификатор; 16 — подогреватель

углеводородов из потока газоконденсатного газа процесс «масляная абсорбция сырого газа» происходит после гликолевой осушки сырого газа от паров воды. Поток сырого газа подвергают масляной абсорбции с целью получения сухого газа и широкой деэтаннизированной фракции жидких легких углеводородов (рис. 10.24), а также с целью получения сухого газа, газового конденсата, пропан-бутана (рис. 10.25). На рис. 10.26 представлена технологическая схема турбодетандерной установки по получению из сырого газа широкой деэтаннизированной фракции жидких легких углеводородов и сухого газа.

Газовый конденсат, получаемый в промышленных условиях на установках низкотемпературной сепарации, стабилизируют путем дегазации в сепараторах (рис. 10.27) или в колонне фракционирования (рис. 10.28). Обычные схемы установок фракционирования подразделяют на одно-, двух- и трехколонные (рис. 10.29).

Абсорбционное масло, используемое в качестве поглотительной жидкости на абсорбционных установках извлечения жидких углеводородов, выбирают в зависимости от температуры процесса. При обычных температурах маслоабсорбционного

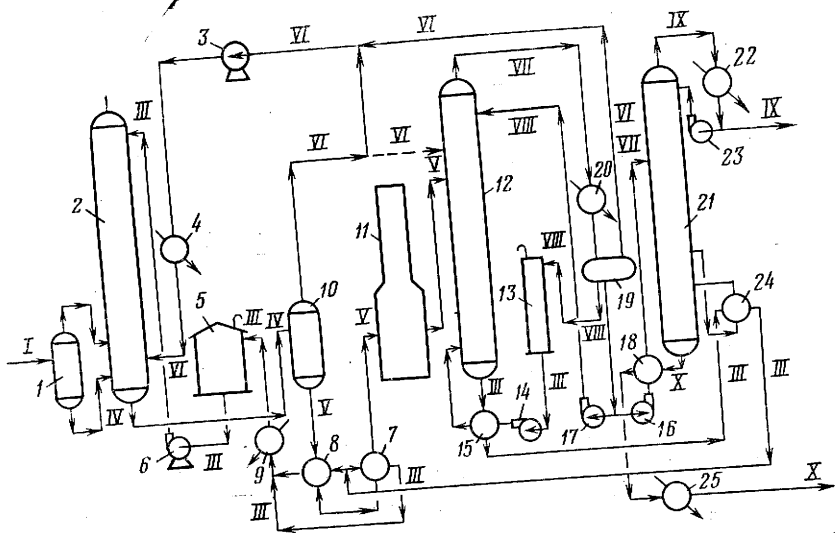


Рис. 10.25. Схема абсорбционной установки извлечения из газа пропан-бутана и газового конденсата:

I — сырой газ; II — сухой газ; III — регенированное абсорбционное масло; IV — насыщенное абсорбционное масло; V — дегазированное насыщенное абсорбционное масло; VI — газ дегазации; VII — широкая фракция легких углеводородов; VIII — дегазированное насыщенное абсорбционное масло, пропан-бутан, газовый конденсат; IX — пропан-бутан; X — газовый конденсат; 1 — сепаратор; 2 — абсорбер; 3 — компрессор; 4, 9, 20, 25 — холодильники; 5 — резервуар; 6, 14, 16, 17, 23 — насосы; 7, 8, 15, 18, 24 — теплообменники жидкость — жидкость; 10 — сепаратор; 11 — печь; 12 — абсорбер; 13 — резервуар; 19 — сепаратор; 21 — фракционная колонна; 22 — конденсатор

процесса (от 20 до 40 °С) применяют абсорбционное масло с молекулярным весом 140—180. При низкотемпературных маслоабсорбционных процессах, используемых для более глубокого извлечения жидких углеводородов из сырого газа, применяют абсорбционное масло с молекулярным весом 85—120. Зависимость молекулярного веса абсорбционного масла от его плотности представлена на рис. 9.2.

Абсорбционно-десорбционные процессы в колонных аппаратах абсорбции и ректификационного разделения рассчитывают по уравнениям Кремсера:

$$\frac{y_{N+1} - y_1}{y_{N+1} - y_0} = \frac{A^{N+1} - A}{A^{N+1} - 1} = \varphi; \quad (10.70)$$

$$\frac{y_{N+1} - y_1}{y_{N+1} - y_0} = \frac{S^{M+1} - S}{S^{M+1} - 1} = \varphi'; \quad (10.71)$$

где y_{N+1} — мольная доля абсорбируемого (десорбируемого) компонента в сырье на входе в абсорбер (десорбер); y_1 — мольная доля компонента в продукте на выходе из верхней части абсорбера (десорбера); y_0 — мольная доля компонента

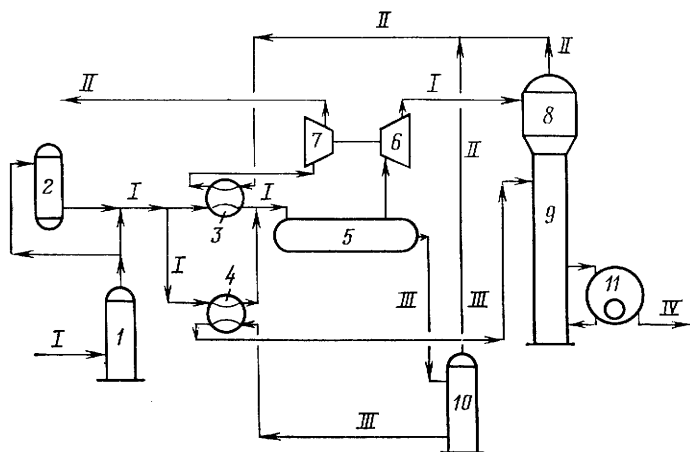


Рис. 10.26. Схема турбодетандерной установки по получению широкой фракции жидких легких углеводородов:

I — сырой газ; *II* — сухой газ; *III* — этанизированная широкая фракция легких углеводородов; *IV* — деэтанализованная широкая фракция легких углеводородов; 1 — сепаратор; 2 — дегидратор; 3, 4 — теплообменники; 5 — сепаратор; 6 — турбодетандер; 7 — турбокомпрессор; 8 — низкотемпературный сепаратор; 9 — деэтанизатор; 10 — выветриватель; 11 — подогреватель

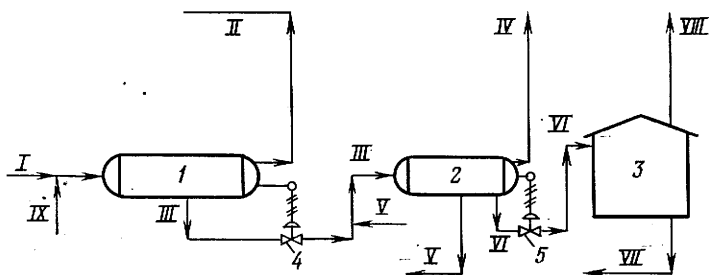


Рис. 10.27. Схема стандартной установки стабилизации газового конденсата (нефть) в сепараторах:

I — сырой газовый конденсат (нефть) газ; *II* — сырой газ на осушку; *III* — сырой газовый конденсат (нефть); *IV* — сырой газ на установку извлечения жидких углеводородов или на факел; *V* — вода (для охлаждения) или раствор гликоля (для нагрева) при необходимости; *VI* — сырой газовый конденсат (нефть); *VII* — товарный газовый конденсат (нефть); *VIII* — сырой газ на факел или установку извлечения жидких углеводородов; *IX* — возможное внешнее охлаждение; 1 — сепаратор I ступени; 2 — сепаратор II ступени; 3 — резервуар; 4, 5 — регуляторы уровня

в продукте на выходе из верхней части абсорбера (десорбера), соответствующая равновесному содержанию компонента над регенерированным абсорбентом (десорбентом); $A = L/(kv)$ — коэффициент абсорбции; $S = (kv)/L$ — коэффициент десорбции; L — расход циркулирующего абсорбента (десорбента), моль/ч; v — расход газа, моль/ч; k — константа равновесия для абсорбента (десорбента) между компонентами в паровой фазе и в

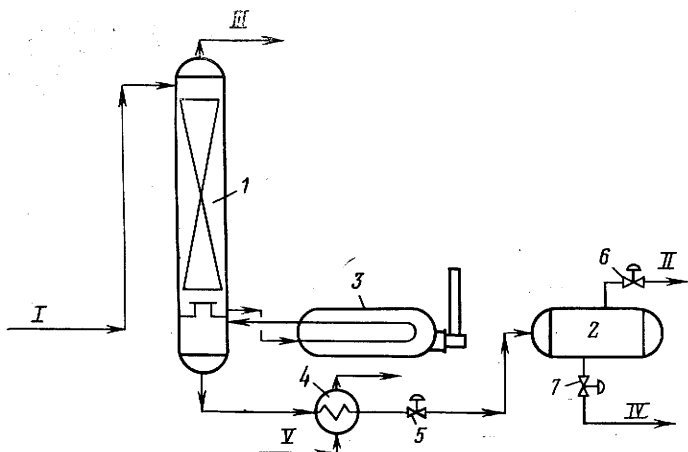


Рис. 10.28. Схема стандартной установки стабилизации газового конденсата в колонне:

I — сырой газовый конденсат и раствор гликоля; *II* — стабильный газовый конденсат; *III* — газ; *IV* — гликоль на регенерацию; *V* — газ или другой хладагент; 1 — ректификационная колонна; 2 — сепаратор-разделитель; 3 — подогреватель; 4 — теплообменник-холодильник; 5, 6, 7 — регуляторы расхода

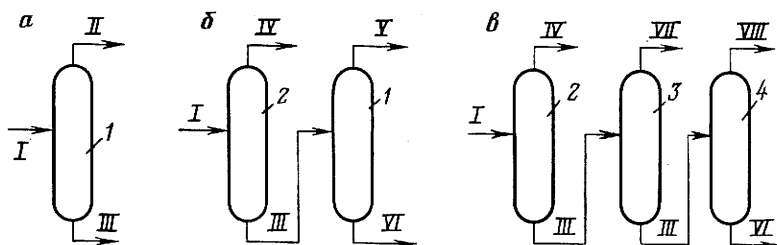


Рис. 10.29. Стандартные схемы установок фракционирования:

a — одноколонная; *b* — двухколонная; *в* — трехколонная; *I* — сырье; *II* — верхний продукт; *III* — нижний продукт; *IV* — метан; *V* — пропан-бутан; *VI* — газовый конденсат; *VII* — пропан; *VIII* — бутан; 1 — стабилизатор; 2 — деэтаннизатор; 3 — депропаннизатор; 4 — дебутаннизатор

жидкости ($y=kx$); y — мольная доля компонента в паровой фазе; x — мольная доля компонента в жидкой фазе; $N(M)$ — число теоретических тарелок в абсорбере (десорбере).

При решении уравнений (10.70) и (10.71) имеют в виду, что y_0 несколько меньше y_1 . Указанные уравнения решают графически (рис. 10.30).

Большинство абсорберов установок масляной абсорбции имеют 20—30 тарелок, что соответствует 7—10 теоретическим тарелкам. В ректификационных колоннах число тарелок обычно выше (40—60) и зависит от глубины разделения сырья. При минимальном количестве орошения необходимо бесконечное число тарелок. Для проектных расчетов принимают, что тем-

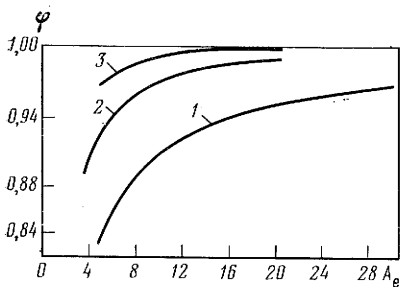


Рис. 10.30. Зависимость коэффициента $\varphi = \frac{y_{N+1} - y_1}{y_{N+1} - y_0}$ от коэффициента абсорбции A_e и числа теоретических тарелок для ТЭГ при N : 1—1; 2—1,5; 3—2

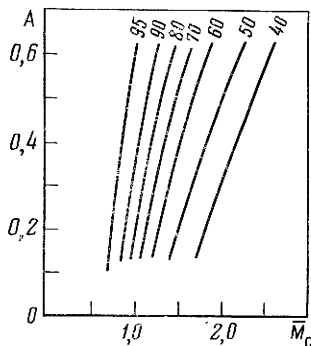


Рис. 10.31. Зависимость константы A от относительной (к воздуху) молекулярной массы сырья $M_c = M_c/M_v$ при мольном содержании компонентов $(C_1 + C_2 + C_3)$ в сырье в % (цифры на кривых)

температура низа абсорбера может быть принята на 3—8°С выше температуры газа на входе в абсорбер, температура на верхней тарелке — на 6—8°С выше температуры абсорбента, поступающего в абсорбер на орошение.

Температура верха ректификационных колонн зависит от давления в колонне, которое определяется хладагентом, применяемым для получения рефлюкса. Поскольку обычно хладагентом является вода, температуру углеводородов на выходе из конденсаторов для проектных расчетов принимают 30—50°С. Температуру низа колонны и температуру в ребойлере рассчитывают как температуру кипения продукта низа колонны.

Оптимальна для работы ректификационной колонны температура сырья, равная температуре его кипения. Скорость жидкости в нижней части колонны не должна быть более 0,15 м/с. В большинстве случаев скорость прохождения паров через прорезы тарелок принимают 2,7—6,1 м/с (снижается с ростом давления). Оптимальная скорость воды в трубках конденсаторов 1,5 м/с. Среднее значение коэффициента теплопередачи для конденсаторов легких углеводородов принимают 625 кДж/(ч·м²·°С).

Для предварительного подогрева сырья в качестве теплоносителя применяют пар или поток горячих углеводородов с низа колонны. Для пара коэффициент теплопередачи принимают равным 375, а для углеводородов — 310 кДж/(ч·м²·°С). Если в качестве теплоносителя используют углеводороды, то скорость потока в трубках теплообменника составляет 1,8—2,4 м/с. Объем емкостей орошения ректификационных колонн выбирают с таким условием, чтобы конденсат верха колонны находился в них в течение 10—30 мин.

При стабилизации газового конденсата (нефти) в сепараторах давления сепарации в первом и втором сепараторах связаны между собой соотношениями:

для углеводородных жидкостей плотностью $\bar{\rho} > 1,0$:

$$p_2 = 0,43A(p_1)^{0,686} + \frac{A + 0,057}{0,34}; \quad (10.72)$$

для углеводородных жидкостей плотностью $\bar{\rho} < 1,0$:

$$p_2 = 0,53A(p_1)^{0,765} + \frac{A + 0,028}{0,17}; \quad (10.73)$$

где p_1, p_2 — давления в сепараторах первой и второй ступени сепарации, МПа; A — эмпирический коэффициент, зависящий от относительной плотности сырья $\bar{\rho} = M_c/M_b$ и содержания $(C_1 + C_2 + C_3)$ легких углеводородов в сырье (рис. 10.31); M_c — молекулярный вес сырья; M_b — молекулярный вес воздуха; $(C_1 + C_2 + C_3)$ — содержание легких углеводородов в сырье, %.

Установки подготовки (стабилизации) конденсата размещают на УКПГ, ГС или отдельной площадке. При необходимости получения пропана для собственных нужд промысла в составе установки подготовки конденсата предусматривают установку получения пропана, а также резервуарные парки для товарной продукции.

При размещении пункта сдачи товарной продукции на расстоянии более 10 км от установки подготовки конденсата предусматривают дополнительные резервуарные парки на территории сдачи (налива) товарной продукции. Вместимость резервуарного парка и насосов для перекачки газового конденсата с упругостью пара не более 0,9 МПа определяется СНиП «Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования» с предварительным расчетом уровня загрязнения атмосферного воздуха продуктами, выделяющимися из резервуаров при «больших» и «малых» дыханиях.

На промышленных площадках установок подготовки конденсата размещают концевые трапные установки, из которых при аварийных ситуациях выветренный конденсат направляется в резервуарный парк для товарной продукции или в насосную для его перекачки.

Тип насосов определяется объемом перекачки и физико-химическими свойствами газового конденсата. Предпочтение отдают центробежным насосам, допускающим работу с подпором на всасывающей линии. Нестабильный конденсат транспортируют в одно- или двухфазном состоянии при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Очистку газов от сероводорода и углекислого газа обычно осуществляют на газоперабатывающих заводах. Различают процессы химической и физической очистки газа от кислых компонентов.

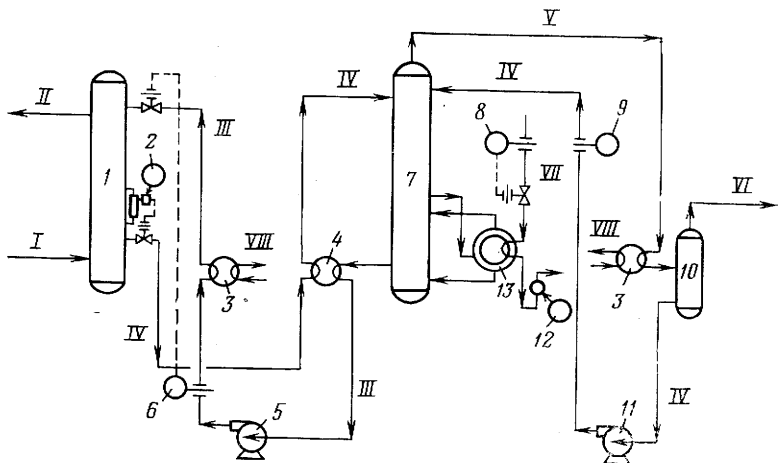


Рис. 10.32. Схема стандартной установки аминовой очистки газа от кислых компонентов (сероводорода, углекислого газа):

I — сырой газ; *II* — чистый газ; *III* — регенерированный раствор амина; *IV* — насыщенный раствор амина; *V* — кислые газы с парами амина; *VI* — кислые газы на утилизацию; *VII* — пар; *VIII* — вода (воздух); 1 — абсорбер; 2 — регулятор уровня; 3 — холодильник; 4 — теплообменник амин — амин; 5, 11 — насосы; 6, 8 — регуляторы расхода; 7 — десорбер; 9 — индикатор (указатель) расхода; 10 — сепаратор; 12 — конденсатор; 13 — печь подогрева

Наиболее часто употребляют процессы химической очистки газа от сероводорода и углекислого газа — аминовые процессы (рис. 10.32).

Скорость циркуляции аминового раствора должна обеспечивать необходимую степень очистки при 4—5 теоретических тарелках в абсорбере, концентрацию кислых компонентов в насыщенном растворе МЭА на выходе его из абсорбера не более 0,3 моля на 1 моль амина (для ДЭА — 0,4 моля) и температуру насыщенного раствора амина на выходе из абсорбера не ниже 50 °С (процесс поглощения H_2S и CO_2 растворами амина идет с выделением тепла).

Температура регенерированного раствора амина, поступающего в верхнюю часть абсорбера на орошение, должна быть на 1—6 °С выше температуры очищенного газа, выходящего из абсорбера. Массовая доля МЭА в растворе амина не должна превышать 15—20%, а ДЭА — 20—30%. Линейная скорость раствора амина в трубопроводах и теплообменниках не должна превышать 0,6—0,9 м/с. Производительность установок регенерации раствора амина должна составлять 0,5—1% от скорости циркуляции раствора амина. Регенерацию раствора амина осуществляют подогревом в десорбере до температуры 120 °С (давление 0,07 МПа) и до температуры 150 °С (давление 0,5 МПа). При этом расход пара составляет 1,2 кг на 10 л циркулирующего раствора.

Коррозию в установках аминовой очистки обычно устраняют добавкой до 7 г Na_2CO_3 на 1 л раствора или других ингибиторов коррозии. Для поглощения кислорода в раствор добавляют гидразин. С целью предотвращения вспенивания растворов в них добавляют спирты и пеногасители или используют периодическую промывку системы аминовой очистки.

В качестве процесса физической очистки природных газов от кислых компонентов большой интерес представляет процесс очистки захлажденным метанолом, так как производство метанола может быть в широких масштабах налажено в районах добычи газа и газового конденсата.

ГЛАВА 11

КОМПРИМИРОВАНИЕ, НАГНЕТАНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

При компримировании, нагнетании и транспортировании газа и газового конденсата тип компрессорных и насосных агрегатов выбирают с учетом технологических и эксплуатационных факторов.

Сжатие газов осуществляют с помощью компрессорных агрегатов, устанавливаемых на дожимных и линейных газоконпрессорных станциях. Агрегаты характеризуются следующими основными технологическими параметрами: степенью сжатия, мощностью, к. п. д., удельными затратами металла и расходом топлива (на единицу мощности или единицу объема перекачиваемого газа).

Степень сжатия R газа в многоступенчатом компрессоре определяют из выражения

$$R = (p_2/p_1)^{1/n}, \quad (11.1)$$

где p_1 , p_2 — давления на входе и выкиде компрессора; n — число ступеней сжатия.

При одной ступени сжатия $R = p_2/p_1$.

Расчет температуры газа на выкиде компрессора и теоретической мощности, необходимой для сжатия газа с давления p_1 до давления p_2 , выполняют из условия изэнтропического процесса ($\Delta S = 0$) с использованием энтальпийно-энтропийных диаграмм ($i - S$).

Температуру газа на выкиде T_2 компрессора в зависимости от температуры газа на входе T_1 находят по формуле

$$T_2 = T_1(p_2/p_1)^m, \quad (11.2)$$

где $m = (K-1)/K$; $K = C_p/C_v$ — показатель адиабаты (для природных газов $K = 1,25 \div 1,27$).

Теоретическая работа, затрачиваемая на сжатие 1 кг газа, может быть определена при рассмотрении процессов изотермического, адиабатического и политропического сжатия.

Работа при изотермическом сжатии (в Дж)

$$L_{из} = 2,3p_1V_1 \lg(p_2/p_1). \quad (11.3)$$

Работа при адиабатическом сжатии (в Дж)

$$L_{ад} = \frac{K}{K-1} p_1V_1 \left[(p_2/p_1)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right]. \quad (11.4)$$

Работа при политропическом сжатии (в Дж)

$$L_{пол} = \frac{n}{n-1} p_1V_1 \left[(p_2/p_1)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right], \quad (11.5)$$

где p_1, p_2 — давления на входе и выкиде компрессора, Па; V_1 — объем газа в условиях всасывания, м³; $K = C_p/C_v$ — показатель адиабаты; n — показатель политропы.

Работа при изотермическом сжатии минимальна, при адиабатическом — максимальна.

Теоретическая изэнтропийная мощность (в кВт), необходимая для компримирования газа:

$$N = \frac{G\Delta I}{\eta 3600}, \quad (11.6)$$

где G — массовый расход компримируемого газа, кг/ч; ΔI — приращение энтальпии (по диаграмме $i-S$) при $\Delta S=0$ и изменении давления от p_1 до p_2 , кДж/кг; η — к. п. д. компрессора.

Установленную мощность компрессора (в кВт) на одну ступень сжатия (при многоступенчатом сжатии) или всего компрессора (при одноступенчатом сжатии) определяют по формуле:

$$N_{уст} = \frac{1146}{\eta} \left(\frac{K}{K-1} \right) Q \left(\frac{T_1}{T_0} \right) (R^m - 1) z_{ср}, \quad (11.7)$$

где η — к. п. д. компрессора; $m = (K-1)/K$, $K = C_p/C_v$; Q — расход компримируемого газа, млн. м³/сут; T_1 — температура газа на входе, К; $T_0 = 273$ К — стандартная температура; $z_{ср} = (z_1 + z_2)/2$ — средний коэффициент сжимаемости газа; $R = p_2/p_1$ — степень сжатия.

Поршневые компрессорные машины характеризуются объемным к. п. д. :

$$\eta_{об} = \frac{v_1}{v_2} = 0,98 + C - C(R)^{1/K}(z_1/z_2), \quad (11.8)$$

где $C = (v_1/v_2)$ — клирент ($v_1 = v_c - v_b, v_2 = v_c - v_a$); R — степень сжатия; $K = C_p/C_v$ — показатель адиабаты; z_1, z_2 — коэффициенты сжимаемости при условиях входа и выкида газа в комп-

рессоре; v_1, v_2 — подача при условии входа и выкида в компрессоре (по идеальному циклу сжатия):

$$v_1 = v_0 \left(\frac{p_0}{p_1} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) z_1, \quad (11.9)$$

где v_1 — подача при $p_1, T_1, \text{ м}^3/\text{мин}$; v_0 — подача при $p_0, T_0, \text{ м}^3/\text{мин}$; z_1 — при p_1, T_1 ;

$$v_2 = 0,785 \cdot 10^{-6} (d^2) (l) (n) a, \quad (11.10)$$

где v_2 — подача при $p_2, T_2, \text{ м}^3/\text{мин}$; d — диаметр поршня, см; l — ход поршня, см; n — число ходов (оборотов) в минуту, об/мин; a — коэффициент (для одноходовых $a=1$; для двухходовых $a=2$).

К. п. д. η поршневых компрессоров существенно зависит от степени сжатия (рис. 11.1) и при степени сжатия более 2 может достигать 70—90%.

Нагрузка на шток поршня (сжатие и растяжение штока) не должна превышать допустимых напряжений, возникающих в теле штока поршня:

$$\left. \begin{aligned} A_{\text{сж}} &= S_1(p_2) - S_2(p_1); \\ A_{\text{раст}} &= S_2(p_2) - S_1(p_1), \end{aligned} \right\} \quad (11.11)$$

где $A_{\text{сж}}, A_{\text{раст}}$ — нагрузки при сжатии или растяжении штока; p_1, p_2 — давления на входе и выкиде компрессора; S_1, S_2 — площади сечения поршня без и с учетом площади штока ($S_2 = S_1 - S_{\text{шт}}$); $S_{\text{шт}}$ — площади сечения штока.

Центробежные и аксиальные компрессоры характеризуются политропическим к. п. д.:

$$\eta_{\text{политр}} = \frac{n/(n-1)}{K/(K-1)}, \quad (11.12)$$

где n — показатель политропы; $K = C_p/C_v$ — показатель адиабаты.

Соотношение между политропическим к. п. д. центробежного или аксиального компрессора и изэнтропическим к. п. д. приведено на рис. 11.2.

Мощность на валу (в кВт) центробежного и аксиального компрессоров определяют по формуле

$$N = \frac{0,139 G_1 z_{\text{ср}} T_1}{\eta M m} (R^m - 1), \quad (11.13)$$

где G_1 — расход газа, кг/мин; $z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости; T_1 — температура газа на входе, К; $m = (K-1)/K$; $K = C_p/C_v$; M — молекулярный вес газа; $R = (p_2/p_1)$ — степень сжатия; p_1, p_2 — соответственно давление на входе и выкиде компрессора; 0,139 — размерный коэффициент, кВт/(кг·К).

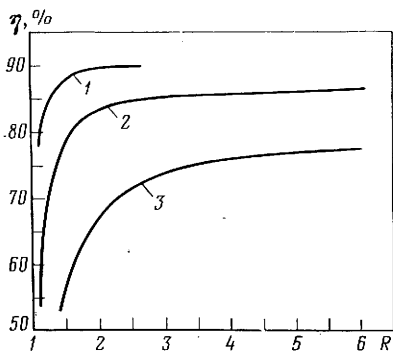
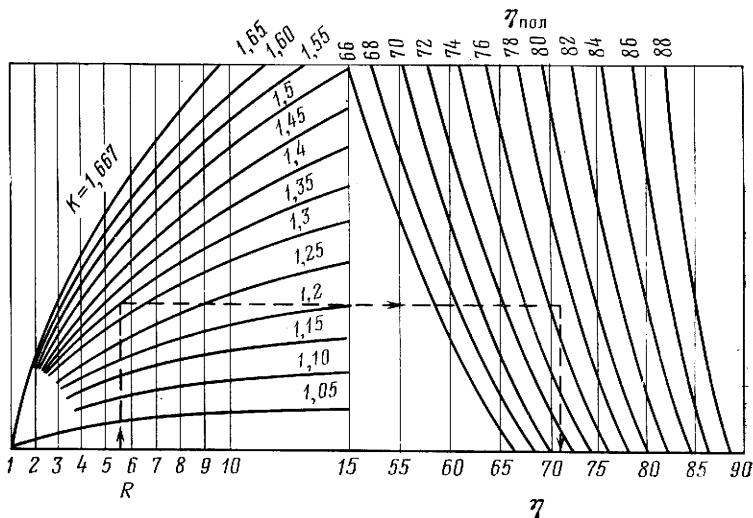


Рис. 11.1. Зависимость общего к. п. д. η поршневых компрессорных машин от степени сжатия $R = p_2/p_1$:
 1 — газомотокомпрессоры для газопроводов; 2 — газомотокомпрессоры дожимные; 3 — дожимные компрессоры низкооборотные.

Рис. 11.2. Зависимость между политропическим к. п. д. $\eta_{пол}$ и изэнтропическим к. п. д. η , степенью сжатия $R (p_2/p_1)$ и отношением теплоемкостей $K = C_p/C_v$



Число ступеней сжатия в центробежном и аксиальном компрессорах

$$n = \frac{z_{cp} R T_1}{H M m} (R^m - 1), \quad (11.14)$$

где T_1 — температура газа на входе, К; H — напор, м (определяется из выражения $\Delta p = p_1 - p_2 = 0,000098 H \rho$); ρ — средняя плотность газа, кг/м³; M — молекулярный вес газа; $m = (K - 1)/K$; $K = C_p/C_v$.

Частота вращения n (об/мин) компрессора из выражения

$$n = \frac{5980}{d} (H/\mu)^{0,5}, \quad (11.15)$$

где d — диаметр колеса, см; $\mu = (0,55 \div 0,60)$ — коэффициент давления; 5980 — размерный коэффициент.

Расходуемая мощность компрессорной станции (в кВт)

$$N_{\text{КС}} = \frac{23,9}{m} Q T_1 (R^{m/\eta_{\text{пол}}} - 1), \quad (11.16)$$

где Q — расход газа через компрессорную станцию, $\text{м}^3/\text{сут}$; T_1 — температура газа на входе в компрессорную станцию, К ; $m = (K-1)/K$; $K = C_p/C_v$; $R = p_2/p_1$ — степень сжатия газа на компрессорной станции; $\eta_{\text{пол}}$ — политропический к. п. д.; 23,9 — размерный коэффициент, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$.

Мощность двигателя (привода) компрессора зависит от мощности компрессора, возможных потерь мощности, связанных с изменением температуры и давления атмосферного воздуха.

Теоретическая мощность двигателя (в кВт) поршневого компрессора

$$N_{\text{дв}} = \frac{N}{(1-\alpha)(1-\beta)}, \quad (11.17)$$

где N — мощность компрессора, кВт; α — коэффициент, учитывающий механические потери мощности ($\alpha = 3 \div 5\%$); β — коэффициент, учитывающий изменение атмосферного давления и температуры с изменением расположения компрессора над уровнем моря ($\beta = 10\%$ на каждые 1000 м установки газомоторных компрессоров над уровнем моря; $\beta = 6,5\%$ на каждые 1000 м установки турбопоршневых компрессоров над уровнем моря).

Теоретическая мощность газотурбинного двигателя (привода) центробежного и аксиального компрессоров зависит от мощности компрессора и термического к. п. д. газотурбинного двигателя:

$$N_{\text{дв}} = N/\eta_{\text{терм}}. \quad (11.18)$$

Термический к. п. д. газотурбинного двигателя (привода)

$$\eta_{\text{терм}} = 1 - (T_1/T_2) = 1 - \frac{1}{(p_2/p_1)^m}, \quad (11.19)$$

где T_1 , T_2 — температуры циклового воздуха на входе и выкиде компрессора; p_1 , p_2 — давления циклового воздуха на входе и выкиде компрессора.

Термический к. п. д. уменьшается на 1,1% при снижении загрузки турбины на каждые 10%. Если нагрузка газовой турбины составляет 60% от номинала, ее термический к. п. д. будет ниже номинального (например, 25%) и составит $\eta = 25 - (40/10) \cdot 1,1 = 20,6\%$. Для газотурбинного двигателя с целью повышения термического к. п. д. предусматривают установку регенераторов (теплообменников), обеспечивающих повышение температуры T_2 на входе в камеру сгорания газотурбинного двигателя. Обычно термический к. п. д. газотурбинного

двигателя без регенератора составляет 20—25%, а с регенератором 25—32%.

При выборе типа компрессоров обращают внимание на следующие показатели:

Тип машины	Газотурбинные установки	Газомотокомпрессоры	
		Низкооборотные	Высокооборотные
Затраты металла, кг/кВт	13—30	38—52	38—52
Общий к. п. д.	16—28	30—40	33—45
Потребление топлива, кДж/кВт	14000—20000	8700—13400	13400—19000

Капитальные и эксплуатационные расходы на газомотокомпрессоры несколько выше, чем на газотурбинные установки.

Удельный расход мощности [в кВт/(м³/мин)] компрессора на единицу объема перекачиваемого газа определяют из выражения

$$N_{уд} = \frac{0,9N_n p_0}{p_1 v_1}, \quad (11.20)$$

где N_n — номинальная мощность привода компрессора, кВт; p_0 , p_1 — соответственно абсолютные атмосферное и на входе в компрессор давления, МПа; v_1 — объемный расход газа при условиях всасывания, м³/мин; 0,9 — коэффициент загрузки привода.

Из формулы (11.20) следует, что среднегодовые трудозатраты для указанных видов компрессоров находят из соотношения 1 : 2 : 8.

Удельный расход мощности на единицу степени сжатия составляет:

$$N_{уд} = 1,634 \left(\frac{1}{\eta_{из} \eta_{мех}} \right) \ln(p_2/p_1), \quad (11.21)$$

где $\eta_{из}$, $\eta_{мех}$ — соответственно изотермический и механический к. п. д.

Из уравнения (11.21) с учетом выражения (11.20) может быть найдено произведение изотермического и механического к. п. д.:

$$\eta_{из} \eta_{мех} = \frac{1,634 p_1 v_1}{0,9 p_0 N_n} \ln(p_2/p_1). \quad (11.22)$$

Объем ремонтных работ T (в чел.-ч) для различных видов компрессоров определяется выражением

$$T = A N_n^{0,46}, \quad (11.23)$$

где A — размерный коэффициент (для электроприводных центробежных машин — 30; для электроприводных поршневых машин — 80; для газомотокомпрессоров — 320); N_n — номинальная мощность двигателя, кВт.

Расход топливного газа двигателя (привода) компрессоров

$$q_{т.г} = 0,02064 \frac{N_{кс}}{1,16\eta_{гты}Q_H} \left[0,75 + 0,025 \frac{p_0}{1,033} \frac{1}{K_3} \sqrt{\frac{T_1}{288}} \right], \quad (11.24)$$

где $N_{кс}$ — расходуемая мощность компрессорной станции, кВт; Q_H — низшая теплотворная способность газа, Дж/м³; $\eta_{гты}$ — к. п. д. газотурбинного привода компрессора; p_0 — атмосферное давление, МПа; K_3 — коэффициент загрузки двигателя; T_1 — температура воздуха на входе в газовую турбину, К.

В среднем $q_{т.г}$ составляет от 2 до 7% расхода компримируемого газа.

Для обеспечения нормальных условий работы эксплуатационного персонала циркуляцию воздуха в компрессорном цехе устанавливают из расчета 0,3 (м³/мин)/м² площади цеха.

Нагнетание жидкости осуществляют насосами, которые характеризуются мощностью, подачей и напором.

Подача поршневого насоса (в м³/с)

$$Q = \frac{\pi(2D^2 - d^2)lnz}{4 \cdot 60\eta_{об}}, \quad (11.25)$$

где D — диаметр цилиндра, м; d — диаметр штока поршня, м; l — ход поршня, м; n — число двойных ходов в минуту, об/мин; z — число цилиндров насоса; $\eta_{об}$ — объемный коэффициент подачи насоса (принимается, как правило, равным 0,85).

Теоретическая мощность на валу насоса (в кВт)

$$N = \frac{1000Q(p_2 - p_1)\bar{\rho}}{\eta}, \quad (11.26)$$

где Q — подача насоса, м³/мин; p_1, p_2 — давления на входе и выкиде насоса, кПа; $\bar{\rho}$ — относительная плотность жидкости; η — к. п. д. насоса (принимают 0,85).

Во избежание работы насоса в кавитационном режиме (газирование жидкости) должен быть создан необходимый минимальный напор на выкиде насоса с учетом условий всасывания, упругости паров нагнетаемой жидкости и значения уровня подпора жидкости в приемном резервуаре:

$$H = \frac{0,102(p_1 - \Delta p_{тр1} - p_{упр.пар})}{\bar{\rho}} + h, \quad (11.27)$$

где H — необходимый минимальный напор на выкиде насоса, м; p_1 — давление на входе насоса, кПа; $\Delta p_{тр1}$ — потери давления на всасывающем трубопроводе, кПа; $p_{упр.пар}$ — упругость пара нагнетаемой жидкости, кПа; $\bar{\rho}$ — относительная плотность нагнетаемой жидкости; h — подпор (разность отметок установки резервуара, из которого перекачивают жидкость, и насоса), м.

Сопоставление центробежных насосов в процессе их подбора к конкретным условиям перекачки жидкости осуществляют по приведенному числу оборотов n_s и приведенному диаметру колеса D_s :

$$n_s = \frac{2,44 \cdot n \cdot Q^{0,5}}{H^{0,75}}; \quad (11.28)$$

$$D_s = \frac{0,74 \cdot D \cdot H^{0,25}}{Q^{0,5}}, \quad (11.29)$$

где n — число оборотов колеса в минуту, об/мин; Q — подача насоса, м³/с; H — напор, м; D — диаметр колеса насоса, м.

Для двух насосов с одинаковым диаметром колеса D соотношение между мощностью N , подачей Q , напором H и числом оборотов n определяется выражением:

$$n_1/n_2 = Q_1/Q_2 = (H_1/H_2)^{0,5} = (N_1/N_2)^{1/3}. \quad (11.30)$$

Для двух насосов с одинаковым числом оборотов соотношение между их подачами Q , напором H и мощностью N_2 находят из уравнений

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= Q_2(D_2/D_1); \\ H_2 &= H_1(D_2/D_1)^2; \\ N_2 &= N_1(D_2/D_1)^3. \end{aligned} \right\} \quad (11.31)$$

Расширение газов. Детандеры или расширительные машины (поршневые или турбинные) используются в технологических установках подготовки и переработки газа в качестве узла получения холода за счет расширения газа.

Действительную мощность на валу турбодетандера определяют теоретической мощностью и изэнтропическим к. п. д.:

$$N_{\text{действ}} = \eta_{\text{изэнтр}} N_{\text{теор}}. \quad (11.32)$$

Теоретическую мощность турбодетандера находят по разности энтальпий до и после турбодетандера по энтальпийно-энтропийным диаграммам при $\Delta S = 0$ (изэнтропический процесс расширения). При этом действительная разность энтальпий определяется теоретической разностью между энтальпией и изэнтропическим к. п. д.:

$$\Delta I_{\text{действ}} = \eta_{\text{изэнтр}} \Delta I_{\text{теор}}. \quad (11.33)$$

Температура газа после его расширения в турбодетандере $T_2 = T_1 + T_1[(p_2/p_1)^m - 1]\eta_{\text{изэнтр}}$, (11.34)

где T_1 , T_2 — температуры газа до и после турбодетандера, К; p_1 , p_2 — давления газа до и после турбодетандера; $m = (K-1)/K$; $K = C_p/C_v$; $\eta_{\text{изэнтр}}$ — к. п. д. изэнтропический.

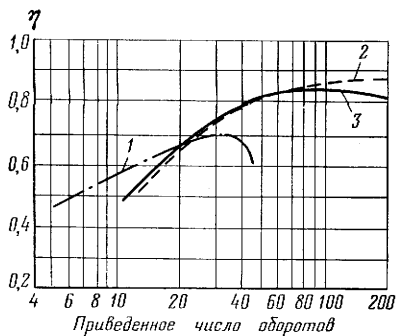


Рис. 11.3. Зависимость изэнтропического к.п.д. η турбодетандера от приведенного числа оборотов:

1 — неполнонапорные аксиальные турбины;
2 — полнонапорные аксиальные турбины;
3 — радиальные турбины

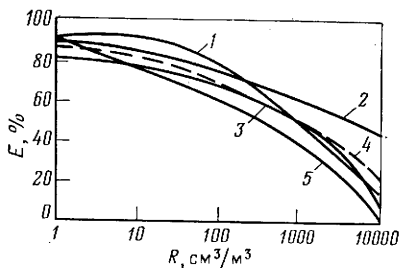


Рис. 11.4. Зависимость эффективности E трубопровода от содержания жидкости в газе $R = Q_{ж}/Q_{г}$ по данным американских ученых:

1 — Беггс, Бриль; 2 — Флэнган; 3 — Руководство американской газовой ассоциацией (фирма «Бейкер»); 4 — среднее значение; 5 — Дакле

Сопоставление турбодетандеров при их выборе для конкретных условий эксплуатации осуществляют по приведенному числу оборотов n_s , приведенному диаметру турбинного колеса D_s , изэнтропическому к.п.д. $\eta_{изэнтр}$, перепаду давления в турбине p_2/p_1 и числу Рейнольдса.

Приведенное число оборотов турбодетандера

$$n_s = \frac{nQ_2^{0,5}}{(31\Delta I_{теор})^{0,75}} \quad (11.35)$$

Приведенный диаметр колеса турбодетандера

$$D_s = \frac{D(31\Delta I_{теор})^{0,25}}{(Q_2)^{0,5}} \quad (11.36)$$

где n — фактическое число оборотов колеса турбодетандера в минуту, об/мин; Q_2 — расход газа в условиях выкида газа из турбодетандера, $м^3/с$; $\Delta I_{теор} = (I_2 - I_1)$ — изэнтропическая разность энтальпий, $кДж/кг$; 31 — размерный переводной коэффициент; D — диаметр колеса турбодетандера, $м$.

Изэнтропический к.п.д. турбодетандера зависит от приведенного числа оборотов турбодетандера (рис. 11.3) и вида расширительной турбины. Для радиальных и полнонапорных аксиальных турбин $\eta_{изэнтр}$ может достигать 80—85%.

Транспортировка газа по газопроводам (шлейфам, промышленным газосборным сетям и магистральным газопроводам) характеризуется таким параметром, как расчетная пропускная способность q_p газопровода, зависящим от годовой подачи газа потребителю (производительности газопровода) Q_g , коэффици-

ента надежности $K_{нд}$, коэффициента экстремальных температур $K_{эт}$ и коэффициента расчетной обеспеченности $K_{ро}$

$$q_p = 10^3 Q_r / 365 K_{нд} K_{эт} K_{ро}, \quad (11.37)$$

где q_p — расчетная пропускная способность газопровода, м³/с; Q_r — годовая подача газа (производительность газопровода), м³/год; $K_{нд} = 0,9 \div 0,99$; $K_{эт} = 0,98$; $K_{ро} = 0,95$.

По q_p при среднегодовой температуре выбирают диаметр трубы, параметры транспортировки газа (p_1 и p_2), протяженность газопровода и т. п.

Гидравлический расчет газопровода выполняют по формуле

$$q = K \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\lambda \bar{\rho} T_{ср} z_{ср} L}}, \quad (11.38)$$

где q — расход газа по одноточечному газопроводу, м³/с; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; p_1, p_2 — давления газа в начале и в конце газопровода, МПа; $z_{ср}$ — средний коэффициент сжимаемости газа; $T_{ср}$ — средняя температура газа по длине газопровода, К; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; K — размерный переводной коэффициент (при p в Па, L в м, D в м, q в м³/с, $K = 0,0384$).

Коэффициент гидравлического сопротивления λ с учетом местных сопротивлений находят по формуле

$$\lambda = 1,05 \lambda_{тр} / E^2, \quad (11.39)$$

где E — коэффициент гидравлической эффективности (принимают равным 0,95 при периодической очистке внутренней полости трубы от механических примесей и жидкости; с увеличением содержания жидкости E снижается, рис. 11.4); $\lambda_{тр}$ — номинальный коэффициент гидравлического сопротивления труб, определяемый из графика $\lambda_{тр} = f(Re, \varepsilon)$ или рассчитываемый по формуле

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2\varepsilon}{D} \right)^{0,2}, \quad (11.40)$$

где $Re = 17,75 (q \bar{\rho} / D \mu)$ — число Рейнольдса; μ — вязкость газа, Па·с; q — расход газа, м³/с; D — внутренний диаметр трубы, м; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; ε — эквивалентная шероховатость (принимается равной 30 мкм для труб без внутреннего покрытия), м.

Средний коэффициент сжимаемости газа $z_{ср}$ определяют в зависимости от средних приведенных давления и температуры по номограммам $z = f(T_{пр}, p_{пр})$ или по формуле

$$z_{ср} = 1 - 0,4273 (p_{ср})_{пр} (T_{ср})_{пр}^{-3,668}, \quad (11.41)$$

где $(p_{ср})_{пр} = p_{ср} / p_{кр}$; $(T_{ср})_{пр} = T_{ср} / T_{кр}$.

Среднее давление газа в газопроводе

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} [p_1 + p_2^2 / (p_1 + p_2)] \quad (11.42)$$

Среднюю температуру газа в газопроводе определяют по формуле Шухова:

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_1 - T_{\text{гр}}}{aL} (1 - e^{-aL}), \quad (11.43)$$

где $a = 62,6 \frac{1,16KD_n}{q\rho C_p 10^6}$ — расход газа, млн. м³/сут; D_n — наружный диаметр трубы, мм; $T_{\text{гр}}$ — температура грунта на глубине оси трубы, К; T_1 — начальная температура газа, К; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; K — коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·ч·К); C_p — удельная теплоемкость, Дж/(м³·К).

Графики на рис. 11.5 построены для $\bar{\rho} = 0,9$; $z_{\text{ср}} = 1$; $T_{\text{ср}} = 305,3$ К; $p_0 = 0,1$ МПа; $T_0 = 15,6$ °С.

В случае расчета q для иных условий транспортировки газа необходимо вносить поправку, используя формулу

$$q \text{ (рис. 11.5)} = \frac{p_{\text{ст}}}{0,1} \left(\frac{\bar{\rho}}{0,9} \frac{T_{\text{ср}}}{305,3} \frac{z_{\text{ср}}}{1} \right)^{1/2} q, \quad (11.44)$$

где q — расход газа при иных (чем на графике) условиях транспортировки, м³/сут; q (график) — расход газа по графику, м³/сут; $p_{\text{ст}}$ — стандартное давление, МПа; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; $T_{\text{ср}}$ — средняя по длине газопровода температура газа, К; $z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости.

При расчете сложных газопроводов, отличающихся от однниточных постоянного диаметра, гидравлический режим таких газопроводов сводят к расчету однниточного газопровода введением коэффициентов расхода K_p .

Для простых газопроводов коэффициент расхода

$$K_p = \sqrt{\frac{D^5}{D_0^5} \frac{\lambda_0}{\lambda}}, \quad (11.45)$$

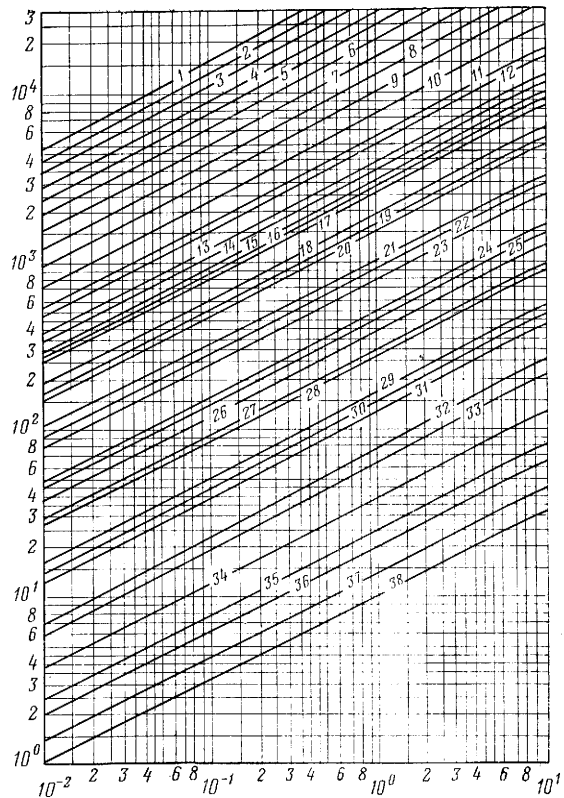
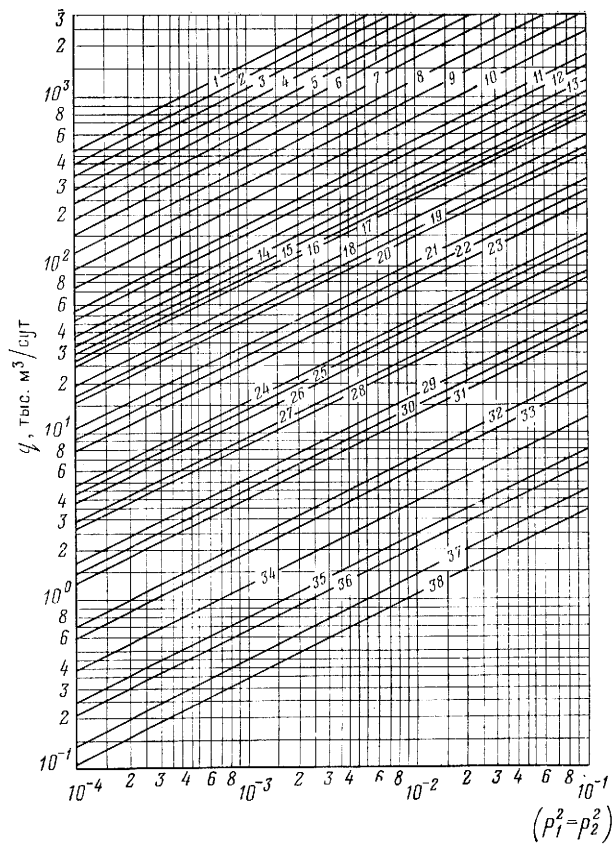
где D_0 , λ_0 — диаметр и коэффициент гидравлического сопротивления эталонного газопровода.

При $\lambda = \lambda_0$ $K_p = (D/D_0)^{2,6}$ (табл. 11.1).

Коэффициент расхода для однниточного газопровода, состоящего из нескольких участков различных диаметров:

$$K_p = \left[\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_{pi}^2}} \right]^{0,5}, \quad (11.46)$$

где L — общая протяженность газопровода; l_i , K_{pi} — протяженность и коэффициент расхода i -го участка.



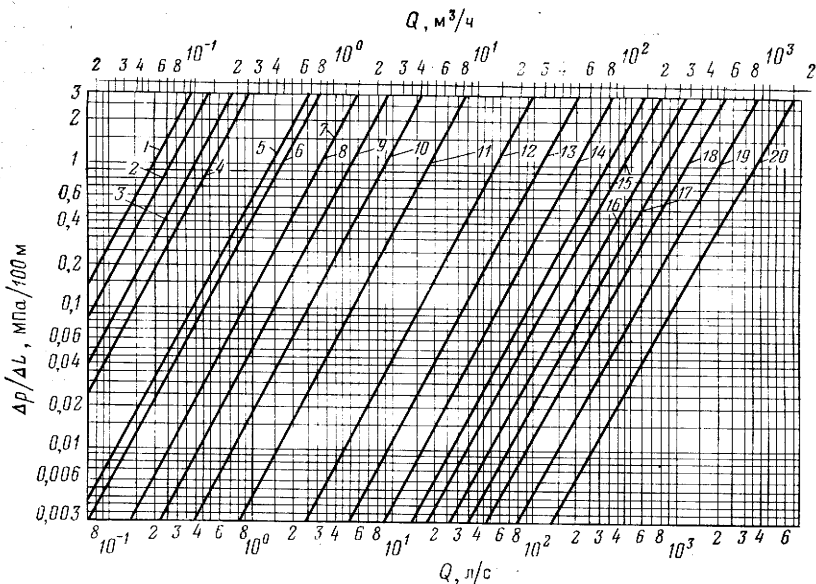


Рис. 11.6. Кривые потерь давления при перекачке воды в гладких трубопроводах с внутренним диаметром, см:

1 — 1,855; 2 — 2,093; 3 — 2,431; 4 — 2,664; 5 — 3,81; 6 — 4,089; 7 — 5,25; 8 — 6,772; 9 — 7,793; 10 — 10,226; 11 — 15,405; 12 — 20,272; 13 — 25,451; 14 — 30,48; 15 — 33,655; 16 — 38,735; 17 — 43,815; 18 — 48,895; 19 — 59,055; 20 — 74,295

Коэффициент расхода параллельных газопроводов равной протяженности (общие начальная и конечная точки)

$$K_p = \sum_{i=1}^n K_{p_i} \quad (11.47)$$

Коэффициент расхода многониточных газопроводов с линейными участками разного диаметра

$$K_p = \left[\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{m}{\left(\sum_{j=1}^m K_{p_j} \right)^2} l_i} \right]^{0,5} \quad (11.48)$$

где m — число параллельных ниток; n — число участков разного диаметра на каждой нитке газопровода.

Рис. 11.5. Зависимость пропускной способности газопровода от градиента давления для труб с внутренним диаметром, мм:

1 — 901,7; 2 — 850,9; 3 — 800,1; 4 — 747,3; 5 — 698,5; 6 — 647,7; 7 — 596,9; 8 — 546,1; 9 — 495,3; 10 — 444,5; 11 — 395,2; 12 — 381,0; 13 — 346,2; 14 — 333,5; 15 — 315,1; 16 — 303,3; 17 — 298,5; 18 — 265,8; 19 — 254,4; 20 — 247,6; 21 — 211,9; 22 — 202,8; 23 — 193,7; 24 — 161,1; 25 — 154,1; 26 — 147,4; 27 — 131,9; 28 — 127,4; 29 — 107,9; 30 — 102,3; 31 — 97,2; 32 — 77,9; 33 — 73,7; 34 — 59,5; 35 — 52,3; 36 — 49,1; 37 — 42,9; 38 — 32,5

Таблица 11.1

Значения коэффициента расхода

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм										
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
426	0,101	0,100	0,0985	0,0973	0,096	0,0945	0,0935	0,0923	0,0913	0,090	0,089
529	0,181	0,179	0,177	0,175	0,173	0,171	0,170	0,168	0,166	0,164	0,163
720	0,408	0,405	0,402	0,398	0,396	0,394	0,391	0,388	0,385	0,382	0,379
820	0,574	0,570	0,567	0,563	0,560	0,556	0,553	0,550	0,546	0,543	0,540
1020	1,021	1,016	1,010	1,005	1,000	0,995	0,998	0,983	0,976	0,972	0,970
1220	1,634	1,630	1,620	1,615	1,610	1,600	1,590	1,585	1,580	1,575	1,570
1420	2,434	2,425	2,416	2,407	2,398	2,390	2,381	2,372	2,363	2,354	2,345

Транспортировка жидкости, газового конденсата, нефти и воды по трубопроводам характеризуется показателями, аналогичными показателям при транспортировке газа.

Потери давления на трение (в МПа) при движении жидкости в трубопроводе

$$\Delta p_{\text{тр}} = (p_1 - p_2) = \lambda \frac{\rho L v^2}{10^6 2D}, \quad (11.49)$$

где p_1 , p_2 — давления в начале и в конце трубопровода, МПа; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; ρ — плотность жидкости, кг/м³; L — длина трубопровода, м; D — внутренний диаметр трубопровода, м; v — скорость жидкости в трубопроводе, м/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяют в зависимости от числа Рейнольдса или по графику $\lambda = f(\text{Re}, \epsilon)$, или по формулам:

для ламинарного течения

$$\lambda = 64/\text{Re}; \quad (11.50)$$

для турбулентного течения

$$\lambda = 0,3164/\sqrt[4]{\text{Re}}. \quad (11.51)$$

На графиках для $\text{Re} > 2000$ (рис. 11.6 и 11.7) представлены градиенты потерь давления на трение ($\Delta p_{\text{тр}}/L$) от расхода воды и углеводородных жидкостей для труб с различным внутренним диаметром. На графике (рис. 11.7) градиенты потерь давления на трение для углеводородных жидкостей определены для жидкости с относительной плотностью $\bar{\rho} = 1$. Градиент давления с иной относительной плотностью находят умножением градиента давления (см. рис. 11.7) на фактиче-

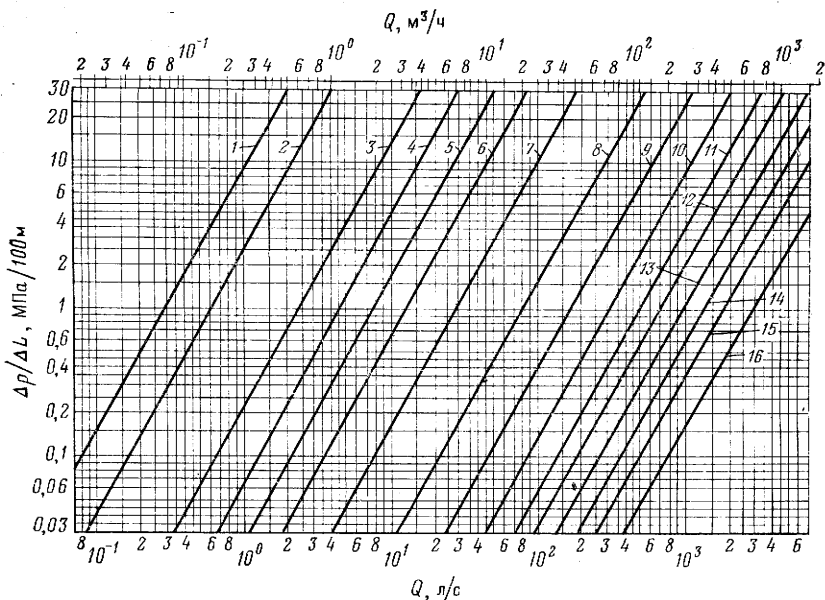


Рис. 11.7. Кривые потерь давления при перекачке углеводородных жидкостей в гладких трубопроводах с внутренним диаметром, см:

1 — 1,885; 2 — 2,431; 3 — 4,089; 4 — 5,25; 5 — 6,772; 6 — 7,793; 7 — 10,226; 8 — 15,405; 9 — 20,272; 10 — 25,451; 11 — 30,48; 12 — 33,655; 13 — 38,735; 14 — 43,815; 15 — 48,895; 16 — 59,055

скую относительную плотность жидкости.

По формуле (11.49) могут быть рассчитаны необходимые диаметр и длина трубопровода при известном расходе (скорости) жидкости.

Тепловой режим газопроводов зависит от условий движения и теплообмена с окружающей средой. Распределение температуры газа по длине газопровода с учетом дроссель-эффекта (охлаждение газа в результате дросселирования его от давления p_1 до давления p_2) находят по уравнению

$$T_x = T_0 + (T_1 - T_0)e^{-ax} - \frac{D_i(p_1^2 - p_2^2)}{2\rho C_p a L} (1 - e^{-ax}), \quad (11.52)$$

где T_x — температура газа в точке x газопровода, К; T_0 — температура среды (грунта), с которой осуществляется теплообмен газопровода, К; T_1 — начальная температура газа, К; x , L — длина газопровода до точки x и общая протяженность газопровода, м; $a = 62,6 \frac{1,16kD_n}{q\rho C_p 10^6}$; q — расход газа, м³/сут; D_n — наружный диаметр трубы, мм; k — коэффициент теплопередачи ($k = 0,5 \div 2$) от газа в окружающую среду, Вт/(м²·ч·К); C_p — удельная теплоемкость газа, кДж/(кг·К); ρ — относительная

плотность газа; D_i — дроссель-эффект, °С/МПа; p_1, p_2, p_{cp} — начальное, конечное и среднее давления в газопроводе.

В случае коротких газопроводов при значительных перепадах давления понижение температуры газа в газопроводе за счет дроссель-эффекта может достигать 5—10°С.

При незначительном влиянии дроссель-эффекта распределение температуры определяют по формулам (11.43) и (11.52). Коэффициент теплопередачи k существенно зависит от способа прокладки газопровода (подземного, наземного, в насыпи, наземного, теплоизолированного) и теплопроводности $\lambda_{гр}$ грунтов (см. СНиП 18-76). При проектировании газосборных сетей коэффициент теплопередачи обычно принимают равным $k = (0,5 \div 2)$ Вт/(м²·ч·К). С увеличением влажности грунта коэффициент теплопроводности $\lambda_{гр}$ возрастает, что приводит к увеличению коэффициента теплопередачи. Использование теплоизоляции из пенополиуретана толщиной более 25 мм позволяет обеспечивать практически изотермический сбор газа на газовых промыслах.

При высоких устьевых температурах газа на скважинах и отсутствии теплоизоляции на шлейфах и сборных сетях газа и газового конденсата во избежание осложнений предусматривают тепловые компенсаторы П-образного или зигзагообразного типа (по аналогии с прокладкой тепловых сетей).

Коэффициент линейного расширения стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/град.

Расчет труб на прочность при прокладке трубопроводов осуществляют проверкой толщины стенки трубы при известном внутреннем рабочем давлении:

$$\delta = \frac{n_p p D_n}{2(R_1 + n_p p)}, \quad (11.53)$$

где δ — толщина стенки; n_p — коэффициент перегрузки (запас прочности) по давлению; R_1 — расчетное сопротивление материала труб, определяемое исходя из предела прочности; p — внутреннее рабочее давление; D_n — наружный диаметр трубы.

Расчетное сопротивление материала труб определяют из выражения (СНиП II-45—75):

$$\left. \begin{aligned} R_1 &= R_{1н} m / K_1 K_n; \\ R_2 &= R_{2н} m / K_2 K_n, \end{aligned} \right\} \quad (11.54)$$

где R_1, R_2 — расчетные сопротивления соответственно по пределу прочности и текучести; $R_{1н}, R_{2н}$ — нормальные сопротивления соответственно по пределу прочности и текучести; m — коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от его категории; K_1, K_2 — коэффициенты безопасности по материалу; K_n — коэффициент надежности.

Обычно принимают: $K_1 = 1,34 \div 1,56$; $K_2 = 1,1 \div 1,2$; $K_n = 1 \div 1,15$. Коэффициент m зависит от классификации трубопроводов.

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления подразделяют на два класса:

Класс	I	II
Давление, МПа	2,5—10	1,2—2,5

Магистральные нефте- и продуктопроводы в зависимости от диаметра подразделяют на четыре класса:

Класс	I	II	III	IV
Диаметр, мм	1000—1400	1000—500	500—300	<300

Участки магистральных трубопроводов в зависимости от условий работы (по СНиП II-45—75) подразделяют на категории:

категория В — переходы нефте- и продуктопроводов диаметром 1000 мм и более через водные преграды и прибрежные участки при подземной и надземной прокладке; газопроводы внутри зданий и на территории КС, ГРС и СПХГ;

категория I — переходы через водные преграды газопроводов диаметром 1000 мм и более; нефтепроводов диаметром менее 1000 мм; переходы через болота III типа; переходы через железные и автомобильные дороги газопроводов при подземной прокладке и нефтепроводов при надземной прокладке; участки трубопроводов в туннелях; узлы подключения; участки вдоль реки, каналов, водохранилищ, трубопроводы внутри зданий.

Коэффициент m зависит от категории следующим образом:

Категория	В	I	II	III	IV
m	0,6	0,75	0,75	0,9	0,9

Трубопроводы категорий I и В подвергаются предварительному гидравлическому испытанию при давлении $p_{исп} = 1,25 p_{раб}$. Переходы нефте- и нефтепродуктопроводов категории В через водные преграды подвергаются гидротиспытаниям при $p_{исп} = 1,5 p_{раб}$. При этом допускается повышение испытательного давления до значения, вызывающего напряжение в металле труб не более 0,9—1 предела текучести.

Трубопроводы II, III и IV категорий могут не подвергаться предварительным гидравлическим испытаниям.

Очистка и осушка трубопроводов позволяют удовлетворять требованиям высокого уровня чистоты транспортируемой продукции; предотвращать внутреннюю коррозию; повышать пропускную способность. В этих целях используют пропуск скребков (шары, поршни и т. п.), пескоструйную, химическую и смешанную очистки.

Для проталкивания скребков применяют природный газ, азот и воздух. Скорость прохождения поршней должна быть не

менее 16 км/ч. Оптимальная длина участка между камерами запуска и приема скребков составляет 20—25 км. Линейные краны целесообразно использовать равнопроходными.

При пескоструйной очистке скорость абразива и движущей среды (природный газ, воздух, азот) на выходе из пескоструйного аппарата должна составлять от 65 до 100 м/с. Оптимальная длина L (в км) очищаемого участка определяется экспериментально в зависимости от диаметра D (в мм) трубопровода и составляет $L = D/50$.

Использование химических реагентов (растворов кислот, синтетических моющих средств, ингибиторов гидратообразования, ингибиторов коррозии) вместе с разделительными поршнями позволяет улучшать очистку внутренней полости трубопровода и наносить антикоррозионную пленку для предотвращения коррозии.

ГЛАВА 12

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОБУСТРОЙСТВА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«Инструкция по разработке проектов и смет для промышленного строительства (СН 202-81)» устанавливает содержание, состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектов и смет, по которым осуществляются строительство, расширение, реконструкция и техническое перевооружение действующих промышленных предприятий, зданий и сооружений, а также экспериментальное строительство. Указанная Инструкция Госстроя СССР вместе с общесоюзными и отраслевыми актами и документами распространяется на обустройство газовых и газоконденсатных месторождений.

Примерный состав технорабочего (технического) проекта обустройства месторождения, определяемый Инструкцией СН 202-81.

I. Общая пояснительная записка.

II. Техничко-экономическая часть.

III. Генеральный план, транспорт и восстановление (рекультивация) нарушенных земель.

А. Генеральный план.

Б. Внешний транспорт.

В. Восстановление (рекультивация) нарушенных земель.

Разрабатывается в составе землеустроительного дела и включается в состав проекта.

IV. Технология производства, обеспечение энергоресурсами и защита окружающей среды.

А. Технология производства.

Б. Автоматизация технологических процессов, включая АСУ ТП.

В. Электроснабжение и электрооборудование.

Г. Энергетические установки по обеспечению сжатым воздухом, ацетиленом, кислородом, газом и др.

Д. Тепловые сети.

Е. Мероприятия по охране водоемов, почвы и атмосферного воздуха от загрязнения сточными водами и промышленными выбросами.

V. Организация труда и системы управления предприятием, включая АСУП.

- A. Организация труда.
- B. Системы управления предприятием, включая АСУП.
- B. Связь и сигнализация.

VI. Строительная часть.

- A. Архитектурно-строительные решения.
- B. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
- B. Водоснабжение и канализация.

VII. Организация строительства.

VIII. Организация подготовки к освоению проектных мощностей и освоение проектных мощностей в нормативные сроки.

IX. Сметная часть.

X. Жилищно-гражданское строительство.

Проектирование объектов добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата в процессе составления технического проекта обустройства месторождений производят в соответствии с отраслевыми Временными нормами технологического проек-

Таблица 12.1

Показатели качества воды для производственных нужд

Потребители	Вода	
	исходная	обработанная
Теплообменные аппараты и агрегаты: с охлаждением зарубежных пространств (закрытый цикл оборотного водоснабжения)	Общая жесткость 7 мг·эquiv/л Содержание взвешенных частиц < 8 мг/л	Общая жесткость < 0,5 мг·эquiv/л Прозрачность > 30 см, pH=7÷8
То же для систем открытого цикла оборотного водоснабжения	Общая жесткость 7 мг·эquiv/л (не более) Содержание взвешенных частиц < 8 мг/л	Общая жесткость < 2 мг·эquiv/л Прозрачность > 30 см, pH=7÷8
Котельные установки (до химводоочистки)	Общая жесткость < 7 мг·эquiv/л Содержание взвешенных частиц < 8 мг/л Прозрачность > 30 см Окисляемость < 15 мг/л (O ₂) Содержание CO ₂ — нет Содержание железа < 0,2 мг/л Содержание масла < 3 мг/л	То же
Насосы (охлаждение без применения оборотного водоснабжения)	Общая жесткость < 7 мг·эquiv/л Прозрачность > 30 см Содержание взвешенных частиц < 40—50 мг/л	»
Компрессоры (охлаждение без применения оборотного водоснабжения)	Общая жесткость < 7 мг·эquiv/л Прозрачность > 30 см	»
Насосы для приготовления глинистых растворов	Необработанная вода, используемая для прочих производственных нужд	»

Таблица 12.2

Кратность воздухообмена в производственных помещениях высотой 6 м (при снижении высоты производственного помещения кратность воздухообмена увеличивается на 25% на каждый 1 м снижения высоты)

Реагент, материал	Кратность воздухообмена	Коэффициент увеличения при горячих продуктах
Метанол:		
в насосных	20	—
в прочих помещениях	15	—
Газовый конденсат	10	1,2
Диэтиленгликоль:		
при постоянном пребывании обслуживающего персонала	15	1,2
при разовом пребывании обслуживающего персонала	3	1,2
Жидкий хлор	12	—
Аммиак	8	—
Регенерируемое масло	12	1,2
Керосин и дизтопливо	8	1,5

тирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа ВНТП 01-85, Руководством по применению типовых технологических схем унифицированного блочно-комплектного оборудования и установок комплексной подготовки газа в модульном исполнении на объектах ГДП и СПХГ, Правилами эксплуатации объектов добычи и хранения газа и другими общесоюзными и отраслевыми руководящими и регламентирующими материалами и документами.

Рассмотрим следующие рекомендации по нормируемым технологическим показателям, используемым при проектировании основного и вспомогательного производства объектов добычи газа и газового конденсата (табл. 12.1, 12.2):

Нормативы для расчета потерь давления (в кПа/100 м) в трубопроводах при их проектировании

Трубопроводы для перекачки:	
углеводородных жидкостей	20—25
жидкостей гидроразрыва и кислотных обработок	450
пара	20—25
Водопроводы	10—25
Газопроводы (потери давления определяются расчетом по формулам трубной гидравлики):	
для трубы, индивидуально подключенной к компрессору	2,5—3
для давления нагнетания в МПа:	
< 0,35	2,5—3
> 0,35	5,5—6
для топливного газа	1,5*
для других условий	10—15

* Скорость газа, м/с.

Рекомендуемые скорости (в м/с) технологических потоков в трубопроводах

Газ природный, попутный	5—20
Газовый конденсат нестабильный:	
при подаче насосом	(1,5—3,0)/(1,0—1,2)
при самотеке	(0,1—0,5)/<1,0
Жидкость вязкостью (в см ² /с):	
0,01—0,06	2,5/1,5
0,06—0,12	2,2/1,4
0,28—0,72	1,5/1,2
0,72—1,46	1,2/1,1
1,46—4,38	1,1/1,0
4,38—9,77	1,0/0,8
Вода в трубопроводах:	
циркуляционных систем охлаждения	<2,0/1,0
напорной канализации	1,0—1,5
самотечной канализации	0,6—1,0
подпитки котлоагрегатов	(1,5—2,5)/(1,0—2,0)
Пар водяной:	
насыщенный	15—60
перегретый	50—70
Конденсат водяной	0,5—1,5
Сжатый воздух	(7,5—12,5)/(5,5—10)
Масла смазочные	(0,8—1,2)/0,2
Ингибиторы	<3,0

Примечание. В числителе — для нагнетательных, в знаменателе — для всасывающих трубопроводов.

Требования к внутриплощадочным трубопроводам

Надземная прокладка трубопроводов при D_y в мм	
50—150	На эстакадах
≥ 200	На отдельно стоящих опорах
Подземная прокладка трубопроводов	Глубина заложения не менее 0,8 м от верха трубы
Расстояние в свету (в мм) между нетеплоизолированными трубопроводами (фланцы вразбежку) при D_y в мм	
50—100	80—90
100—350	100—120
> 350	150
Расстояние в свету (в мм) между теплоизолированными трубопроводами:	
между наружными поверхностями тепловой изоляции	100
между стенками канала и поверхностью тепловой изоляции	100
Уклон для возможности опорожнения:	
газопроводов, воздухопроводов с влажной средой, факельных и аварийных линий	0,003
легкоподвижных жидких сред	0,002
высоковязких и застывающих сред	0,02
Минимальная толщина стенки (в мм) газопроводов, определяемая расчетом при D_y в мм:	
< 50	3
< 300	4
< 500	5
≥ 500	6

Нормы расхода для продувки и промывки газового оборудования перед его ремонтом

Продувка инертным газом	8-кратный объем
Время пропарки острым паром при давлении 0,3 МПа и расходе 0,2 т/с, ч.	8—24
Промывка водой	3-кратный объем

Расход воды на промывку резервуаров после пропарки острым паром

Вместимость резервуара, м ³	400	700	1000	2000	3000	5000	10 000
Число гидромониторов промывки	1	1	1	1	2	2	2
Подача гидромониторов, м ³ /ч	140	140	140	140	280	280	280
Продолжительность промывки, ч	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	5,0
Расход воды для промывки, м ³	140	210	280	350	840	980	1400

Коэффициенты резервирования технологического оборудования для расчета установленной производительности

Число единиц оборудования (модулей)	1	2	3	4	≥5
Установки:					
подготовки газа (технологические линии, модули, блоки)	2,0	1,5	1,33	1,25	1,2
стабилизации газового конденсата	1,2	1,2	1,2		
Насосы для:					
установок НТС, осушки газа, очистки газа	2,0	≥1,3	≥1,3	≥1,3	≥1,3
циркуляционного орошения колонн и подачи теплоносителя	2,0	≥1,3	≥1,3	≥1,3	≥1,3
откачки продукта из низа колонн и из резервуарного парка	2,0	≥1,3	≥1,3	≥1,3	≥1,3
оборотного водоснабжения и свежей воды		1,5	1,3	1,3	1,3
Газовые и воздушные компрессоры и воздуходувки	2,0	1,5	1,33	1,25	1,2
Компрессорные машины на ДКС и КС					

ВСН 51=2—79

Нормы запасов сырья, товарной продукции, масел и смазочных материалов

Запас сырья установок стабилизации и подготовки конденсата для резервуара:

наземного	Суточная производительность установки
подземного	Из расчета продолжительности ремонта

Срок хранения товарной продукции УСК и УПК, сут

≤3

Вместимость резервуаров товарной продукции УСК и КПК

Определяется расчетом по объему 3-суточной производительности

Вместимость буферная	Определяется расчетом по объему за 10—15-минутный срок работы установок
Коэффициент заполнения резервуаров:	
вертикальный	0,95
горизонтальный	0,9
горизонтальный для сжиженного газа	0,835
Норма запасов реагентов и смазочных материалов на складе при отгрузке, суточная потребность (производительность):	
в цистернах	≤20
в таре	≤30
только водным транспортом	≤300
Норма неснижаемых запасов масла в объеме 50%-ной емкости:	
масляной системы	45-суточной потребности
ДКС с электроприводом	По одной цистерне объемом не менее 26 м ³ для чистого трансформаторного и отработанного масел
при доставке масел только водным транспортом	Годовой запас
Норма запасов инертного газа	Определяется расчетом исходя из среднего и максимального расходов

Требования к воздухозабору для систем вентиляции и отопления

Температура воздуха, подаваемого в летний период в помещения со значительными тепловыделениями	Не более чем на 10 °С ниже температуры воздуха в рабочей зоне
Воздух, подаваемый в помещения с электрооборудованием в нормальном исполнении:	
подпор, Па	49
кратность	≤5
отметка воздухозабора от уровня земли, м	≥20
Воздухозабор приточных вентиляционных установок:	
для цехов с выделением паров и газов плотностью менее 0,8	На 2 м выше уровня земли
для цехов с выделением паров и газов плотностью 0,8 и более	На высоте 1,2—1,5 м от уровня земли
для отдельно стоящих невзрывоопасных помещений (плотность газа 0,8 и более) в радиусе, м:	
<50	На высоте 1,2—1,5 м от уровня земли
>50	На высоте 2 м и более от уровня земли

Требования к сбросным и факельным линиям

Дымовые трубы и глушители выхлопных газов:	
расстояние от наружной стенки цеха, м	≥3
высота над коньком кровли цеха, м	2
высота над дефлектором, м	1
Свечи:	
высота от предохранительных клапанов и линий сброса газа, м:	
над коньком кровли цеха	2
над дефлектором	1
высота от предохранительных клапанов и линий сброса газа при размещении компрессорных агрегатов на открытой площадке, м:	
выше окон окружающих зданий в радиусе 25 м	На 1
от обслуживающих площадок агрегатов	≥5
Продувочные для аппаратов (сепаратор, пылеуловитель и т. п.) и на межцеховых газопроводах:	
расстояние от площадки КС, УППГ, УКПГ, ГС (за ограждением), м	≥25
высота от уровня земли, м	>5
Факелы:	
высота на скважине, м	≥10
высота на КС, УППГ, УКПГ, ГС, м	≥25
расстояние от границы технологического объекта до факела, м	>100
максимальная скорость истечения газа в атмосферу, м/с	<80
объем сборника жидкости, поступающей из отбойников газового конденсата факелов и факельных линий, м ³	>10
расстояние от дросселя-диспергатора до факела, м	10—15

ГЛАВА 13

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

Источники загрязнений. Основными источниками загрязнений территории и водоемов сточными водами газовых промыслов, компрессорных и насосных станций, газопроводов и конденсаторопроводов, газораспределительных станций, подземных хранилищ газа и газоперерабатывающих заводов являются:

устья скважин, прискважинные площадки и оборудование; мерники, сепараторы, абсорберы и десорберы установок комплексной подготовки газа и головных сооружений газовых промыслов, установок подготовки газа на подземных хранилищах газа и газоперерабатывающих заводах; резервуарные парки и канализационная сеть; промысловые трубопроводы, газо- и конденсаторопроводы; компрессорное и насосное оборудование, вспомогательные службы.

Во всех случаях потери газа и конденсата возможны через сальники, фланцевые соединения арматуры, а также при профилактических и ремонтных работах.

Таблица 13.1
Вероятностный уровень загрязнений

Источник загрязнения	Вероятность загрязнения			Уровень шума
	земли	воды	атмосфера	
Скважины и устьевое оборудование	Низкий	Низкий	Низкий	Низкий
Сборные трубопроводы и трубопроводы для закачки воды	Высокий	Высокий	»	»
Установки сепарации и промышленной обработки конденсата	Средний	Средний	Высокий	»
Оборудование для поддержания давления, компрессорное оборудование	Низкий	Низкий	Средний	Высокий
Резервуарные парки	Средний	Высокий	Высокий	Низкий

Вероятность загрязнения окружающей среды при эксплуатации газовых промыслов и трубопроводов отражена в табл. 13.1.

При проектировании, сооружении и эксплуатации газовых промыслов, газопроводов, станций подземного хранения газа и газоперерабатывающих заводов инженерное обеспечение объектов (водоснабжение, теплоснабжение, газоснабжение, электроснабжение, канализация, вентиляция и т. п.) осуществляют в соответствии с действующими строительными нормами и правилами. Ориентировочные объемы промышленных стоков от объектов промплощадок компрессорных станций и характеристика промышленных стоков могут быть оценены по данным табл. 13.2 и 13.3.

Таблица 13.2
Вероятностное количество стоков

Цеха и производства	Количество стоков на единицу, м ³	
	хозяйственно-бытовые	производственные
КС с ГМК, охлаждаемых водой, 100 000 м ³ газа	0,2	0,1
КС с ГМК с парообразным охлаждением, 100 000 м ³ газа	0,09	0,1
КС с центробежными нагнетателями с газотурбинными приводами, 100 000 м ³ газа	0,4	0,1
КС с электроприводом, 100 000 м ³ газа	0,1	0,05
Продувка циркуляционной системы водоснабжения (градирни), 1 продувка	—	3—6 % (оборотного объема)

Таблица 13.3
Вероятностные концентрации загрязнений

Объект	Режим водопотребления	Концентрация загрязнений, мг/л				
		Взвешенные вещества, окалина	Нефтепродукты	NaOH	H ₂ SO ₄	NaCl
Химлаборатория	Непрерывный	100	12	50	120	—
Бак для заправки (кузнечный)	Периодический	20	—	—	—	—
Ванна для промывки деталей аккумуляторов	»	25 000	—	100 000	—	—
Ванна электролита	»	—	—	—	10 000	—
Котельная:						
катионитовая установка	»	—	—	—	—	250
непрерывная и периодическая продувка	Непрерывный	—	—	0,3— 0,5	—	0,1
Мойка грузовых автомобилей	Периодический	5000	500	—	—	—
Мойка легковых автомобилей	»	1000	100	—	—	—
Склад ГСМ:						
контора с комнатой анализ	Непрерывный	—	500	—	—	—
подтоварные воды из резервуаров	Периодический	—	500	—	—	—

Таблица 13.4
Возможные потери газа (в тыс. м³/год) при утечках

Диаметр коррозионного свища, мм	Давление, МПа·10						
	0,02	0,35	1,75	4,20	7,00	21,00	35,00
0,39	0,03	0,11	0,28	0,57	0,85	2,26	3,96
0,79	0,06	0,17	0,57	0,99	1,70	4,53	7,08
1,59	0,28	1,13	2,83	5,66	9,06	25,47	42,45
3,18	1,40	5,66	16,98	33,96	50,94	141,50	232,06
6,35	7,00	33,96	93,39	183,95	291,49	800,89	1315,95
12,70	39,60	186,78	532,04	1055,59	1641,40	4428,35	7442,90

Потери газа и конденсата, вызванные повреждениями трубопроводов, приводят к значительным загрязнениям окружающей среды. В табл. 13.4 приведены годовые потери газа, наблюдаемые при истечении через свищи при различных давлениях газа в газопроводе.

Приведенные данные позволяют оценить возможные уровни загрязнения окружающей среды и наметить меры по предотвращению или снижению уровня загрязнений. В табл. 13.5 класси-

Таблица 13.5

Возможные методы предотвращения повреждений трубопроводов

Причины повреждений	Методы предотвращения повреждений		Применяемая для диагностирования аппаратура
	на стадии проектирования	при эксплуатации	
Коррозия	Катодная защита Изоляционные покрытия Применение нержавеющих материалов	Использование ингибиторов коррозии Осмотры состояния поверхности трубопроводов	Приборы для измерения скорости коррозии Приборы контроля качества и состояния
Эрозия	Выбор правильных размеров, схемы укладки и материалов Использование противозерозионных покрытий	Проведение осмотров	Датчики эрозии
Механические повреждения	Выбор соответствующего условиям трубопроводного оборудования Правильная технология сооружения переходов	Замена поврежденных труб и арматуры Техническое обслуживание	Датчики давления
Механические повреждения	Подготовка нефтесборников Установка трубопровода на опоры	Техническое обслуживание	Датчики давления

фицированы методы предотвращения повреждений наземных газо- и конденсатосборных сетей.

Методы обработки и сброса промышленных сточных вод и применяемое оборудование определяют с учетом требований защиты окружающей среды.

Сточные воды считают чистыми, если они удовлетворяют следующим требованиям:

биохимическое потребление кислорода не превышает 50 мг/л;

отсутствуют плавающие органические загрязнители;

содержание взвесей не превышает 60 мг/л;

содержание нефти (конденсата) при экстрагировании эфиром не превышает 5 мг/л;

Таблица 13.6

Уровень возможного снижения загрязнений (в %)

Сооружение	БПК ₂₀	Взвешенные вещества	Бактерии
Сита и решетки с прозорами 12—18 мм	5	5	10
Песколовка	5	5	10
Двухъярусный септик	75—80	95	87
Отстойник (горизонтальный, вертикальный)	25	40	25
Капельный биофильтр	80—85	—	90
Высоконагружаемый биофильтр	70—80	—	90
Высоконагружаемый биофильтр с рециркуляцией	85	—	90
Аэротенк:			
обычный	90	—	90
продленной аэрации	90	—	90
для хлорирования осветленных сточных вод	15	—	90
для хлорирования осветленных сточных вод после биологической очистки	—	—	99
Песчаные фильтры после биологической очистки	50	50	—
Установка для:			
озонирования в дозах 35—38 мг/л	50	50	—
фильтрации биологически очищенных сточных вод через слой активированного угля со скоростью 5 м/ч	99	99	—

отсутствует поддающаяся измерению токсичность;
цвет более 20 единиц (по платинокобальтовой шкале);
 $6 \leq \text{pH} \leq 9$.

Сброс поступающих вместе с газом пластовых вод осложняется присутствием в них эмульгированной нефти (конденсата), разнообразных коррозионных веществ, песка, растворенных и выпадающих в осадок сульфидов, большого количества растворенных солей, а иногда и солей слабых органических кислот. Кроме того, в пластовых водах в измеряемых количествах могут присутствовать токсичные вещества, такие, как барий, стронций, тяжелые металлы. Сброс промышленных стоков компрессорных и насосных станций, газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ газа осложнен присутствием растворенных и выпадающих в осадок сульфидов, солей, кислотных и щелочных растворов, одно- и многоатомных спиртов.

Обработка промышленных стоков с целью последующего их сброса связана со значительными дополнительными затратами.

Сточные воды очищают различными методами: механическими, сорбционными, химическими, биологическими и комбинированными. В табл. 13.6 и 13.7 отражено возможное снижение

Таблица 13.7

Остаточное содержание и уровень снижения загрязнений

Сооружение	Максимально допустимая концентрация нефтепродуктов, мг/л	Остаточное содержание нефтепродуктов, мг/л	Снижение загрязнений, %	
			Взвешенные вещества	Нефтепродукты
Мазутоловушка	—	20—40	75—80	95—98
Нефтеловушка	15 000	50—100	—	90—70
Флотационная установка	250	25—15	50—95	95—99
Пруд отстаивания	100	25—30	—	50—70
Песчаные фильтры	60—80	—	—	80—85
Фильтры из кокса и древесной стружки	10 000	—	—	99,5

Примечание. Содержание растворенных газов (метана, сероводорода, сероуглевода) в стоках при отстаивании в открытых прудах в течение 5—6 ч снижается за счет естественной аэрации на 50—60% от начальной концентрации.

ние загрязнений бытовых и промышленных сточных вод (в % от начальной концентрации) отдельными очистными сооружениями, основанными на различных методах очистки.

Механический метод (применение гравитационного разделения, флотации и фильтрования) используют для очистки от грубодисперсных примесей, нефтепродуктов и активированного ила.

Способ гравитационного разделения основан на разделении водонефтяной смеси на две отдельные фазы под действием разности удельных весов нефти и воды. Этот способ эффективен при небольшом удельном весе нефти.

В тех случаях, когда гравитационный метод не обеспечивает нужной степени разделения нефти и воды, применяют метод флотации, который предусматривает растворение газа в воде под давлением. При снижении давления в системе выделяющиеся пузырьки газа прилипают к твердым частицам или к капелькам нефти и, всплывая, выносят их на поверхность. Флотация — весьма эффективный метод удаления следов нефти из воды, когда ее концентрация не превышает 0,01% и водонефтяная смесь не является эмульсией. В других случаях эффективность метода значительно ниже.

Когда очистке флотацией подвергается вода с высоким содержанием нефти или эмульгированная вода, дополнительно применяют методы химической ее обработки. Установлено, что в качестве адсорбентов для нефти можно успешно использовать специальные глины. Их добавление в виде суспензии во флотационную камеру вместе с электролитом во многих случаях обеспечивает весьма высокую степень очистки воды.

Когда методы гравитационного разделения и флотации оказываются неэффективными, применяют метод фильтрования. Фильтры прежде всего позволяют удалять из воды твердые частицы. Фильтр выбирают с учетом требуемой производительности на выходе установки, содержания твердых частиц в обрабатываемой жидкости, свойств твердых частиц, размеров капитальных и эксплуатационных расходов и т. п.

Используют преимущественно стационарные песчаные фильтры. Начали находить применение передвижные фильтры для подготовки воды, в которых используются малогабаритные диатомовые фильтры. Песчаные фильтры с высокой скоростью прокачки обладают рядом преимуществ по сравнению с фильтрами, имеющими низкую скорость прокачки, поскольку у последних больше поверхность фильтрации и, следовательно, они менее удобны в эксплуатации.

Песчаные фильтры с высокой скоростью фильтрации делят на две группы: гравитационного и принудительного действия. Последние работают при внешнем перепаде давления, что увеличивает срок службы песчаной набивки и скорость фильтрации воды через установку.

В качестве набивки фильтров для удаления из воды взвешенных веществ применяют силикатный песок, антрацит, гранитный песок.

Наиболее часто употребляют напорные (герметичные сосуды) или гравитационные фильтры (открытые емкости). Пропускная способность фильтров 100—200 л/мин в расчете на 1 м² поверхности. Слой набивки толщиной 50—75 см укладывают на специальные сетки или на слой сортированного гравия.

Фильтры этого типа обычно восстанавливаются обратной промывкой водой из расчета 500—700 л/мин на 1 м² поверхности. Очистка заполнителя фильтра может быть улучшена применением пневмоочистки или поверхностной очистки, активизирующих поверхность набивки. Успешная эксплуатация фильтров зависит от их регулярной очистки.

Стандартные фильтры с зернистой набивкой могут быть использованы для удаления взвешенных частиц при их концентрации до 30 мг/л. Набивка должна удерживать взвешенные частицы. Если требуется повышенное качество очистки, то необходимо добавлять какой-либо реагент типа органического коагулянта, способствующего осаждению твердых частиц на фильтре. Фильтры с зернистой набивкой иногда изготавливают со специальным разделительным слоем, позволяющим увеличить пропускную способность фильтров для стоков с большим содержанием твердых частиц при сохранении высокого качества очистки.

Набивку тщательно отбирают по составу и крупности частиц, что позволяет получить более высокие эксплуатационные

Таблица 13.8

Характеристика механических очистных сооружений

Сооружение	Продолжительность протекания или отстоя, ч	Ориентировочные потери напора, см
Решетка с ручной очисткой	—	10—30
Решетка с механической очисткой	—	10—30
Песколовка горизонтальная	0,5	10—25
Песколовка щелевая	—	10—20
Двухъярусный отстойник	1,5—2	10—30
Вторичный отстойник после биофильтров:		
вертикальный	1—1,5	0—60
горизонтальный	—	10—25
Песчаный фильтр после вторичных отстойников	—	11—20
Пруд дополнительного отстаивания	6—48	—
Нефтеловушка (в зависимости от плотности нефтепродуктов, равной 0,76—0,96 г/см ³)	1,0—25	—

характеристики, чем на обычных фильтрах. Фильтры такого типа проектируют для расходов 200—400 л/мин в расчете на 1 м² активной поверхности и применяют для очистки воды, содержащей до 70 мг/л взвешенных веществ. В этом случае взвешенные вещества должны быть предварительно обработаны при помощи коагулянта или флокулянта. Для фильтров этого типа особенно важен выбор коагулянта.

Фильтры с большим слоем зернистой набивки представляют собой очень важный тип устройств данной группы. Они рассчитаны на восходящее движение стоков. Расчетная рабочая нагрузка на фильтр может быть равна или превышать расчетную нагрузку при промывке или очистке наполнителя.

Фильтры эксплуатируют при пропускной способности 200—400 л/мин в расчете на 1 м² поверхности. При нормальной эксплуатации набивка сохраняется в компактном виде с ненарушенной структурой материала. Сохранность набивки зависит от образования «песчаных мостиков» в ее структуре. Фильтр этого типа пригоден для обработки стоков с относительно высоким содержанием взвешенных частиц. Взвешенные вещества могут быть подвержены предварительной химической обработке, способствующей задержанию их на фильтре. При очистке фильтра «песчаные мостики» разрушаются под одновременным воздействием воздуха и воды. Слой наполнителя восстанавливается восходящим движением при промывке водой, а вещества, скопившиеся в слое наполнителя, удаляются, как в обычных фильтрах.

Таблица 13.9

Свойства реагентов, используемых для обеззараживания сточных вод

Показатели	Жидкий хлор (ГОСТ 6718—68)	Газообраз- ный хлор	Хлорная из- весть (ГОСТ 1692—85)
Плотность, кг/м ³	1554—1414	12,8—20,05	1200
Объемное содержание актив- ного хлора, %	99,5		32—35
Весовое содержание влаги, %, не более	0,06	0,06	10
Растворимость при 15—20 °С и атмосферном давлении в пресной воде, г/л	Нерастворим	2—1	2—1
Коэффициент кинематической вязкости	(0,314—0,255) × 10 ⁻⁶	0,94—0,65	—
Коэффициент динамической вязкости при 38 °С	0,005	—	—
Температура кипения при атмосферном давлении, °С	—34,6	—	—

В табл. 13.8 отражены основные расчетные параметры очистных сооружений для механической очистки сточных вод. Сорбционный метод позволяет очищать сточные воды от минеральных и органических продуктов. На эффективность очистки влияют такие факторы, как состояние и состав очищаемых сточных вод, наличие взвешенных частиц, органических и минеральных соединений, вид и свойства сорбента. Чаще используют твердые поглотители, сочетающие в себе свойства фильтров и сорбирующих материалов.

Химический метод очистки промышленных стоков предусматривает применение химических реагентов, вступающих во взаимодействие с примесями, присутствующими в стоках. Сточные воды обеззараживают хлорированием. Свойства реагентов, используемых для обеззараживания воды и стоков, приведены в табл. 13.9.

Дозы активного хлора для обеззараживания сточных вод обычно составляют (в мг/л):

После полной биологической очистки	3
После неполной биологической очистки	5
После отстаивания перед полями фильтрации, орошения	10
После септиков перед выпуском в водоем	50
Загрязненных тетраэтилсвинцом	400

Как правило, используют газообразный хлор, а хлорную известь — как исключение на станциях с пропускной способностью до 500 м³/сут.

Для технических целей хлораторной требуется 0,5 м³ воды на 1 кг жидкого хлора. Давление в сети перед эжектором должно быть не менее 0,15 МПа (при расходе хлора до 4 кг/ч). Количество хлораторов — не менее 2; требования к

вентиляции — 12-кратный обмен воздуха за 1 ч с отсосом на уровне поля с противоположной от входа точкой. Для исключения взрывоопасной концентрации треххлористого азота необходимо продувать змеевик и трубопровод хлора азотом при замене баллона не реже 1 раза в месяц. Продукты продувки отводят в нейтрализатор, где их обезвреживают путем продувки через слой водного раствора кальцинированной соды (3%) и гипосульфита натрия (6%).

При хлорировании хлорной известью в затворных баках получают 10—15%-ный раствор активного хлора, а в растворных — 2—3%-ный (не более).

Время контакта хлора с жидкостью 30 мин, после чего в воде должно быть не менее 1,5 мг/л остаточного хлора. Ввод хлора необходимо предусматривать после сооружений биологической очистки. При доочистке сточных вод на песчаных фильтрах хлор вводится перед фильтрованием, чем обеспечиваются минимальная частота обратной промывки фильтров и предотвращение зарастания водорослями распределительных каналов и трубопроводов.

В табл. 13.10 и 13.11 отражены сведения по удельным расходам активного химического реагента, кратности воздухообмена, категориям пожароопасности и надежности электропитания сооружений очистки сточных вод.

Биологический метод очистки сточных вод применяют в том случае, когда точно известны состав стоков и токсическое

Таблица 13.10

Удельные расходы химреагентов для очистки сточных вод (в числителе приведен расход активного реагента в г/м³, в знаменателе — водного раствора крепостью 5%, в л/м³ обеззараживаемых вод)

Концентрация вредности в стоках, г/м ³	Хлорная известь (обеззараживание циана)	Бисульфит натрия (обеззараживание хрома)	Известь (нейтрализация кислот и подщелачивание стоков)	Серная кислота (повышение кислотности хромистых стоков)
1	3,5/0,07	7/0,14	0,67/0,013	1,75/0,035
2	7,0/0,14	14/0,28	1,34/0,027	3,50/0,07
3	10,5/0,21	21/0,42	2,01/0,04	5,25/0,11
4	14,0/0,28	28/0,56	2,68/0,05	7,00/0,14
5	17,5/0,35	35/0,70	3,35/0,07	8,75/0,18
6	21,0/0,42	72/0,84	4,00/0,08	10,50/0,21
7	24,5/0,49	49/0,98	4,67/0,09	12,25/0,24
8	28,0/0,56	56/1,12	5,36/0,11	14,00/0,28
9	31,5/0,63	63/1,26	6,03/0,12	15,75/0,31
10	35,0/0,70	70/1,40	6,70/0,13	17,50/0,35

Примечания: 1. Активность товарного реагента (%): хлорная известь — 25, бисульфат натрия — 30, известь — 50, серная кислота — 50. 2. При увеличении или уменьшении крепости активного реагента в водном растворе объем раствора для нейтрализации соответственно снижается или повышается.

Таблица 13.11

Требования к установкам очистки сточных вод (СН 433—71)

Сооружение	Кратность воздухообмена в 1 ч	Температура в помещениях, °С	Класс пожаро-, взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасных смесей	Категория надежности электропитания
Нефтеловушка	—	—	В-1г	2г	—
Резервуар для стоков, загрязненных нефтепродуктами	5	5	В-1г	г	—
Насосные, перекачивающие стоки, загрязненные нефтепродуктами. Забор стоков из отдельно стоящего резервуара	1	5	В-1а	г	3
Колодцы на сети стоков, загрязненных нефтепродуктами	—	—	В-1г	г	—
Насосные станции перекачки бытовых стоков с резервуаром, отделенным от машинного отделения водонепроницаемой стеной:					
приемный резервуар	5	5	В-16	1а	—
машинное отделение	1	5	Невзрывоопасное	—	2
Насосная станция для перекачки по закрытой схеме пластовых вод подземных газохранилищ. Фильтровальные станции, работающие по закрытой схеме. Забор воды из отдельно стоящего резервуара:					
резервуар	10	5	В-1г	—	—
помещение фильтровальной и насосной станции	3	5	В-16	—	3
смежные помещения с машинным залом	—	—	Невзрывоопасные	—	—
Станция очистки пластовых вод и стоков, загрязненных нефтепродуктами (без установки в станции насосов, перекачивающих уловленные нефтепродукты)	8	На 2°С выше, чем у стоков	В-16	—	3
Очистные сооружения с биофильтрами, аэротенками, размещаемыми в помещениях	5	То же	Д	—	2
Хлораторная	12	18	—	—	2
Иловые насосные станции и резервуары	3	—	—	—	3
Флотационные с установкой в станции насосов, перекачивающих уловленные нефтепродукты	5	5	В-1а	—	3

Таблица 13.12

Площадь канализационных очистных сооружений (в га)

Сооружение	Расход стоков, м ³ /сут							
	12	25	50	100	200	500	1000	1500
Механическая очистка с полями фильтрации на грунтах:								
суглинистых	0,25	0,6	1,1	2,2	4,0	10,5	20,5	—
песчаных	0,07	0,25	0,5	1,0	1,7	3,1	5,5	—
Станция биологической очистки стоков на биофильтрах, аэротенках и других сооружениях с иловыми площадками вне здания	—	0,3	0,35	0,7	0,7	1,7	1,0	1,6

действие разрушаемых веществ на биохимические процессы, а также если установлена возможность биологического окисления находящихся в стоках органических соединений.

В настоящее время в газовой промышленности для очистки сточных вод используют комбинированный метод очистки.

Сброженные осадки сточных вод обезвоживают на иловых площадках с бетонным основанием и искусственным дренажем. Расчетную нагрузку определяют из расхода 6,2—7,8 м³ воды на 1 м² поверхности дренажа в год согласно СНиП II-32—74.

Очищенные сточные воды сбрасывают по открытым каналам в зоны открытых водоемов с повышенной турбулентностью. Для малых расходов сточных вод (15—20 л/с) расстояние от источника сточных вод до створа сброса равно 500 м.

Ориентировочные площади канализационных очистных сооружений приведены в табл. 13.12.

Предотвращение загрязнения атмосферного воздуха должно обеспечиваться рядом проектных решений, предусматривающих:

утилизацию сбросных газов на собственные нужды промывла или возврат их в технологический цикл;

применение прогрессивной технологии по герметизации систем сбора и нагнетания, оборудования и арматуры;

создание системы дренажных трубопроводов на площадках технологического оборудования для опорожнения его в дренажные емкости;

использование для хранения жидких углеводородов резервуаров с защищенной от испарения поверхностью продукта и

резервуаров, работающих под избыточным давлением или в изотермических условиях;

оснащение небольших емкостей и аппаратов, имеющих выход газов в атмосферу, фильтрами-поглотителями;

при невозможности или нецелесообразности утилизации или возврата в производство сбросных газов направление их на сжигание на факелах, в особенности газов, содержащих сернистые соединения;

при наличии факелов для сжигания газов высота факела и его местоположение должны обеспечивать рассеивание вредных веществ до концентраций их в приземном слое атмосферы рабочих площадок и расположенных в зоне их влияния населенных пунктов, предусмотренных ГОСТ 12.1.005—76.

Проект обустройства месторождения должен содержать расчет предполагаемых уровней загрязнения, технологических решений по их сокращению на всех этапах разработки месторождений

ГЛАВА 14

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ОСНОВНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Уровень автоматизации технологических процессов основных и вспомогательных производств на газовых и газоконденсатных месторождениях должен отвечать требованиям «Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства СН 202—76», «Норм технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа (ВНТП 01—81)», «Отраслевых руководящих методических материалов по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами в газовой промышленности и других руководящих, нормативных и регламентирующих материалов и документов.

На месторождениях необходимо внедрять комплексную автоматизацию с обязательным централизованным контролем и управлением технологическими процессами основного и вспомогательного производства, применять как одно-, так и двухступенчатую структуру управления технологическими процессами в зависимости от принятой схемы сбора продукции (децентрализованная, централизованная).

При одноступенчатой структуре контроль и управление скважинами, технологическими процессами сбора и подготовки газа и газового конденсата и вспомогательного производства осуществляют из центрального диспетчерского пункта промысла, а при двухступенчатой структуре — со щита оператора объекта с передачей основных параметров на центральный диспетчерский пункт промысла.

Уровень автоматизации должен обеспечивать:

автоматическое регулирование, дистанционный контроль и управление технологическими процессами добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата и передачи их потребителю (в газопроводы, конденсатопроводы);

поддержание оптимальных режимов технологических процессов;

оперативный контроль и управление рассредоточенными объектами промысла;

повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок, процессов;

снижение капитальных и эксплуатационных затрат;

улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Технологические процессы основного и вспомогательного производства должны оснащаться средствами: местной автоматики; централизованного контроля регулирования и сигнализации; защитной автоматики; управления и регулирования по каналам телемеханики и с выходом на управляющую вычислительную технику.

Средства автоматизации газовых и газоконденсатных скважин должны обеспечивать:

возможность дозированного ввода ингибиторов, реагентов и поверхностно-активных веществ;

регулирование давления в манифольде до давления в промысловой сети газосбора, но не свыше 16 МПа;

возможность удаления жидкости с забоя скважин при их обводнении;

возможность проведения технологических операций по воздействию на призабойную зону пласта;

возможность отсечки потока добываемой продукции в стволе скважины, на устье и в манифольдах;

возможность перевода продукции скважины на факел и на продувку в каверны или в поглощающие скважины.

Средства автоматизации установок предварительной подготовки газа должны обеспечивать:

возможность отключения или подключения технологических модулей, технологических линий и установки в целом;

удаление жидкости из сепараторов и разделительных емкостей;

измерение и регулирование дебита скважин и расхода газа через установку в целом;

регулирование температурного режима установки;

возможность распределения и дозирования ингибиторов, реагентов и поверхностно-активных веществ, направляемых в скважины, выкидные линии (шлейфы) скважин и аппараты установки предварительной подготовки газа.

Средства автоматизации установок комплексной подготовки газа и головных сооружений должны обеспечивать:

оперативный контроль и регулирование расхода, давления, температуры и уровня жидкости в оборудовании применяющихся на УКПГ и ГС технологических процессов подготовки газа и газового конденсата;

хозрасчетный замер продукции УКПГ и ГС перед ее сдачей потребителю (в газопровод, конденсатопровод и т. п.);

возможность переключения технологических блоков, модулей линий установки подготовки газа на факел и на продувку в каверны или в поглощающие скважины.

Установки гликолевой осушки газа обеспечивают:

регулирование расхода гликоля в системе циркуляции;

регулирование температуры в ребойлере или в огневом подогревателе регенератора гликоля;

возможность включения резервных насосов регенерированного гликоля.

Установки адсорбционной осушки газа обеспечивают:

программное автоматическое переключение десорберов с цикла на цикл;

программное регулирование расхода и температуры газа в цикле регенерации адсорбента;

регулирование расхода сырого газа через установку;

регулирование отвода жидкости из сепараторов;

отключение и включение топливного газа.

Установки низкотемпературной сепарации газа обеспечивают:

регулирование загрузки технологических линий поступающей со скважин продукцией;

регулирование давления и температуры в низкотемпературном сепараторе;

регулирование уровня (сброса) жидкости из сепараторов и разделителей;

распределение и дозирование ингибитора гидратообразования.

Установки дегазации газового конденсата регулируют уровень жидкости и давление в сепараторах-дегазаторах.

Установки стабилизации газового конденсата (в колонне):

регулируют уровни температур «низа» и «верха» колонны;

уровень жидкости в кубовой части и на глухой тарелке колонны;

температуру конденсата, отправляемого в трубопровод;

обеспечивают защиту печи подогрева от повышения и понижения давления топливного газа, от погасания пламени;

обеспечивают включение резервных насосов.

Установки десорбции гликоля (в колонне):

регулируют уровень жидкости и давление в емкости разгазирования гликоля;

расход отдувочного газа, температуру «верха» и «низа» десорбера, давление в десорбере;

обеспечивают включение резервных насосов.

Установки огневой регенерации ингибитора гидратообразования:

регулируют температуру «верха» и «низа» выпарной колонны, температуру в испарителе, температуру дымовых газов, уровень в технологических емкостях;

обеспечивают защиту регенератора по топливному газу.

Отклонение контролируемых и регулируемых параметров технологических процессов указанных установок от нормы сообщается нерасшифрованным сигналом в систему управления УКПГ и ГС для анализа и принятия решения оператором или управляющим вычислительной машиной. Принятое решение о восстановлении технологического режима до нормативного или о корректировке режима реализуется через исполнительные механизмы по каналам систем телемеханики или каналам систем централизованного контроля, или с местных щитов управления.

Объемы телемеханизации (телеизмерение, телесигнализация, телеуправление) или централизованного контроля и управления определяют исходя из задач, возлагаемых на АСУ ТП установками добычи, сбора и подготовки газа и реализующих режим работы эксплуатационного объекта с автоматизированным или дистанционным управлением, с наличием вахтенного персонала или без него и т. п.

ГЛАВА 15

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ, ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные технико-экономические показатели проектов обустройства газовых и газоконденсатных месторождений — годовой отбор газа и газового конденсата (или мощность газодобывающего предприятия), капиталовложения, металлвложения, производительность труда, себестоимость добычи, приведенные затраты, прибыль и рентабельность, срок окупаемости капвложений и т. п.

Исходные данные для расчета технико-экономических показателей добычи газа и газового конденсата следующие:

промышленные запасы газа и газового конденсата, вводимого в разработку месторождения по категориям $A+B+C_1$ и C_2 , компонентный состав газа и газового конденсата, коэффициент извлечения запасов, пластовые, забойные и устьевые давления и температура газа и динамика их изменения по годам, динамика средних дебитов по месторождению, зонам, залежам по годам разработки (газ, конденсат, вода);

объем добычи газа и газового конденсата по месторождению, зонам, залежам по годам разработки (газ, конденсат, вода);

выход готовой продукции (природный газ, газовый конденсат стабильный или нестабильный), потребление газа на собственные (технологические) нужды промысла, уровень потерь и мероприятия по сокращению потерь;

направление подачи газа (магистральные газопровод, конденсатопровод, их диаметры, рабочие давления);

состав основных объектов промысла (число и характеристика скважин, кустов, установок предварительной и комплексной подготовки газа, головных сооружений, дожимных компрессорных станций, промысловых сборных и нагнетательных сетей с указанием технической характеристики оборудования, трубопроводов и машин);

состав вспомогательных объектов и служб (энерго-, водо-, паро-, газоснабжение, противолоксарные и т. п.);

территориально-климатические и геолого-технические условия;

требования и мероприятия по охране окружающей среды.

Производственная мощность газодобывающего предприятия представляет собой плановый (по проекту разработки) объем добычи газа, газового конденсата при полном использовании основного технологического оборудования, установок и соблюдении технологии производства, качества продукции в соответствии с установленным режимом работы, отраслевым стандартом и техническими условиями. Определяется согласно отраслевым Временным методическим указаниям по определению производственной мощности газодобывающих предприятий, объединений и показателей ее использования при годовом и пятилетнем планировании, Временной инструкции по анализу использования и годовому планированию основных фондов и производственных мощностей газодобывающих и нефтедобывающих предприятий.

Основные средства (фонды) предприятия подразделяют на промышленно-производственные и непроизводственные основные средства (фонды). Промышленно-производственные основные средства (фонды) представляют собой средства труда, которые используются в процессе создания промышленной продукции (газ, газовый конденсат, нефть) и постепенно переносят свою стоимость на эту продукцию. К ним относят здания, сооружения, в том числе скважины, газосборные и нагнетательные сети промысла, установки и оборудование подготовки газа и газового конденсата, машины, оборудование, контрольно-измерительные приборы, вычислительную технику, транспортные средства, инструмент, производственно-хозяйственный инвентарь и т. п.

Основные фонды после переоценки числятся на балансах предприятий по полной восстановительной стоимости, выполняющей функции полной первоначальной стоимости, а все объекты основных фондов, вводимые в действие после переоценки, зачисляются на баланс предприятий по полной первоначальной стоимости соответствующих лет. Баланс основных фондов составляют исходя из полной балансовой стоимости без вычета износа.

Стоимость основных фондов на конец расчетного года и в среднегодовом исчислении определяют, исходя из стоимости на начало года, их увеличения в течение расчетного года в основном за счет ввода в действие основных фондов и уменьшения в результате их выбытия за ветхостью и износом.

Капитальные вложения в создание промыслов складываются из затрат в промышленное и жилищно-гражданское строительство. Расчет затрат в промышленное строительство учитывает затраты на бурение эксплуатационного фонда скважин и обустройство промысла, включая затраты в производственную инфраструктуру района. Капвложения в обустройство определяются сметно-финансовым расчетом на строительство объектов согласно Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства.

Капвложения в добычу отдельных компонентов (газ, газовый конденсат) распределяют согласно отраслевой Методике эффективности разработки месторождения с многокомпонентным составом газа.

Капвложения на бурение скважин рассчитывают, исходя из метража и стоимости 1 м проходки, в зависимости от глубины скважин, местных условий, технологии бурения и т. п. Капвложения в обустройство складываются из затрат на подключение скважин (обвязка скважин), на трубопроводы, технологические установки, дожимные компрессорные станции, объекты водо-, теплоэнергоснабжения и на строительство внутрипромысловых дорог.

Затраты в производственную инфраструктуру определяются строительством железных и автомобильных дорог союзного, республиканского и районного значения, строительством перевалочных баз, речных портов, аэродромов и т. п.

Капиталоемкость характеризует отношение капвложений к производственной мощности газодобывающего предприятия. Направление снижения капиталоемкости — внедрение новой прогрессивной технологии и техники добычи сбора и подготовки газа и газового конденсата. **Металлоемкость** или удельные капвложения рассчитывают на 1000 м³ годовой добычи газа и 1 т газового конденсата (нефти).

Металлоемкость характеризует отношение металлоложений к производственной мощности газодобывающего пред-

приятя. Направление снижения металлоемкости — внедрение высокопроизводительного оборудования.

Металловложения в сооружение промысла и обустройство месторождения определяют прямой калькуляцией в соответствии с металлоемкостью принятого оборудования, трубопроводов и других сооружений.

Сравнительные стоимости газонефтепромыслового оборудования в зависимости от его производительности (мощности) в зарубежной практике находят по эмпирической зависимости

$$(K_1/K_2) = (Q_1/Q_2)^a, \quad (15.1)$$

где K_1 , K_2 — стоимость оборудования производительностью (мощностью) Q_1 и Q_2 соответственно; a — показатель степени (как правило, $a=0,6$).

Себестоимость состоит из прямых и накладных текущих затрат на добычу. Накладные затраты (расходы) — это административно-хозяйственные расходы и затраты на обслуживание рабочих (охрана труда, дополнительная зарплата, социальное страхование, культурно-массовая и спортивная работа), организацию производства работ (затраты на спецодежду, пожарную охрану и т. д.) и прочие расходы. Себестоимость добычи газа определяют общей суммой эксплуатационных расходов по газодобывающему предприятию. В структуре себестоимости добычи газа выделяют материальные затраты, амортизационные отчисления и заработную плату.

Материальные затраты рассчитывают по нормам технологического проектирования и ценам на материалы и энергию по действующим прейскурантам. Амортизационные отчисления находят по нормам, введенным в действие с 01.01.1975 г., от капложений в добычу газа и газового конденсата. Расходы по зарплате определяют на основании штатных расписаний, должностных окладов и районных коэффициентов к зарплате. Прочие эксплуатационные расходы, в которых учитываются затраты по содержанию и эксплуатации оборудования, цеховые и общепромысловые расходы (за вычетом амортизации и зарплат), принимают в размере 30—40% от капложений в обустройство и инфраструктуру промысла. Распределение годовых эксплуатационных расходов на добычу отдельных продуктов осуществляют по той же методике, что и распределение капложений.

Себестоимость добычи газа и газового конденсата рассчитывают на 1000 м³ товарного газа и 1 т газового конденсата. При этом в себестоимости должна быть учтена единая ставка возмещения затрат на геологоразведочные работы.

Энергоемкость характеризует расход энергии на единицу производственной мощности газодобывающего предприятия. Направление экономии энергоресурсов — совершенствование

технологии и техники добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата.

Фондоотдача определяется объемом годовой добычи, отнесенной к среднегодовой стоимости производственных фондов. Фондоотдача — величина, обратная фондоемкости. С изменением структуры размещения газодобычи фондоотдача имеет тенденцию к снижению.

Объем реализуемой продукции отличается от объема добычи на значения технологических потерь и затрат топливного газа. Объем реализуемой продукции оценивают в действующих ценах продукции газодобывающего предприятия (прейскурант 04-03).

Производительность труда по газодобывающему предприятию определяется отношением годового отбора газа к числу работающих.

Производительность труда увеличивают укрупнением производственных мощностей предприятия, совершенствованием и внедрением новой техники, прогрессивной технологии, повышением уровня механизации и автоматизации производства, внедрением вычислительной техники и автоматизированных систем управления.

Прибыль в стоимостном выражении представляет собой разность между годовым объемом реализованной продукции и текущими затратами (себестоимостью):

$$П = Р - С, \quad (15.2)$$

где $П$ — прибыль, тыс. руб.; $Р$ — цена годовой реализуемой продукции, тыс. руб.; $С$ — текущие затраты (себестоимость), тыс. руб.

Прибыль бывает балансовая и расчетная. Расчетная прибыль отличается от балансовой на выплату в бюджет за основные производственные фонды и оборотные средства, а также на плату за пользование банковским кредитом.

Экономическая эффективность капитальных вложений определяется сопоставлением эффекта и затрат. Рассчитывают сравнительную и общую эффективность.

Сравнительную экономическую эффективность используют при выборе и обосновании: различных вариантов обустройства; технологической схемы обустройства месторождения; эффективности сооружения газосборных и нагнетательных трубопроводов и коллекторов; оптимальных размеров установок по подготовке газа и газового конденсата; типа компрессоров и насосов и т. п.

При расчетах сравнительной экономической эффективности стоимость энергии и топлива (электроэнергия, природный газ, мазут, уголь) принимают по замыкающим затратам с последующим переводом стоимости потребляемого условного топлива в экспортные (мировые) цены путем умножения на коэффици-

ент $a=2$. Сравнительную экономическую эффективность капитальных вложений выполняют по приведенным затратам. Приведенные затраты — сумма текущих затрат (себестоимость) и капвложений, приведенных к единой размерности в соответствии с нормативом эффективности по Министерству газовой промышленности СССР. Производственные затраты (в руб/год) определяют выражением

$$Пр.З = C + \alpha K, \quad (15.3)$$

где C — текущие затраты (себестоимость), руб/год; K — капвложения, руб.; α — коэффициент приведения, 1/год.

При сравнительном анализе предпочтение отдают варианту с минимальными приведенными затратами.

Общую экономическую эффективность капитальных вложений можно рассчитать как отношение прибыли к вызвавшим ее капитальным вложениям:

$$Э_{\text{общ}} = П / K, \quad (15.4)$$

где $П$ — прибыль, т/руб; K — капвложения, т/руб.

Срок окупаемости капитальных вложений в промысел определяется отношением капитальных вложений в бурение и обустройство к прибыли.

Рентабельность газодобывающего предприятия представляет собой отношение прибыли к основным и оборотным фондам (в %). Оборотные фонды предприятия принимают в размере 1% к основным фондам.

Рентабельность повышают, снижая себестоимость добычи, увеличивая производительность труда и улучшая использование основных производственных фондов и т. п.

Расчеты экономической эффективности на стадии проектирования должны базироваться на данных по объему продукции, капвложениям, себестоимости и другим показателям, соответствующим году освоения производственной мощности.

Направления повышения эффективности добычи газа и газового конденсата:

использование прогрессивной технологии и высокопроизводительного оборудования при дальнейшем укрупнении производственных мощностей по добыче, сбору и подготовке газа и газового конденсата;

снижение капиталоемкости, металлоемкости, энергоемкости и материалоемкости производства;

повышение надежности отдельных элементов систем добычи газа и газового конденсата;

внедрение организационно-технических мероприятий по сокращению сроков выхода предприятий на проектную мощность;

внедрение механизации и автоматизации производства и АСУ.

Часть II

ОБОРУДОВАНИЕ

ГЛАВА 16

НАЗЕМНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В состав наземного устьевого оборудования эксплуатационных и нагнетательных скважин входят фонтанная арматура, колонные головки, катушки фланцевые, манифольды, запорные и регулирующие устройства и приспособления для смены задвижек под давлением.

Фонтанная арматура (табл. 16.1) предназначается для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации нефтяных и газовых скважин (эксплуатационных и нагнетательных).

Схемы фонтанной арматуры регламентированы ГОСТ 13846—84 (СТ СЭВ 4354—83). В соответствии с указанным стандартом установлено шесть (рис. 16.1) типовых схем фонтанной арматуры: четыре — тройниковые, две — крестовые.

По требованию потребителя фонтанная арматура может изготавливаться с дополнительной трубной головкой и запорными устройствами на боковых отводах, обеспечивающих эксплуатацию скважин двухрядным лифтом. Допускается конструктивное объединение нескольких элементов в один блок, включение дублирующих запорных устройств, автоматических предохранительных устройств и запорных устройств с дистанционным управлением.

По заказу потребителя фонтанная арматура может изготавливаться в следующих исполнениях:

- а) нормальное (температура рабочей среды от -40 до $+120$ °С);
- б) коррозионно-стойкое:
 - углекислотостойкое K_1 (объемная доля CO_2 не более 6%);
 - сероводородостойкое K_2 (объемная доля CO_2 и H_2S не более 6% каждого компонента);
 - сероводородостойкое K_3 (объемная доля CO_2 и H_2S свыше 10%, но не более 26% каждого компонента);
- в) термостойкое Γ (температура рабочей среды свыше 120 °С);

Таблица 16.1

Основные параметры, характеризующие фонтанную арматуру

Рабочее давление, МПа	Условный проход, мм		Пробное давление, МПа	
	Ствол	Боковые отводы	на прочность	на герметичность
7	65	50; 65	14	7
14	65*	50; 65*	28	14
21	65*	50; 65*	42	21
	80*	50; 65 *		
	100*	65; 100*		
	150*	100*		
35	50	50	70	35
	65*	50; 65*		
	80	50; 65		
	100*	65; 80; 100*		
70	52*	52*	105	70
	65	50; 65		
	80*	50*; 65; 80		
105	50	50	150	105

* Выпускаются серийно.

г) хладостойкое ХЛ (температура окружающей среды ниже -40°C).

Ведется разработка арматуры на 105 МПа.

Основными узлами фонтанной арматуры являются трубная головка и елка.

Трубная головка фонтанной арматуры предназначена для подвески одного или нескольких рядов лифтовых (насосно-компрессорных) труб и используется для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонны лифтовых труб подвешивают на резьбе или муфтовой подвеске.

Елка фонтанной арматуры служит для регулирования режима эксплуатации и транспортировки продукции скважины к промысловым установкам, а также для геолого-технических и технологических операций, связанных с установкой специальных устройств для спуска глубинных приборов и оборудования.

Исполнение елки фонтанной арматуры предусматривается тройниковое (одно- или двухструнное) либо крестовое (двухструнное). На скважинах, перекрывать которые при замене узлов и деталей нежелательно, применяют фонтанную арматуру с двухструнной елкой.

При тройниковой двухструнной елке скважину эксплуатируют по верхней струне, а при крестовой — по одной из них. По запасным струнам продукцию скважины подают в процессе ремонта рабочей струны или замены штуцерной втулки. Бо-

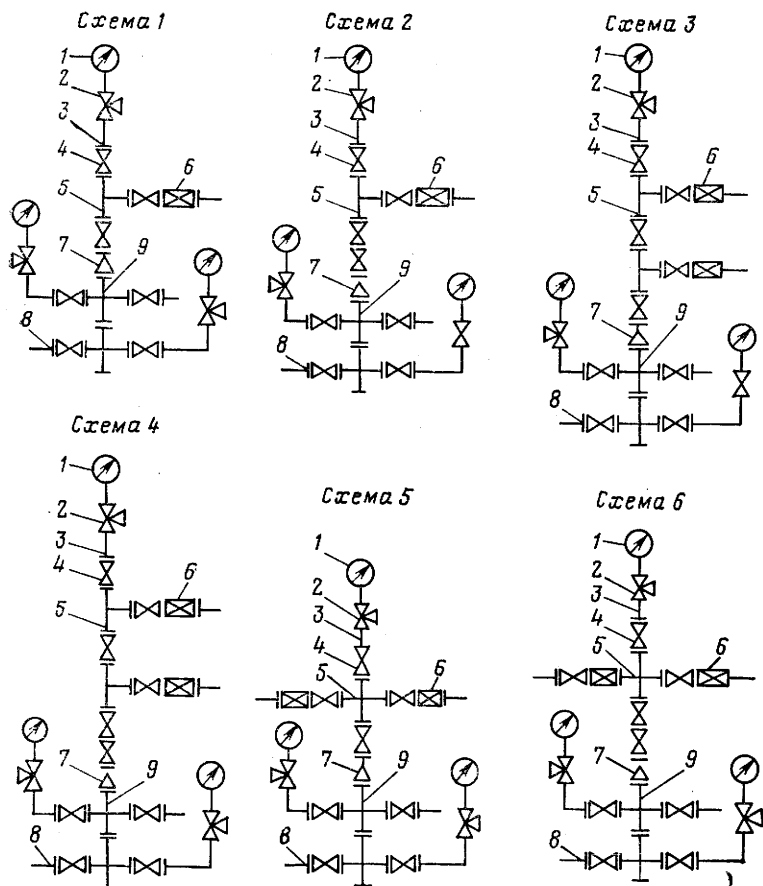


Рис. 16.1. Типовые схемы фонтанной арматуры с двумя трубными головками:

1 — манометр; 2 — запорное устройство к манометру; 3 — фланец под манометр; 4 — запорное устройство; 5 — тройник, крестовина; 6 — дроссель; 7 — переводчик трубной головки; 8 — ответный фланец; 9 — трубная головка

ковые струны могут быть оборудованы двумя запорными устройствами, одно из которых (первое от ствола) запасное, а другое — рабочее.

В фонтанной арматуре применяют прямоточные запорные устройства (краны и задвижки), уплотняемые смазкой ЛЗ-162 (ТУ 38-1-315—77) или «Арматол-238» (ТУ 38-101-812—80) в диапазоне рабочих температур от -40 до $+120^{\circ}\text{C}$. Для регулирования режима эксплуатации скважины на боковых струнах елки устанавливают регулируемые или нерегулируемые штуцера со сменной втулкой из износостойкого материала. Со-

единения деталей и узлов арматуры фланцевые или хомутовые.

Фонтанная арматура с крановыми запорными устройствами предназначена для герметизации устья нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, а также скважин, эксплуатируемых при помощи электропогружных насосов. Арматуру изготовляют по схемам 1,3 и 5 ГОСТ 13846—84 (СТ СЭВ 4354—83).

С фонтанной арматурой поставляется колонный фланец, устанавливаемый на эксплуатационную колонну условным диаметром D_y от 114 до 168 мм. Запорное устройство арматуры — пробковый кран КППС-65-140 с диаметром проходного отверстия 65 мм в обычном или хладостойком исполнении.

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками ЗМС-1 и ЗМАД, уплотняемыми смазкой ЛЗ-162 (ТУ 38-1-01-315—77) или «Арматол-238» (ТУ 38-101-812—80), служит для герметизации устья нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Арматуру собирают по тройниковой и крестовой схемам.

В арматуре, рассчитанной на условное давление $p_y=21$ и 35 МПа, лифтовые трубы подвешивают на резьбе, а по требованию заказчика — на муфте. В арматуре с $p_y=70$ МПа и $D_y=50$ мм лифтовые трубы подвешивают на резьбе, другие типоразмеры — на лифтовой подвеске. Быстросменные штуцера обеспечивают регулирование режима работы скважин. В арматуре предусмотрена возможность замера температуры, давления в боковых отводах елки и подачи ингибиторов в затрубное пространство и ствол елки.

Запорными устройствами арматуры являются прямоточные задвижки ЗМС-1 на рабочее давление 21; 35 МПа и задвижки ЗМАД на 70 МПа с уплотнением «металл по металлу» с принудительной или автоматической подачей смазки.

Запорные устройства, используемые в фонтанной арматуре, предназначены для перекрытия потока рабочей среды эксплуатационной или нагнетательной скважины. Типы и основные параметры запорных устройств регламентированы ТУ 26-16-24—77 «Краны пробковые со смазкой», ТУ 26-16-45—77 «Задвижки типа ЗМС прямоточные с принудительной подачей смазки» и ТУ 26-02-728—76 «Оборудование устья нефтяных и газовых скважин на рабочее давление 70 МПа (700 кгс/см²)».

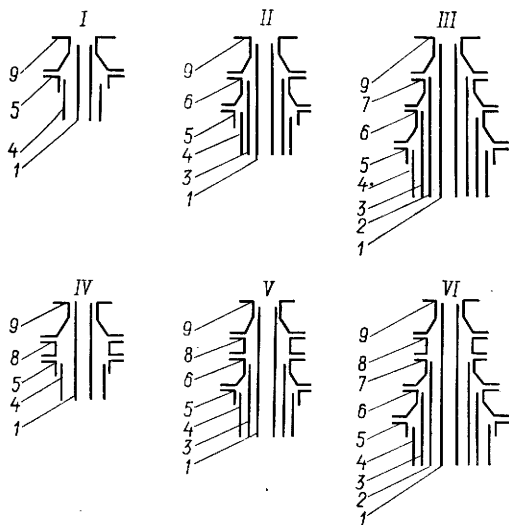
Запорные устройства, используемые в арматуре скважин, разделяют на следующие типы:

проходные пробковые краны типа КППС $D_y=65$ мм и $p_y=14$ МПа и уплотнительной смазкой;

прямоточные задвижки с D_y , равным 65; 80; 100 и 150 мм, p_y , равным 21; 35 МПа с однопластинчатым (типа ЗМС-1) шибберным затвором с принудительной или автоматической подачей смазки, с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением;

Рис. 16.2. Типовые схемы обвязки обсадных колонн:

схемы I, II, III — соответственно для одно-, двух- и трехколонной конструкции скважины; схемы IV, V, VI — соответственно для удлиненной одно-, двух- и трехколонной конструкции скважины; 1 — эксплуатационная колонна; 2, 3 — промежуточные колонны; 4 — кондуктор; 5 — фланец колонный; 6 — нижняя колонная головка; 7 — средняя (промежуточная) колонная головка; 8 — катушка фланцевая; 9 — верхняя колонная головка



прямоточные задвижки с $D_y=50; 80$ мм, $p_y=70$ МПа с двухпластинчатым (типа ЗМАД) шиберным затвором с принудительной или автоматической подачей смазки, с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

Колонные головки предназначены для обвязки обсадных колонн нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Они обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств, контроль давления в них и проведение ряда технологических операций.

В процессе бурения скважин на колонных головках размещают превентор, а в процессе эксплуатации — фонтанную арматуру.

Типоразмеры колонных головок, обеспечивающих обвязку обсадных колонн, нормализованы отраслевым стандартом ОСТ 26-02-775—73 «Колонные головки. Типы и основные параметры» по шести схемам (рис. 16.2).

Колонные головки изготавливают двух типов:

однофланцевые, которые нижней частью корпуса крепятся к кондуктору; на корпус и фланец верхней части корпуса подвешивают и герметизируют техническую или эксплуатационную колонну;

двухфланцевые промежуточные, которые нижним фланцем корпуса устанавливаются на колонный фланец кондуктора или на стоящую ниже колонную головку; на корпус и фланец верхней части корпуса подвешивают и герметизируют техническую, промежуточную или эксплуатационную колонну.

Обсадные трубы подвешивают с использованием колонных клиньевых и муфтовых подвесок. Клиньевые подвески — три —

шесть наборов клиньев с зубчатой насечкой; муфтовые — то же, но с использованием резьбовых соединений.

Оборудование обвязки обсадных колонн с использованием однофланцевых колонных головок выпускают двух типов:

ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб;

ОКК с клиньевой подвеской обсадных труб.

Оборудование типа ОКК состоит из отдельных сборочных единиц — колонных головок. Нижнюю колонную головку (ГНК), присоединяемую к верхнему концу кондуктора, присоединяют к кондуктору по трем вариантам:

с помощью внутренней резьбы на корпусе головки; с помощью наружной резьбы; сваркой.

Все последующие колонные головки устанавливают на устье скважины по мере спуска и цементирования обсадных колонн.

Колонные головки типа ОКМ с муфтой подвеской обсадных колонн изготавливают на рабочее давление 14 МПа по техническим условиям ТУ 26-02-201—76 «Оборудование для обвязки обсадных колонн типа ОКМ».

Колонные головки типа ОКК с клиньевыми подвесками изготавливают на рабочее давление 21, 35 и 70 МПа по техническим условиям ТУ 26-02-579—74 «Оборудование для обвязки обсадных колонн типа ОКК» и ТУ 26-02-728—76 «Оборудование устья нефтяных и газовых скважин на рабочее давление 70 МПа».

Фланцевые катушки, предназначенные для соединения составных единиц устьевого оборудования, выпускают на рабочее давление 14—70 МПа и условный диаметр 80—520 мм двух видов: с фланцами одинаковых присоединительных размеров; с фланцами различных присоединительных размеров.

Фланцевые соединения устьевого оборудования должны отвечать требованиям отраслевых стандартов: ОСТ 26-02-764—73; ОСТ 26-02-765—73; ОСТ 26-02-766—73 и ОСТ 26-02-767—73.

Манифольды предназначены для соединения выкидов арматуры с трубопроводами промысловых установок и рассчитаны на $p_p = 14 \div 35$ МПа. Их поставляют в виде отдельных узлов. Предусмотрено изготовление унифицированных манифольдных узлов. Запорными устройствами манифольдов служат пробковые проходные литые краны, уплотняемые смазкой ЛЗ-162. Режим эксплуатации скважины регулируют штуцерами в комплекте с манифольдом.

В комплект может входить предохранительный клапан однократного действия с разрывными чугунными пластинами, рассчитанными на $p_p = 16$ МПа.

Приспособления для смены задвижек под давлением изготавливают на $p_p = 21$ и 70 МПа. Они предназначены для смены и установки запорных устройств $D_y = 50$ и 65 мм на боковых от-

водах трубной головки фонтанной арматуры и боковых отводах колонных головок.

Запорные и регулирующие устройства (задвижки, штуцера), входящие в комплект наземного устьевого оборудования эксплуатационных и нагнетательных скважин, используют также в промышленных установках подготовки газа.

ГЛАВА 17

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ И ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Насосно-компрессорные (лифтовые) и обсадные трубы являются важнейшими элементами, характеризующими конструкцию скважин.

К лифтовым трубам прежде всего предъявляются требования по обеспечению проектного дебита при заданных потерях давления на всех этапах эксплуатации скважин. Кроме того, прочность и герметичность лифтовых труб должны обеспечивать возможность надежного и эффективного проведения промышленных технологических операций, которые могут сопровождаться значительным повышением рабочих давлений и перепадов давлений в трубах и затрубье.

Обсадные трубы должны обеспечивать прочность и герметичность колонн (кондуктора, промежуточных, технической, эксплуатационной).

При проектировании конструкции скважины трубы рассчитывают на максимальные давления и растяжения (рис. 17.1, табл. 17.1—17.5).

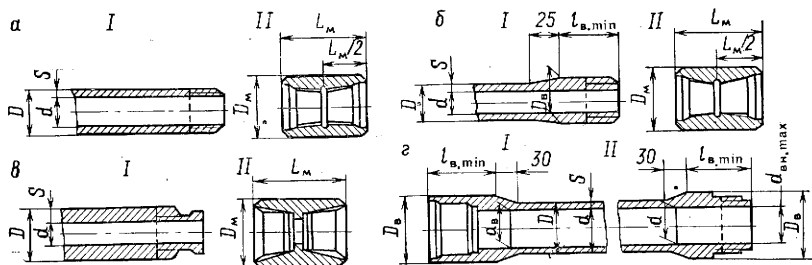


Рис. 17.1. Обсадные трубы:

a — с короткой треугольной резьбой; *б* — с трапецидальной резьбой; *в* — высокогерметичные; *г* — безмуфтовые; *I* — труба; *II* — муфта

Обсадные трубы нормализованы государственным стандартом ГОСТ 632—80. Стандарт распространяется на стальные бесшовные трубы, применяемые для крепления нефтяных и газовых скважин, нормализованные по следующим пяти типам.

1. Трубы с короткой треугольной резьбой и муфты к ним (диаметр от 114 до 508 мм). Условно обозначаются, напри-

Таблица 17.1

Параметры обсадных труб с короткой треугольной резьбой для вариантов исполнения А и Б (в скобках) и муфт к ним

D _у , мм	Труба				Муфта		
	D, мм	S, мм	d, мм	Масса 1 м, кг	D _н , мм	L, мм	Масса, кг
114	114,3	5,2	103,9	14,0	127,0 (133,0)	158	3,7 (5,2)
		5,7	102,9	15,2			
		6,4	101,5	16,9			
		7,4	99,5	19,4			
127	127,0	8,6	97,1	22,3	141,3 (146,0)	165	4,6 (6,3)
		5,6	115,8	16,7			
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112,0	22,1			
140	139,7	9,2	108,6	26,7	153,7 (159,0)	171	5,2 (7,0)
		6,2	127,3	20,4			
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
146	146,1	9,2	121,3	29,5	166,0	177	8,0
		10,5	118,7	33,6			
		6,5	133,1	22,3			
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
168	168,3	9,5	127,1	32,0	187,7	184	9,1
		10,7	124,7	35,7			
		7,3	153,7	29,0			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
178	177,8	12,1	144,1	46,5	194,5 (198,0)	184	8,3 (10,0)
		5,9	166,0	24,9			
		6,9	164,0	29,1			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
194	193,7	11,5	154,8	47,2	215,9	190	12,2
		12,7	152,4	51,5			
		7,6	178,5	35,0			
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,2			
219	219,1	12,7	168,3	56,7	244,5	196	16,2
		6,7	205,7	35,1			
		7,7	203,7	40,2			
		8,9	201,3	46,3			
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
245	244,5	14,2	190,7	71,5	269,6	196	17,9
		7,9	228,7	46,2			

D_y , мм	Труба				Муфта		
	D , мм	S , мм	d , мм	Масса 1 м, кг	D_H , мм	L , мм	Масса, кг
273	273,1	8,9	226,7	51,9	298,5	203	20,7
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
		7,1	258,9	46,5			
		8,9	255,3	57,9			
		10,2	252,7	65,9			
		11,4	250,3	73,7			
		12,6	247,9	80,8			
		13,8	245,5	88,5			
		15,1	242,9	96,1			
		16,5	240,1	104,5			
299	298,5	8,5	281,5	60,5	323,9	203	22,5
		9,5	279,5	67,9			
		11,1	276,3	78,3			
		12,4	273,7	87,6			
324	323,9	14,8	268,9	103,5	351,0	203	23,4
		8,5	306,9	66,1			
		9,5	304,9	73,6			
		11,0	301,9	84,8			
		12,4	299,1	95,2			
340	339,7	14,0	295,9	106,9	365,1	203	25,5
		8,4	322,9	68,5			
		9,7	320,3	78,6			
		10,9	317,9	88,6			
		12,2	315,3	98,5			
		13,1	313,5	105,2			
		14,0	311,7	112,2			
		15,4	308,9	123,5			
351	351,0	9,0	333,0	75,9	376,0	229	29,0
		10,0	331,0	84,1			
		11,0	329,0	92,2			
		12,0	327,0	100,3			
		9,0	359,0	81,7			
377	377,0	10,0	357,0	90,5	402,0	229	31,0
		11,0	355,0	99,3			
		12,0	353,0	108,0			
406	406,4	9,5	387,4	93,2	431,8	228	35,9
		11,1	384,2	108,3			
		12,6	381,2	122,1			
		16,7	373,0	160,1			
		10,0	406,0	102,7			
426	426,0	11,0	404,0	112,6	451,0	229	37,5
		12,0	402,0	122,5			
		11,1	450,9	125,9			
473	473,1	11,1	485,8	136,3	508,0	228	54,0
		12,7	482,6	155,1			
		16,1	475,8	195,6			
		11,1	508,0	155,1			
508	508,0				533,4		44,6

Таблица 17.2

Параметры обсадных труб с удлиненной треугольной резьбой для вариантов исполнения А и Б (в скобках) и муфт к ним (тип У)

D _у , мм	Труба				Муфта		
	D, мм	S, мм	d, мм	Масса 1 м, кг	D _н , мм	L, мм	Масса, кг
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	177	4,1 (5,6)
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
127	127,0	10,2	93,9	26,7	141,3 (146,0)	196	5,7 (7,0)
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
140	139,7	10,7	105,6	30,7	153,7 (159,0)	203	6,4 (8,5)
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
146	146,1	9,2	121,3	29,5	166,0	215	9,7
		10,5	118,7	33,6			
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
168	168,3	9,5	127,1	32,0	197,7	222	11,3
		10,7	124,7	35,7			
		7,3	153,7	29,0			
		8,9	150,5	35,1			
178	177,8	10,6	147,1	41,2	194,5 (198,0)	228	10,7 (12,4)
		12,1	144,1	46,5			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
		11,5	154,8	47,2			
194	193,7	12,7	152,4	51,5	215,9	235	15,5
		13,7	150,4	55,5			
		15,0	148,0	60,8			
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,2			
219	219,1	12,7	168,3	56,7	244,5	254	21,6
		15,1	163,5	66,5			
		8,9	201,3	46,3			
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
245	244,5	12,7	193,7	64,6	269,9	266	25,3
		14,2	190,7	71,5			
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,5	78,7			
15,9	212,7	89,5					

Таблица 17.3

Параметры обсадных труб с трапецидальной резьбой
для вариантов исполнения А и Б (в скобках) и муфт к ним (тип ОТТМ)

D_y , мм	Труба				Муфта				
	D , мм	S , мм	d , мм	Масса 1 м, кг	D_H , мм	D_C , мм	L , мм	Масса, кг, для	
								D_H	D_C
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	123,8	170	4,0 (5,6)	3,0
		7,4	99,5	19,4					
		8,6	97,1	22,3					
127	127,0	10,2	93,9	26,7	141,3 (146,0)	136,5	174	4,8 (6,6)	3,3
		6,4	114,2	19,1					
		7,5	112,0	22,1					
140	139,7	9,2	108,6	26,7	153,7 (159,0)	149,2	182	5,3 (7,3)	4,1
		10,7	105,6	30,7					
		6,2	127,3	20,4					
146	146,1	7,0	125,7	22,9	166	156	182	7,9	4,4
		7,7	124,3	25,1					
		9,2	121,3	29,5					
		10,5	118,7	33,6					
		6,5	133,1	22,3					
		7,0	132,1	24,0					
		7,7	130,7	26,2					
168	168,3	8,5	129,1	28,8	187,7	177,8	190	9,5	4,8
		9,5	127,1	32,0					
		10,7	124,7	35,7					
		7,3	153,7	29,0					
178	177,8	8,9	150,5	35,1	194,5 (198,0)	187,3	198	8,6 (10,5)	5,3
		10,6	147,1	41,2					
		12,1	144,1	46,5					
		6,9	164,0	29,1					
194	193,7	8,1	161,6	33,7	215,9	206,4	206	13,4	8,0
		9,2	159,4	38,2					
		10,4	157,0	42,8					
		11,5	154,8	47,2					
		12,7	152,4	51,5					
		13,7	150,4	55,5					
		15,0	148,0	60,8					
		7,6	178,5	35,0					
219	219,1	8,3	177,1	38,1	244,5	231,8	218	18,0	9,6
		9,5	174,7	43,3					
		10,9	171,9	49,2					
		12,7	168,3	56,7					
		15,1	163,5	66,5					
		7,7	203,7	40,2					
8,9	201,3	46,3							
10,2	198,7	52,3							
11,4	196,3	58,5							

D_y , мм	Труба				Муфта				
	D , мм	S , мм	d , мм	Масса 1 м, кг	D_H , мм	D_C , мм	L , мм	Масса, кг, для	
								D_H	D_C
245	244,5	12,7	193,7	64,6	269,9	257,2	218	19,9	10,7
		14,2	190,7	71,5					
		7,9	228,7	46,2					
		8,9	226,7	51,9					
		10,0	224,5	58,0					
		11,1	222,3	63,6					
		12,0	220,5	68,7					
		13,8	216,9	78,7					
273	273,1	15,9	212,7	89,5	298,5	285,8	218	22,2	12,0
		8,9	255,3	57,9					
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	80,8					
		13,8	245,5	88,5					
		15,1	242,9	96,1					
		16,5	240,1	104,5					
299	298,5	9,5	279,5	67,9	323,9	—	218	24,1	—
		11,1	276,3	78,3					
		12,4	273,7	87,6					
		14,8	268,9	103,5					
		9,5	279,5	67,9					
		11,1	276,3	78,3					
		12,4	273,7	87,6					
		14,8	268,9	103,5					
324	323,9	8,5	306,9	66,1	351,0	—	218	25,1	—
		9,5	304,9	73,6					
		11,0	301,9	84,8					
		12,4	299,1	95,2					
		14,0	295,9	106,9					
		9,7	320,3	78,6					
		10,9	317,9	88,6					
		12,2	315,3	98,5					
340	339,7	13,1	313,5	105,2	365,1	—	218	27,3	—
		14,0	311,7	112,2					
		15,4	308,9	123,5					

Примечание. D_H и D_C — наружные диаметры соответственно нормальной и специальной муфт.

мер, трубы из стали группы прочности Д с условным диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм и муфты к ним:

245×10-Д (ГОСТ 632—80 — для труб);

245-Д (ГОСТ 632—80 — для муфт).

2. Трубы с удлиненной треугольной резьбой и муфты к ним — тип У ($D_y = 114 \div 245$ мм) условно обозначают так:

У-245×10-Д (ГОСТ 632—80 — для труб);

У-245-Д (ГОСТ 632—80 — для муфт).

Таблица 17.4

Параметры обсадных труб с высокогерметичными соединениями для вариантов исполнения А и Б (в скобках) и муфт к ним (тип ОТГГ)

D_y , мм	Труба				Муфта				
	D , мм	S , мм	d , мм	Масса 1 м, кг	D_H , мм	D_C , мм	L , мм	Масса, кг, для	
								D_H	D_C
114	114,3	8,6	97,1	22,3	127,0 (133,0)	123,8	205	4,8 (6,8)	3,9
127	127,0	10,2 9,2	93,9 108,6	26,7 26,7	141,3 (146,0)	136,5	210	5,8 (7,9)	4,4
140	139,7	10,7 9,2	105,6 121,3	30,7 29,5	153,7 (159,0)	149,2	218	7,0 (9,1)	5,0
146	146,1	10,5 8,5 9,5	118,7 129,1 127,1	33,6 28,8 32,0	166,0	156,0	218	9,5	5,2
168	168,3	10,7 8,9 10,6	124,7 150,5 147,1	35,7 35,1 41,2	187,7	177,8	225	11,3	6,2
178	177,8	12,1 9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	144,1 159,4 157,0 154,8 152,4 150,4 148,0	46,5 38,2 42,8 47,2 51,5 55,5 60,8	194,5 (198,0)	187,3	234	10,6 (13,9)	6,8
194	193,7	9,5 10,9 12,7 15,1	174,7 171,9 168,3 163,5	43,3 49,2 56,7 66,5	215,9	206,4	242	15,7	9,4
219	219,1	8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	46,3 52,3 58,5 64,6 71,5	244,5	231,8	254	21,6	11,9
245	244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8 15,9	226,7 224,5 222,3 220,5 216,9 212,7	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7 89,5	269,9	257,2	254	23,9	13,2
273	273,1	8,9 10,2 11,4 12,6 13,8 15,1 16,5	255,3 252,7 250,3 247,9 245,5 242,9 240,1	57,9 65,9 73,7 80,8 88,5 96,1 104,5	298,5	285,8	254	26,7	14,8

Примечание. D_H и D_C — наружные диаметры соответственно нормальной и специальной муфт.

Таблица 17.5

Параметры обсадных безмуфтовых раструбных труб (тип ТБО)

D_y , мм	D , мм	S , мм	d , мм	D_B , мм	$l_{\text{вмуп}}$, мм	Масса 1 м, кг	Увеличение массы 1 м труб за счет высадки концов, кг
127	127,0	9,2	108,6	136	104	22,0	0,2
		10,7	105,6			26,7	0,6
140	139,7	9,2	121,3	149	108	29,5	0,5
		10,5	118,7			33,6	0,8
146	146,1	8,5	129,1	156	108	28,8	0,1
		9,5	127,1			32,0	0,4
		10,7	124,7			35,7	0,7
168	168,3	8,9	150,5	178	112	35,1	0,1
		10,6	147,1			41,2	0,5
		12,1	144,1			46,5	1,1
178	177,8	9,2	159,4	187	116	38,2	0,7
		10,4	157,0			42,8	1,1
		11,5	154,8			47,2	1,6
		12,7	152,4			51,5	2,2
		13,7	150,4			55,5	2,6
194	193,7	15,0	148,0	206	120	60,8	2,8
		9,5	174,7			43,3	0,1
		10,9	171,9			49,2	0,7
		12,7	168,3			56,7	1,6
		15,1	163,5			66,5	2,8

3. Трубы с трапецидальной резьбой и муфты к ним — тип ОТТМ ($D_y=114\div 340$ мм) условно обозначают, например:

ОТТМ-245×10-Д (ГОСТ 632—80 — для труб);

ОТТМ-245-Д (ГОСТ 632—80 — для муфт).

4. Трубы с высокогерметичными соединениями и муфты к ним — тип ОТТГ ($D_y=114\div 273$ мм) условно обозначают, например:

ОТТГ-245×10-Д (ГОСТ 632—80 — для труб);

ОТТГ-245-Д (ГОСТ 632—80 — для муфт).

5. Трубы безмуфтовые раструбные — тип ТБО ($D_y=127\div 194$ мм) условно обозначают, например, трубы из стали группы прочности Д с условным диаметром 168 мм, толщиной стенки 9 мм:

ТБО-168×9-Д (ГОСТ 632—80).

Предусмотрено изготовление труб по точности и качеству в двух исполнениях (А и Б) из сталей групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р, Т.

Трубы изготовляют длиной от 9,5 до 13 м. По исполнению Б до 20% труб длиной 8—9,5 м и до 10% труб — 5—8 м, все остальные отклонения — по согласованию с потребителем. Трубы и муфты к ним группы прочности К и выше подвергнуты термической или термомеханической обработке. Эту обра-

Таблица 17.6

Прочностные свойства сталей для изготовления
обсадных труб исполнения А и Б (в скобках)

Свойства	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, МПа, не менее	6,68 (6,5)	(7,0)	7,03	7,73	8,79	10,19	11,25
Предел текучести, МПа: не менее	3,87 (3,80)	(5,0)	5,62	6,68	7,73	9,49	10,55
не более	5,62	(5,0)	7,73	8,79	9,84	11,6	12,65
Относительное удлинение, %, не менее	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

ботку для труб ТБО всех групп прочности производят после высадки раструбного конца.

Резьба и уплотнительные конические расточки муфт оцинкованы и фосфатированы. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливают из сталей (табл. 17.6).

По согласованию с потребителем расчетное верхнее значение внутреннего гидравлического давления может ограничиваться 70 МПа. Если расчетное давление превышает 125 МПа, то испытательное давление принимают равным 125 МПа. При упаковке, транспортировке и хранении труб все резьбовые соединения, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты антикоррозионной смазкой, а также защищены от повреждений специальными металлическими предохранительными кольцами и ниппелями. Для муфтовых труб на каждую трубу навинчена муфта.

Продолжительность испытаний труб гидравлическим давлением не менее 10 с. При этом в стенке и резьбе трубы и муфты не должно обнаруживаться течи.

Контролируют обсадные трубы исполнения А на наличие дефектов неразрушающими методами, все трубы, прошедшие дефектоскопию, маркируют знаком «0». Трубы исполнения Б контролируют по утвержденной инструкции. При использовании ультразвуковых методов контроль проводят по ГОСТ 17410—78.

Насосно-компрессорные (лифтовые) трубы (рис. 17.2, табл. 17.7—17.11) по точности и качеству изготавливают в двух исполнениях — А и Б. Трубы нормализованы государственным стандартом ГОСТ 633—80. Стандарт распространяется на стальные бесшовные трубы, применяемые для эксплуатации нефтяных и газовых скважин, нормализованные по следующим четырем типам.

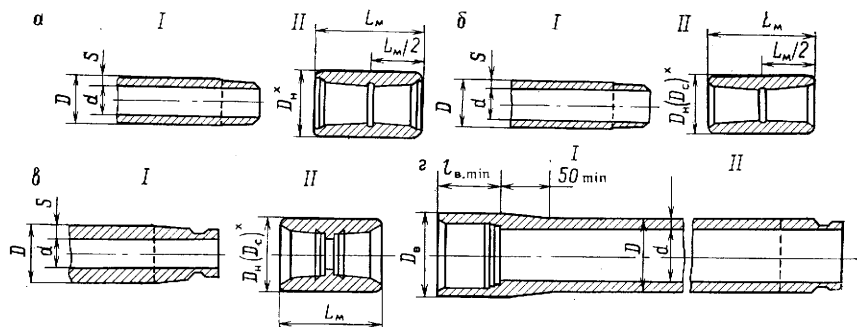


Рис. 17.2. Насосно-компрессорные трубы:

а — гладкие; б — с высаженными наружу концами; в — гладкие высокогерметичные; г — безмуфтовые; I — труба; II — муфта

1. Трубы гладкие и муфты к ним ($D_y = 33 \div 114$ мм) условно обозначают, например, трубы из стали группы прочности Е, с условным диаметром 60 мм, с толщиной стенки 5 мм и муфты к ним:

60×5-Е (ГОСТ 633—80 — для труб);

60-Е (ГОСТ 633—80 — для муфт).

2. Трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним — тип В ($D_y = 27 \div 114$ мм) условно обозначают, например:

В-60×5-Е (ГОСТ 633—80 — для труб),

В-60-Е (ГОСТ 633—80 — для муфт).

3. Трубы гладкие высокогерметичные и муфты к ним — тип НКМ ($D_y = 60 \div 114$ мм) условно обозначают, например:

НКМ-60×5-Е (ГОСТ 633—80 — для труб),

НКМ-60-Е (ГОСТ 633—80 — для муфт).

Таблица 17.7

Сортамент насосно-компрессорных труб, изготавливаемых из стали группы прочности Д, Е, К, Л, М, Р

D_y , мм	S, мм	Гладкие	С высаженными наружу концами В	Гладкие высокогерметичные НКМ	Безмуфтовые с высаженными наружу концами НКБ
27	3,0	—	ДКЕ	—	—
33	3,5	ДКЕ	ДКЕ	—	—
42	3,5	ДКЕ	ДКЕ	—	—
48	4,0	ДКЕ	ДКЕ	—	—
60	5,0	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	8,0	—	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Таблица 17.8

Параметры насосно-компрессорных труб гладких и муфт к ним

D_y , мм	Труба				Муфта		
	D , мм	S , мм	d , мм	Масса 1 м, кг	D_m , мм	L_m , мм	Масса, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	132	2,4
73	73,0	7,0	59,0	11,4	88,9	132	2,4
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156	5,1

Таблица 17.9

Параметры насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В)

D_y , мм	Труба							Муфта		
	D , мм	S , мм	d , мм	D_B , мм	t_B , мм	Масса 1 м, кг	Увеличение мас- сы 1 м трубы за счет высадки концов, кг	D_m , мм	L_m , мм	Масса, кг
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
73	73,0	7,0	59,0	78,6	95	11,4	0,9	93,2	134	2,8
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
89	88,9	8,0	72,9	95,2	102	16,0	1,3	114,3	146	4,2
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

4. Трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами — тип НКБ (D_y от 60 до 114 мм) условно обозначают, например: НКБ-60×5-Е (ГОСТ 633—80).

При обозначении труб и муфт исполнения А после обозначения стандарта ставится буква А.

Трубы всех типов исполнения А изготавливают длиной 10 м с предельными отклонениями $\pm 5\%$, а исполнения Б — от 5,5 до 8,5 и от 8,5 до 10,0 м. Отклонения от приведенных длин допускаются по согласованию с заказчиком. Трубы гладкие и муфты к ним, трубы высокогерметичные и муфты к ним группы прочности К и выше, трубы с высаженными наружу кон-

Таблица 17.10

Параметры насосно-компрессорных труб гладких высокогерметичных и муфт к ним (тип НКМ)

D_y , мм	Труба				Муфта		
	D , мм	S , мм	d , мм	Масса 1 м, кг	D_M , мм	L_M , мм	Масса, кг
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	135	2,5
73	73,0	7,0	59,0	11,4	88,9	135	2,5
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	132	4,1
89	88,9	8,0	72,9	16,0	108,0	155	4,1
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	155	5,1
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	205	7,4

Таблица 17.11

Параметры насосно-компрессорных труб безмуфтовых с высаженными наружу концами (тип НКБ)

D_y , мм	D , мм	S , мм	d , мм	D_B , мм	$d_{вн. max}$, мм	d_B , мм	$l_{в. min}$, мм	Масса 1 м, кг	Увеличение мас- сы 1 м трубы за счет высад- ки концов, кг
60	60,3	5,0	50,3	71	53,5	48,3	95	6,8	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	65,5	60,0	100	9,2	2,2
73	73,0	7,0	59,0	86	63,0	57,0	100	11,4	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	79,5	73,9	100	13,2	3,2
89	88,9	8,0	72,9	104	77,0	70,9	100	16,0	3,7
102	101,6	6,5	88,6	116	92,0	86,6	100	15,2	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	104,0	98,3	100	18,5	4,8

цами и муфты к ним и трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами всех групп прочности подвергают термической или термомеханической обработке.

Резьбы и уплотнительные конические расточки муфт оцинкованы или фосфатированы.

По требованию потребителя трубы исполнения А должны иметь на внутренней поверхности защитное покрытие, предотвращающее коррозию или отложение парафина.

По согласованию с потребителем расчетное верхнее значение внутреннего гидравлического давления может ограничиваться 70 МПа. Испытательное давление по требованию потребителя принимают равным расчетному, но не более 125 МПа.

Лифтовые трубы и муфты к ним делают из сталей (табл. 17.12—17.13).

Таблица 17.12

Прочностные свойства сталей для изготовления насосно-компрессорных труб исполнения А и Б (в скобках)

Свойства	Группа прочности стали					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление МПа, не менее	6,68 (6,50)	7,0	7,03	7,73	8,39	10,19
Предел текучести, МПа: не менее	3,87 (3,80)	5,0	5,62	6,68	7,38	9,49
не более	5,62	—	7,73	8,79	9,39	11,60
Относительное удлинение, %, не менее	1,43 (1,60)	1,20	1,30	1,23	1,13	0,95

Резьба, упорные торцы, уступы и уплотнительные конические поверхности труб и муфт защищены от повреждений специальными металлическими кольцами и ниппелями. При упаковке, транспортировке и хранении труб все резьбовые соединения, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт к ним должны быть покрыты антикоррозионной смазкой. На каждую муфтовую трубу навинчена муфта.

Продолжительность испытаний труб гидравлическим давлением должна быть не менее 10 с. В стенке и резьбе трубы и муфты не должно обнаруживаться течи.

Лифтовые трубы исполнения А контролируют дефекты неразрушающими методами. Все трубы, прошедшие дефектоскопию, маркируют знаком «0». Контроль труб исполнения Б производят по утвержденной инструкции. Ультразвуковые методы контроля осуществляют по ГОСТ 17410—78.

Трубы сварные насосно-компрессорные длинномерные в бунтах выпускают по ТУ 14-3-847—78. Они предназначены для использования:

в качестве безмуфтовой колонны, по которой продукция скважины транспортируется фонтанным или насосным способом;

для удаления жидкости с забоя обводняющихся скважин; для подачи на забой рабочих жидкостей, применяемых при ремонтах и технологических операциях на скважинах;

в качестве газопроводов, конденсатопроводов, водопроводов и труб общего назначения.

Условия эксплуатации таких труб требуют их периодического подъема и спуска. Трубы спускают в скважину или извлекают из нее, разматывая с барабана или наматывая на него, при помощи специального агрегата. При этом труба подвергается циклическим изгибам с небольшой (1—2%) пла-

Таблица 17.13

Прочностные характеристики насосно-компрессорных труб

D _y , мм	S, мм	Страгивающая нагрузка на трубы, кН								Давление на трубы, 10 МПа							
		гладкие				с высадкой наружу				наружное (сминающее)				внутреннее			
		Группа прочности материала труб															
		Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л
33,4	3,5	—	—	—	—	12,7	15,7	18,5	21,7	665	870	950	1110	696	915	1010	1190
42,2	3,5	—	—	—	—	16,0	21,0	23,2	27,4	500	645	700	815	550	725	800	940
48,3	4,0	11,4	15,0	16,5	19,6	22,8	30,0	33,0	39,0	500	645	700	815	550	725	800	940
60,3	5,0	20,8	27,4	30,2	35,6	34,9	45,9	50,6	59,8	500	645	700	815	550	725	800	940
73,0	5,5	28,4	37,4	41,1	48,6	45,4	59,8	65,7	77,7	440	565	610	705	500	660	725	855
	7,0	37,9	49,9	54,9	64,9	55,0	72,4	79,6	94,1	600	780	850	990	638	840	920	1090
88,9	6,5	44,6	58,6	64,5	76,2	66,3	87,2	95,9	113,3	420	540	585	670	485	640	705	630
	8,0	—	—	—	—	77,9	102,5	112,7	133,2	550	720	785	915	600	785	865	1020
101,6	6,5	45,9	60,4	66,4	78,5	75,9	99,8	109,8	129,8	350	440	470	530	425	560	615	725
114,3	7,0	56,7	74,6	82,1	97,0	90,0	118,5	130,0	154,0	325	405	435	485	405	535	590	695

Таблица 17.14

Прочностные свойства сталей для изготовления

Свойства	Сталь марки						
	10	20	15 Г	16 ГС	08Г2СФ	08Г2СФЕ	17Г2СФ
Предел текучести, МПа	2,1	2,5	2,5	2,8	3,8	3,8	4,0
Временное сопротивление разрыву, МПа	3,0	3,6	4,2	4,6	5,0	5,0	5,5
Относительное удлинение, %	26	23	26	27	22	22	22

стической деформацией. По условиям эксплуатации трубы после циклических изгибов, связанных с их разматыванием и сматыванием, должны выдерживать внутреннее гидравлическое давление и осевое растягивающее усилие в соответствии с требованиями, предъявляемыми к насосно-компрессорным трубам.

Трубы длинномерные в бунтах длиной от 800 до 1500 мм изготавливают условным диаметром 33—73 мм (табл. 17.14).

Предельные отклонения по размерам труб не должны превышать для $D_y=48$ мм по наружному диаметру $\pm 0,4$ мм, для $D_y > 48$ мм по наружному диаметру $\pm 0,8\%$ и по толщине стенки $\pm 10\%$.

Длинномерные трубы в бунтах должны выдерживать максимальное внутреннее гидравлическое давление в зависимости от используемых марок сталей (табл. 17.15).

Для изготовления труб используют горячекатаную листовую сталь в рулонах (ТУ 14-1-2699—79).

Трубы должны выдерживать не менее 50 изгибов радиусом 1200 мм без нарушения сплошности и прочности, а также испытание на сплющивание при расположении шва в двух положениях: в плоскости нагрузки и в плоскости, перпендикулярной к действию нагрузки. Сплющивание образцов труб должно производиться до расстояния H (в мм) между сплющиваемыми поверхностями:

$$H = \frac{1,08S}{0,08 + S/D},$$

где S — толщина стенки, мм; D — наружный диаметр трубы, мм.

Использование длинномерных насосно-компрессорных труб в бунтах позволяет проводить технологические операции без задавки скважины. При этом предусматривается применение специального превенторного устройства, поставляемого в комплекте со спуско-подъемным агрегатом.

Таблица 17.15

Техническая характеристика длинномерных насосно-компрессорных труб в бунтах (ТУ 14-3-847—78)

Размеры труб, мм				Масса 1 м трубы, кг	Испытательное гидравлическое давление, МПа, для труб из стали марки					
условный диаметр	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр		10	15Г	20	16ГС	08Г2СФ, 08Г2СФ	17Г2СФ
33	33,5	2,8	27,9	2,12	29	33	35	39	40	44
		3,2	27,1	2,39	34	40	41	45	47	52
		3,5	26,5	2,59	38	44	46	51	52	58
		3,0	36,3	2,91	24	28	29	32	33	36
42	42,3	3,5	35,3	3,35	29	33	34	38	39	43
		4,0	34,3	3,78	34	39	41	45	46	51
		3,2	41,6	3,53	22	26	27	30	31	34
48	48,0	3,5	41,0	3,84	25	29	30	33	34	37
		4,0	40,0	4,34	29	34	35	38	40	44
		3,5	53,0	4,88	19	22	23	25	26	29
60	60,0	4,5	51,0	6,16	25	30	31	34	35	39
		5,0	50,0	6,78	25	34	35	38	40	44
		4,0	65,0	6,81	18	21	21	24	25	27
73	73,0	4,5	64,0	7,60	20	24	25	27	28	31
		5,0	63,0	8,38	23	27	28	31	32	35

Использование таких труб сокращает время на спуско-подъемные операции почти в 5 раз, а затраты времени на ремонт в среднем — на 10 ч на 1 скважино-операцию.

ГЛАВА 18

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

В процессе капитального ремонта эксплуатационных и нагнетательных скважин используют стальные бесшовные бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы, ведущие бурильные трубы и специальное оборудование (замки, муфты, переводники), которые образуют компоновку колонны бурильных труб — связующего звена наземного бурового оборудования с инструментом, применяемым при ремонтно-исправительных и ловильных работах, при зарезке и бурении второго ствола и т. п.

К компоновке колонны бурильных труб (долото — турбобур — наддолотный комплект — бурильные трубы первого типоразмера — бурильные трубы второго типоразмера) предъявляются требования по обеспечению прочности и выносливости. В соответствии с этим поверочные расчеты на прочность и вы-

носливость бурильных труб обычно выполняют для принятой колонны бурильных труб.

Напряжение, возникающее в бурильной трубе, с учетом коэффициента запаса на прочность должно быть меньше допустимого напряжения текучести металла труб.

Стальные бурильные трубы (СБТ) нормализованы ГОСТ 631—75. В соответствии со стандартом СБТ выпускают по ТУ 26-02-518—73 и ТУ 14-242-97—74 следующих пяти типов:

1. Трубы с высаженными внутрь концами и муфтами к ним ($D_y=42\div 140$ мм) — типа ТБВ.

2. Трубы с высаженными наружу концами и муфтами к ним ($D_y=60\div 140$ мм) — типа ТБН.

3. Трубы с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками и муфтами к ним ($D_y=89\div 140$ мм) — типа ТБВК.

4. Трубы с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками и муфтами к ним ($D_y=73\div 114$ м) — типа ТБНК.

5. Трубы с приваренными замками ($D_y=50\div 127$) — типа ТБ, ПВТ.

Бурильные трубы СБТ (табл. 18.1, 18.2) изготавливают с резьбой, имеющей правое и левое направления нарезки. Трубы в двухтрубки соединяют муфтами, а двухтрубки между собой — замками. Каждую трубу маркируют клеймом, содержащим номер трубы, группу прочности, толщину стенки, товарный знак завода-изготовителя, дату выпуска. Место клеймения обводят светлой краской. Трубы с резьбой левого направления нарезки должны иметь широкий пояс, нанесенный светлой краской, с надписью «Лев».

Бурильные трубы всех типов изготавливают длиной 6; 8 и 11,5 м. В комплекте допускается до 25% труб длиной 8 м и до 8% труб длиной 6 м.

Муфты маркируют клеймом с обозначением товарного знака завода-изготовителя. Муфты для труб с высаженными внутрь концами и для труб с высаженными наружу концами делают из стали последующей группы прочности, чем для труб, т. е. с более высокими механическими свойствами. Трубы и муфты завод-изготовитель обрабатывает термически, а резьбу муфт к трубам этих типов оцинковывают или фосфатируют.

Высокую прочность и герметичность соединения бурильных труб с коническими стабилизирующими поясками обеспечивают внутренние упорные торцы, стабилизирующие пояски, которые вместе с трубой воспринимают знакопеременные изгибающие нагрузки.

Алюминиевые бурильные трубы (АБТ) (табл. 18.3, 18.4) выпускают в соответствии с ТУ 41-01-110—75, ТУ 1-2-365—76,

Таблица 18.1

Характеристика стальных бурильных труб из сталей различных групп прочности

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м с учетом массы замка, кг	Стреловидная нагрузка, кН					Давление, 10 МПа									
								внутреннее					наружное				
			Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
42	5	4,7	210	280	—	—	—	800	1000	—	—	—	750	980	—	—	—
50	5,5	6,3	290	380	—	—	—	730	950	—	—	—	680	890	—	—	—
63,5	6	8,8	420	550	—	—	—	630	820	—	—	—	565	735	—	—	—
60,3	7	10,2	450	600	650	750	900	770	1010	1110	1320	1520	725	950	1040	1220	1400
	9	12,4	550	700	800	950	1100	990	1300	1430	1700	1960	970	1270	1400	1650	1900
73	7	12,9	550	700	800	950	1100	640	840	920	1090	1260	570	750	820	950	1090
	9	15,6	700	900	1000	1200	1350	820	1080	1190	1400	1620	780	1020	1120	1320	1510
	11	18,1	800	1050	1200	1400	1600	1000	1320	1450	1710	1980	980	1290	1410	1670	1920
89	7	16,0	700	900	1000	1150	1350	525	690	760	890	1030	445	570	620	720	805
	9	19,5	850	1150	1250	1450	1700	670	880	970	1150	1320	615	800	880	1030	1170
	11	22,9	1000	1350	1500	1750	2000	820	1080	1190	1400	1620	780	1020	1120	1320	1510
101,6	7	19,5	800	1050	1150	1350	1550	460	605	665	780	900	370	470	505	575	640
	8	21,7	900	1150	1300	1500	1750	525	690	760	900	1030	445	575	625	720	800
	9	23,6	1000	1300	1450	1700	1950	590	780	850	1000	1160	520	675	740	860	970
	10	25,5	1100	1450	1600	1850	2150	655	860	950	1120	1290	595	775	850	995	1130
114,3	7	21,7	900	1200	1300	1550	1800	405	535	590	695	800	310	386	415	465	505
	8	24,2	1000	1350	1450	1750	2000	465	610	675	800	920	380	480	520	595	660
	9	26,5	1150	1500	1650	1950	2250	525	690	760	890	1030	440	575	625	720	810
	10	28,9	1250	1650	1800	2150	2450	580	760	840	1000	1150	515	665	725	845	955
	11	31,1	1350	1800	1950	2300	2650	640	840	920	1100	1260	580	755	825	965	1100
127	7	23,9	1000	1300	1450	1700	2000	370	480	530	625	720	260	315	340	370	400
	8	26,6	1150	1500	1650	1950	2250	420	550	605	720	830	325	405	435	490	535
	9	29,3	1250	1650	1850	2150	2500	470	620	680	800	930	385	490	530	605	675
	10	31,9	1400	1850	2000	2400	2750	525	690	760	900	1030	450	575	625	720	810
139,7	8	30,8	1250	1650	1800	2150	2500	380	500	550	650	750	280	340	365	405	435
	9	33,7	1400	1850	2050	2400	2750	430	565	620	730	850	335	420	450	510	560
	10	36,8	1550	2050	2250	2650	3050	480	630	690	810	940	395	500	540	615	685
	11	39,5	1700	2200	2450	2900	3300	525	690	760	900	1030	450	575	625	720	810

Таблица 18.2

Допускаемые растягивающие нагрузки на СБТ различных классов (после сработки наружного диаметра)

Номиналь- ный диа- метр, мм	Номиналь- ная тол- щина стен- ки, мм	Нагрузка, кН, на трубу класса									
		II					III				
		Группа прочности стали									
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
42	5	140	180	—	—	—	120	160	—	—	—
50	5,5	200	260	—	—	—	180	230	—	—	—
60,3	7	300	390	430	510	590	240	310	340	410	470
	9	360	470	520	610	710	300	390	430	510	590
63,5	6	270	350	—	—	—	220	290	—	—	—
	7	360	470	520	610	710	300	390	430	510	590
89	9	450	590	650	770	880	390	510	560	670	770
	11	530	690	760	900	1040	480	630	690	820	940
	7	450	590	650	770	880	380	500	550	650	750
101,6	9	570	750	820	970	1120	500	650	720	850	980
	11	690	900	990	1180	1350	600	790	860	1020	1180
	7	520	680	750	890	1020	470	620	670	800	920
114,3	8	600	790	860	1020	1180	530	700	760	900	1040
	9	630	820	910	1080	1240	560	730	800	950	1100
	10	700	920	1000	1200	1370	620	810	890	1060	1220
	7	600	790	860	1020	1180	530	700	760	900	1040
127	8	700	920	1000	1200	1370	620	810	890	1060	1220
	9	730	960	1050	1240	1420	630	830	900	1080	1240
	10	800	1050	1150	1360	1560	720	950	1030	1230	1390
	11	900	1180	1290	1540	1760	800	1050	1150	1360	1560
139,7	7	660	870	950	1130	1300	580	760	830	990	1140
	8	760	1000	1090	1300	1500	680	890	980	1160	1330
	9	310	1060	1160	1380	1580	750	980	1080	1280	1470
	10	900	1180	1290	1540	1760	850	1120	1220	1450	1670
139,7	8	870	1140	1250	1480	1700	800	1050	1150	1360	1560
	9	910	1190	1300	1550	1780	830	1090	1190	1420	1620
	10	1030	1370	1480	1760	2020	930	1220	1330	1580	1820
	11	1140	1520	1640	1950	2240	1040	1390	1500	1780	2050

ТУ 1-2-231—75 трех типов: с высаженными внутрь концами; беззамковые; с протекторным утолщением.

Бурильные трубы ведущие квадратного сечения выпускаются по ТУ 36-574—69 и ТУ 14-3-126—73.

Трубы бурильные утяжеленные изготавливают по ТУ 41-01-150—75 и ТУ 41-01-147—75 и Н 291-49, ТУ 39-076—74, ТУ 14-3-164—73 и ТУ 51-774—77.

В соответствии с государственным стандартом и техническими условиями все бурильные трубы и соединительные элементы подвергают на трубных базах внешнему визуальному осмотру, обмеру и проверке качества нарезки резьбы гладкими и резьбовыми калибрами. Новые бурильные трубы после

Таблица 18.3

Характеристика алюминиевых бурильных труб (АБТ)

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Допускаемая растягивающая нагрузка, 10 кН	Допускаемое давление, 10 МПа	
			внутреннее	наружное
170	11	146	285	170
147	17	183	510	440
	15	164	450	380
	13	144	390	300
	11	124	330	220
	9	103	270	140
129	11	108	375	270
	9	90	310	185
114	10	86	385	340
108	10	81	405	370
93	9	63	425	310
90	10	66	490	430
	8,5	57	415	340
73	9	47	545	430
54	9	33	730	670

Таблица 18.4

Допускаемые растягивающие нагрузки на АБТ различных классов (после сработки наружного диаметра), кН

Номинальный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нагрузка, кН, на трубу класса		Номинальный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нагрузка, кН, на трубу класса	
		II	III			II	III
54	90	270	220	129	110	900	690
73	90	370	260			820	700
90	85	470	400			1030	800
	100	560	490			1240	1000
108	100	660	490			150	1320
114	100	700	520	170	170	1500	1160
129	90	710	610		110	1210	940

навинчивания на них замков подвергают гидравлическим испытаниям на базах производственного обслуживания. Трубы, находящиеся в эксплуатации, испытывают после возвращения на базу по окончании работ на скважине. Испытываемые трубы выдерживают под давлением в течение 15—30 с. Если не обнаружена течь или «потение», то трубы признают годными. Качество труб контролируют также методами дефектоскопии. Толщину стенки измеряют с использованием бесконтактного ультразвукового импульсного толщиномера БУИТ-1. Результаты измерения толщины стенки труб служат основой для классификации их после сработки наружного диаметра.

Все работы по сборке труб и навинчиванию замков проводят в соответствии с «Инструкцией по проверке качества и монтажу бурильных труб сборной конструкции». Прочность и плотность соединений достигаются подбором номинального натяга резьбовых соединений, соединяемых пар (труба — муфта, труба — замок и т. п.), навинчиванием вручную предварительно нагретой замковой детали, применением уплотнительных смазок и полимерных материалов (УС-1, смесь графита с глицерином в соотношении 1 : 2, лента «ФУМ» и т. п.).

При транспортировке и хранении бурильных труб и переводников их резьбу необходимо предохранять колпачками от механических повреждений и коррозии.

ГЛАВА 19

ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ПОДЗЕМНОЕ СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

При разрушении или повреждении устьевого оборудования, нарушении герметичности эксплуатационной колонны и некачественном цементировании межтрубного пространства предотвращение перехода скважин на открытое фонтанирование обеспечивается применением эксплуатационного подземного скважинного оборудования. Оно предназначается также для обеспечения одновременной раздельной эксплуатации двух или более продуктивных горизонтов, разобщения вскрытого продуктивного горизонта от выше- или нижележащих пластов, разобщения лифтовой колонны от затрубного пространства, а также для обеспечения проведения многочисленных промысловых технологических операций, связанных с эксплуатацией или ремонтом скважин.

В состав скважинного оборудования обычно входят пакеры, якоря, разъединители колонн, скважинный инструмент для подготовки ствола скважины, клапаны-отсекатели, циркуляционные и ингибиторные клапаны, посадочные ниппели, а также инструмент и принадлежности канатной техники для управления подземным оборудованием.

Комплексы типов КПГ, КО и КСГ включают в себя скважинные клапаны-отсекатели, автоматически перекрывающие подъемные трубы при нарушении заданного режима отбора газа или при аварийных ситуациях.

Съемные составные части скважинного оборудования устанавливаются и извлекаются при технологических операциях, связанных с освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин инструментами и принадлежностями из комплектов ИКПГ и КИГК. Для этого используют канатную технику и установки для скважинных работ типа ЛСГ1К-131 (при герметизированном устье скважин).

Условные обозначения комплексов:

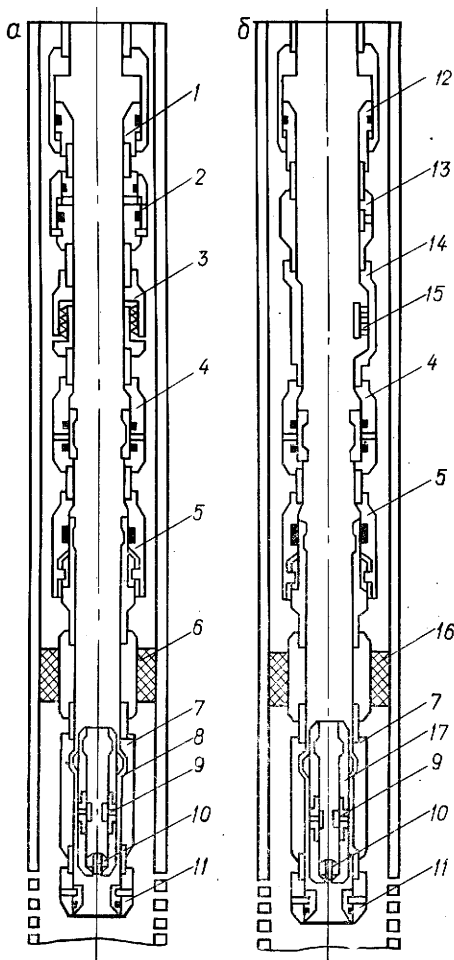


Рис. 19.1. Комплекс скважинного оборудования типа КПГ: а — коррозионно-стойкое исполнение; б — нормальное исполнение; 1 — телескопическое соединение типа СТ; 2 — циркуляционный клапан типа КЦГ; 3 — ингибиторный клапан типа КИНГ; 4 — циркуляционный клапан типа КЦМ; 5 — разъединитель колонны типа РК; 6 — пакер типа ЗПД-ЯГ (ППГ5); 7 — посадочный nipple; 8 — замок типа 13К; 9 — уравнильный клапан типа КУМ; 10 — клапан-отсекатель типа КА; 11 — срезной клапан пакера; 12 — телескопическое соединение типа СТ2; 13 — циркуляционный клапан типа КЦГ1; 14 — скважинная камера типа К; 15 — ингибиторный клапан типа КИНГС; 16 — пакер типа ЗПД-ЯГ; 17 — замок типа ЗНЦВ1

К — комплекс; С (или П) — скважинный (подземный); Г — для газовых скважин; цифры после букв — условный диаметр колонны подъемных труб (в мм); следующие цифры — рабочее давление (в МПа); последние цифры — диаметр пакера (в мм);

К1 — кислотостойкое исполнение изделия (при объемном содержании в среде CO_2 до 10%); К2 — сероводородостойкое исполнение изделия (при объемном содержании в среде CO_2 и H_2S до 26% каждого).

Например: КПГ-89-35-145К1; КПГ-89-35-145К2; КГС-73-70-112; КСГ-89-70-136К3.

Комплекс подземного оборудования для газовых скважин типа КПГ предназначены для добычи газа с объемной долей агрессивной среды CO_2 и H_2S до 6%.

В состав комплексов КПГ (рис. 19.1, табл. 19.1) входят следующие элементы скважинного оборудования: гидравлический пакер типа 2ПД-ЯГ, разъединитель колонны РК, циркуляционный механический клапан КЦМ, циркуляционный гидравлический клапан КЦГ, ингибиторный клапан КИНГ, телескопическое соединение СТ, клапан-отсекатель КА, башмачный клапан, ниппель для приемного клапана, ниппель для клапана-отсекателя и ниппель для опрессовочного клапана.

Циркуляционный механический клапан в составе комплекса предназначен для сообщения трубного и затрубного пространств при освоении скважин посредством прямой или обратной промывки. Может быть использован для глушения скважин.

Циркуляционный гидравлический клапан в составе комплекса предназначен для аварийного глушения скважины, когда операция глушения по какой-либо причине невозможна через циркуляционный механический клапан. Клапан срабатывает от избыточного давления, создаваемого в трубном или затрубном пространстве.

Управление циркуляционными клапанами механического и гидравлического действия осуществляется с помощью инструментов канатной техники.

Ингибиторный клапан в составе комплекса обеспечивает подачу ингибиторов различного назначения из затрубного пространства во внутреннюю полость колонны лифтовых труб.

Телескопическое соединение в составе комплекса обеспечивает компенсацию удлинения колонны лифтовых труб при изменении их средней температуры, защищает трубы от спирального продольного изгиба, предохраняя пакер от дополнительной нагрузки.

Клапан-отсекатель типа КА в составе комплекса обеспечивает автоматическое отсечение потока среды по колонне лифтовых труб. Он устанавливается ниже пакера в специальном ниппеле с помощью замка типа 13К.

Для защиты эксплуатационной колонны от воздействия добываемой среды на северных месторождениях с эксплуатационной колонной диаметром 219 мм используется комплекс подземного оборудования типа КО.

Комплекс скважинного оборудования типа КСГ (рис. 19.2, табл. 19.2) предназначен для эксплуатации газовых и газоконденсатных сверхглубоких скважин с нормальным и аномальным пластовым давлением. Он обеспечивает автоматическое перекрытие ствола скважины в случае разгерметизации устья и подъемных труб при резком увеличении дебита скважины сверх заданных пределов.

С целью снижения давления на колонну подъемных труб в комплексе с помощью сменного дросселя производят регулиро-

Таблица 19.1

Техническая характеристика комплексов скважинного оборудования типа КПГ циркуляционные клапаны типов КЦМ и КЦГ, разъединитель колонны; пакер, уравнильный клапан, ниппели для клапана-отсекателя и приемного клапана,

Показатели	КПГ-114-35-136	КПГ-114-35-140	КПГ-114-35-145	КПГ-168-14-246	КПГ-89-35-136К1	КПГ-89-35-140К1	КПГ-89-35-145К1	КПГ-114-35-136К1	КПГ-114-35-140К1
Рабочее давление, МПа	35	35	35	14	35	35	35	35	35
Максимальный отбор газа, млн. м ³ /сут	1,5	1,5	1,5	4	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5
Условный диаметр подъемных труб, мм, по ГОСТ:									
633—80	114	114	114	—	89	89	89	114	114
632—80	—	—	—	168	—	—	—	—	—
Минимальный диаметр проходного отверстия, мм:									
без клапана-отсекателя	70	70	70	140	—	68	68	68	68
с клапаном-отсекателем	38	38	38	80	38	38	38	38	41
Условный диаметр эксплуатационной колонны по ГОСТ 632—80, мм	168	168	168	273	168	168	168—178	168	168
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм	144,3	148,3	152,3	257,1	144,3	148,3	152,3	144,3	148,3
Наружный диаметр пакера, мм	136	140	145	246	136	140	145	136	140
Максимальная глубина спуска пакера, м	4000	4000	4000	1500	4000	4000	4000	4000	4000
Рабочая среда	Природный газ, газоконденсат				Природный газ, газоконденсат				
Максимальная температура рабочей среды, °С	100	100	100	100	150	150	150	150	150
Габариты, мм:									
диаметр	136	140	145	246	136	140	145	136	140
длина (без подъемных труб)	10674	10674	10674	10820	8820	8820	8820	9540	9540
Масса (без подъемных труб), кг	578	582	586	690	340	342	345	410	412

¹ Скважинная камера только для комплексов в нормальном исполнении.

(комплект поставки: телескопическое соединение, ингибиторный клапан, замки для клапана-отсекателя и глухой пробки, клапан-отсекатель, скважинная камера¹)

КПГ-114-35-145К1	КПГ-114-35-150К1	КПГ-114-35-155К1	КПГ-89-35-136К2	КПГ-89-35-140К2	КПГ-89-35-145К2	КПГ-89-35-150К2	КПГ-89-35-155К2	КПГ-114-35-136К2	КПГ-114-35-140К2	КПГ-114-35-145К2	КПГ-114-35-150К2	КПГ-114-35-155К2
35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
2,5	2,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
114	114	114	89	89	89	89	89	114	114	114	114	114
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
41	41	41	38	38	38	38	38	41	41	41	41	41
168— 178	178	178	168	168	168— 178	178	178	168	168	168— 178	41	178
152,3	157,8	163,8	144,3	148,3	152,3	157,8	163,8	144,3	148,3	152,3	157,8	163,8
145	150	155	136	140	145	150	155	136	140	145	150	155
4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
сат, объемная			Природный газ, газоконденсат, объемная доля CO ₂ и H ₂ S до 6% каждого									
150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
145	150	155	136	140	145	150	155	136	140	145	150	155
9540	9540	9540	8820	8820	8820	8820	9220	8820	8820	8820	9540	9540
415	418	421	374	376	379	403	406	450	453	456	458	461

Таблица 19.2

Техническая характеристика комплексов скважинного оборудования типа КСГ (комплект поставки: телескопическое соединение, циркуляционные клапаны типов КЦМ и КЦГ, скважинная камера типа КТ, ингибиторный клапан типа КИНГС, разъединитель колонны типа РК, замки для клапана-отсекателя и дросселя, клапан-отсекатель типа КА, съемный дроссель, пакер типа ПД-ЯГ, уравнильный клапан КУМ, nipples клапана-отсекателя и приемного клапана в сборе)

Показатели	КСГ-73-70-112	КСГ-73-70-112К1	КСГ-73-70-112К2	КСГ-89-70-136К3	КСГ-89-70-140К3	КСГ-89-70-145К3
Рабочее давление, МПа	70	70	70	70	70	70
Максимальный отбор газа, млн. м ³ /сут	0,75	0,75	0,75	1,7	1,7	1,7
Условный диаметр подъемных труб по ГОСТ 633—80, мм	73	73	73	89	89	89
Минимальный диаметр проходного отверстия, мм:						
без клапана-отсекателя	40	40	40	56	56	56
с клапаном-отсекателем	21	21	21	32	32	32
Диаметр прохода сменных насадок дросселя, мм	10—20 (через 1 мм)			15—35 (через 1 мм)		
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ 632—80, мм	140—146	140—146	140—146	168	168	168
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны труб, гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм	119,7	119,7	119,7	144,3	148,3	152,3
Наружный диаметр пакера, мм	112	112	112	136	140	145
Максимальная глубина спуска пакера, м	7000	7000	7000	7000	7000	7000

Показатели	КСГ-73-70-112	КСГ-73-70-112К1	КСГ-73-70-112К2	КСГ-89-70-136К3	КСГ-89-70-140К3	КСГ-89-70-145К3
Рабочая среда	Механических примесей до 0,01 г/м ³	Объемной доли CO ₂ 10 %	Объемной доли CO ₂ и H ₂ S 10 % каждого	Объемная доля CO ₂ и H ₂ S до 26 % каждого		
Максимальная температура рабочей среды, °С	200	200	200	125	125	125
Габариты, мм:						
диаметр	112	112	112	136	140	145
длина (без подъемных труб)	9865	9865	9865	9000	9000	9000
Масса (без подъемных труб), кг	386	386	413	500	500	500

вание режима отбора продукции. Дроссель, оборудованный сменными насадками, устанавливают вместе с замком в посадочной канавке штока разъединителя колонны типа РК канатной техникой с применением спускного инструмента (при посадке) и инструмента подъема замка (при извлечении) из комплекта ИКПГ.

Использование консольного отклонителя типа ОК и скважинной камеры типа КТ повышает надежность посадки и извлечения ингибиторных клапанов и глухих пробок.

В комплексе оборудования с условным диаметром колонны подъемных труб 73 мм используют телескопическое соединение типа СТ2Г с гидравлическим замком механизма укорочения, управляемый толкателем циркуляционного клапана при помощи канатной техники. При крайних положениях ствола телескопическое соединение может передавать крутящий момент.

В комплекс оборудования входят: телескопическое соединение, циркуляционные клапаны типов КЦМ и КЦГ; скважинная камера типа КТ, ингибиторный клапан типа КИНГС; разъединитель колонны типа РК, замки для клапана-отсекателя и дросселя; клапан-отсекатель типа КА; съемный дроссель, пакер типа ПД-ЯГ; уравнивательный клапан типа КУМ; ниппели клапана-отсекателя и приемного клапана в сборе.

Пакеры (табл. 19.3) устанавливают над эксплуатационным горизонтом. Они служат для разобщения зон затрубного про-

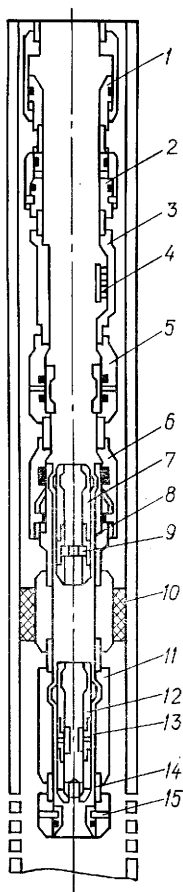


Рис. 19.2. Комплекс скважинного оборудования типа КСГ:

1 — телескопическое соединение типа СТ2Г; 2 — циркуляционный клапан типа КЦГ; 3 — скважинная камера типа КТ; 4 — ингибиторный клапан типа КИНГС; 5 — циркуляционный клапан типа КЦМ; 6 — разъединитель колонны типа РК; 7 и 12 — замки типа ЗНЦВ1 или ЗНЦВ; 8 — дроссель; 9 — сменная насадка дросселя; 10 — пакер типа ПД-ЯГ; 11 — посадочный ниппель; 13 — уравнильный клапан типа КУМ; 14 — клапан-отсекатель типа КА; 15 — срезной клапан пакера

странства, расположенных выше и ниже их. Пакеры применяют в обсадной (эксплуатационной) колонне нефтяных, газовых и нагнетательных скважин при их эксплуатации и ремонте; для разобщения эксплуатационного горизонта с водоносными нижележащими горизонтами; для разобщения двух или более продуктивных горизонтов при одновременной раздельной эксплуатации их; при эксплуатации и ремонте скважин.

Типоразмеры и конструкции нормализованы отраслевым стандартом ОСТ 26-02-1016—73 «Пакеры для нефтяных и газовых скважин. Типы и основные параметры», ТУ 26-16-10—76 «Пакеры для нефтяных и газовых скважин» и ТУ 26-16-15—76 «Пакеры рукавные». Установлены следующие типы пакеров:

ПВ — направлением усилия от перепада давления вверх;

ПН — направлением усилия от перепада давления вниз;

ПД — двустороннего действия: направлением усилия от перепада давления как вверх, так и вниз.

По способности фиксироваться на месте установки пакеры подразделяют на фиксирующиеся отдельным устройством (Я) — якорем и самостоятельно фиксирующиеся.

По способу посадки пакеры подразделяют на гидравлические (Г), механические (М), гидромеханические (ГМ) и не требующие посадки.

Снятие пакеров осуществляется натягом, вращением (В), разбуриванием (Р) или специальным инструментом (И).

Предусматривается следующее исполнение пакеров:

а) нормальное;

б) коррозионно-стойкое, в том числе:

углекислотостойкое К1 (объемная доля CO_2 в продукции скважин не более 10%);

сероводородостойкое К2 (объемная доля H_2S и CO_2 не более 10% каждого компонента);

Таблица 19.3

Основные параметры пакеров

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Пакер				
	Наружный диаметр, мм	Зазор, мм	Число проходных отверстий для лифтовых колонн	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочий перепад давления, МПа
114	90	6,3	1	35,2	70
	94			40	14; 21; 35; 50
127	103	6; 8	1	35,2	70
	107			40	14; 21; 35; 50
140	112	5,7	1	40	14; 21; 35; 50; 70
	114				
	118				
146	122	6; 8; 10	1	40	14; 21; 35; 50; 70
	118			50	14; 21; 35; 50
	126			40	14; 21; 35; 50; 70
	133			50	14; 21; 35; 50
168	136	6,3; 7,3; 8,3; 9,3	1	62	14; 21; 35; 50
	140		2	40	14; 21
	145		1	50	70
	148		2	62	14; 21; 35; 50
178	148	5,8; 9,8; 10,8	1	40	14; 21
	150		2	62	14; 21; 35; 50
	155		2	40	14; 21; 35;
	155		1	62	14; 21; 35; 50; 70
194	160	5,7; 10,7	1	62	14; 21; 35; 50; 70
	165			62	50
	170			76	14; 21; 35
				89	14; 21; 35
219	185	8,1; 10,1	1	50	14; 21
	190		2	89	35
	195		3	89	35
245		10,5; 11,5	1	100	14; 21
	205				
	212			132	14; 21
	218				
273	220	9,1; 11,1	1	155	14; 21
	238				
	242				
	246				
	248				

сероводородостойкое КЗ (объемная доля H_2S и CO_2 свыше 10%, но не более 26% каждого компонента);

в) термостойкое Т для рабочих сред с температурой более 150°C.

Конструкция и технические характеристики пакеров должны отвечать условиям их применения:

возможности посадки в эксплуатационную колонну, собираемую из обсадных труб по ГОСТ 632—80;

возможности сочленения с колонной лифтовых труб, собираемых из насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633—80, в том числе одно-, двух- и трехрядных лифтов;

температура рабочей среды от -50 до $+200$ °С;

максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, должен соответствовать параметрическому ряду условных давлений: 14; 21; 35; 50; 70 МПа;

зазор между наружным диаметром пакера и внутренним диаметром эксплуатационной колонны не более 12—20 мм.

Клапаны-отсекатели (рис. 19.3, табл. 19.4) предназначены для автоматического перекрытия колонны лифтовых труб и отсеечения потока продукции скважины в случаях нарушения установленного режима ее эксплуатации в результате повреждения или полного разрушения устьевого оборудования, нарушения герметичности эксплуатационной колонны скважины, затрубное пространство которой загерметизировано пакером.

При обустройстве скважин пакер и клапан-отсекатель обычно устанавливаются непосредственно над продуктивным горизонтом. Это очень важно, если скважина может дать грифон.

Забойные клапаны-отсекатели должны отвечать следующим требованиям:

надежно автоматически перекрывать лифтовую колонну при всех возможных нарушениях режима эксплуатации скважины;

обладать способностью надежно устанавливаться на необходимой глубине и извлекаться без спуска и подъема лифтовых труб;

обеспечивать возможность проведения различных технологических операций ниже глубины их установки, возможность проведения ремонтов устьевого и глубинного оборудования без глушения скважины.

Критический дебит, при котором срабатывает клапан-отсекатель, принимается обычно на 15—20% больше оптимального. Настройка клапана обеспечивается подбором площади проходного сечения сменных штуцеров и усилия пружины. Перепад давления на сменных штуцерах допускается обычно в интервале от 0,1 до 0,7 МПа.

Клапан-отсекатель, как правило, устанавливают в колонне лифтовых труб на ниппель путем бросания его в колонну лифтовых труб с использованием канатной техники или с применением специального посадочного инструмента.

В нижней части клапан-отсекатель должен иметь замок с фиксаторами для посадки на ниппель.

Циркуляционный клапан (рис. 19.4, табл. 19.5—19.8) служит для временного сообщения внутреннего пространства ко-

Таблица 19.4

Техническая характеристика клапанов-отсекателей типа КА и КАУ

Показатели	КА-60/20-70	КА-140-140	КА-60/20-70К1	КА-68-350К1	КА-78-350К1	КА-60/20-70К2	КА-68-350К2	КА-78-350К2	КА-58-70К3	КАУ-89-350	КАУ-73-500
Рабочее давление, МПа	70	14	70	35	35	70	35	35	70	35	50
Условный диаметр клапана, мм	60	140	60	68	78	60	68	78	58	—	—
Диаметр проходного отверстия дросселя, мм:											
минимальный	10	50	10	15	15	10	15	15	20	35	28
максимальный	21	75	21	30	30	21	30	30	32	35	28
Рабочая среда	Н	Н	К1	К1(а)	К1(а)	К2	К2(а)	К2(а)	К3	Н	Н
Температура рабочей среды, °С	200	100	200	150	150	200	150	150	125	100	100
Габариты, мм:											
диаметр	44	138	44	68	78	44	68	78	58	70	58
длина	350	962	350	567	615	350	567	615	390	1060	970
Масса, кг	2,9	20,5	2,9	9,5	12,5	3,1	10,5	13,4	14,2	18,2	12,5

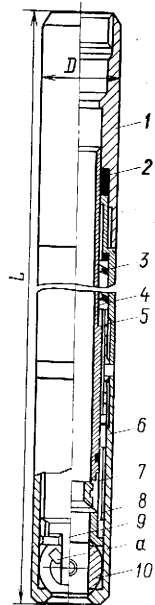


Рис. 19.3. Клапан - отсекатель типа КА:
 1 — головка; 2 — уплотнение; 3 — пружина; 4 — шток; 5 — кольцо; 6 — корпус; 7 — дроссель; 8 — седло; 9 — плечо; 10 — шар; а — штифт

Примечание. Рабочая среда: Н — без агрессивных компонентов; К1 — объемная доля CO₂ до 10%; К1(а) — объемная доля CO₂ до 6%; К2 — объемная доля H₂S и CO₂ до 10% каждого; К2(а) — объемная доля H₂S и CO₂ до 6% каждого; К3 — объемная доля H₂S и CO₂ до 26% каждого.

Таблица 19.5

Техническая характеристика циркуляционных клапанов типа КЦМ с механическим управлением для проведения технологических операций при освоении и эксплуатации скважин

Показатели	КЦМ-72/50-350	КЦМ-72/7-350	КЦМ-57/60-500	КЦМ-57/7-500	КЦМ-145-140	КЦМ-72-350К2	КЦМ-90-350К2
Рабочее давление, МПа	35	35	50	50	14	35	35
Диаметр проходного отверстия, мм	72	72	57	57	145	72	89
Условный диаметр перепускных отверстий (по суммарному сечению), мм	50	7	60	7	102	50	64
Присоединительная резьба, мм	89	89	73	73	168	89	114
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, механические примеси					Природный газ, объемная доля CO_2 и H_2S до 6% каждого	
Рабочая температура, °С, не более	100	100	100	100	100	100	100
Габариты, мм:							
диаметр	125	125	107	107	205	125	136
длина	984	984	1040	1040	1170	984	1175
Масса, кг	34,2	34	32,6	32,4	88	37	59

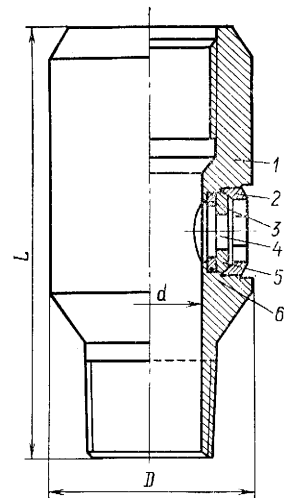


Рис. 19.4. Циркуляционный клапан КЦГ1-89-35:
1 — корпус; 2 — винт; 3 — опорное кольцо; 4 — мембрана; 5 — вжимное кольцо; 6 — уплотнительное кольцо

Таблица 19.6

Техническая характеристика циркуляционных клапанов КМЦ

Показатели	КМЦ-58-70	КМЦ-90-35	КМЦ-145-140	КМЦ-58-70К1	КМЦ-72-350К1	КМЦ-90-350К1	КМЦ-58-70К2	КМЦ-72-350К2	КМЦ-90-350К2	КМЦ-72-70К3
Рабочее давление, МПа	70	35	14	70	35	35	70	35	35	70
Диаметр проходного отверстия, мм	58	89	145	58	72	89	58	72	89	72
Условный диаметр перепускных отверстий, мм	60	89	102	60	50	64	60	50	64	69
Присоединительная резьба НКТ, мм	73	114	168	73	89	114	73	89	114	89
Рабочая среда	Н	Н	Н	К1	К1 (а)	К1 (а)	К2	К2 (а)	К2 (а)	К3
Температура рабочей среды, °С	200	100	100	200	150	150	200	150	150	125
Габариты, мм:										
диаметр	107	136	205	107	125	136	107	125	136	118
длина	1040	895	1170	1040	984	1175	1040	984	1175	1135
Масса, кг	55	40	88	55	34	54	61	37	59	60

Примечание. Рабочая среда: Н — без агрессивных компонентов; К1 — объемная доля CO₂ до 10%; К1(а) — объемная доля CO₂ до 6%; К2 — объемная доля H₂S и CO₂ до 10% каждого; К2(а) — объемная доля H₂S и CO₂ до 6% каждого; К3 — объемная доля H₂S и CO₂ до 26% каждого.

Таблица 19.7

Техническая характеристика циркуляционных клапанов КЦК

Показатели	КЦК-62-70К1	КЦК-75-350К1	КЦК-90-350К1	КЦК-62-70К2	КЦК-75-350К2	КЦК-90-350К2	КЦК-72-70К3	КЦК-62-70К3	КЦК-150-140	КЦК-1-89-350
Рабочее давление, МПа	70	35	35	70	35	35	70	70	14	35
Максимальное давление открытия клапана, МПа:										
снаружи	19	17	23	19	17	23	27	19	22	17
изнутри	43	32	38	43	32	38	94,6	43	23	36
Диаметр проходного отверстия, мм	62	75	89	62	75	89	76	62	150	88
Условный диаметр перепускных отверстий, мм	66	77	110	66	77	110	92	66	140	16,8/21,6
Рабочая среда	К1	К1 (а)	К1 (а)	К2	К2 (а)	К2 (а)	К3	К3	Н	Н
Температура рабочей среды, °С	200	150	150	200	150	150	125	200	100	100
Габариты, мм:										
диаметр	110	125	140	110	125	140	132	110	220	136
длина	650	550	665	650	550	665	640	650	760	270
Масса, кг	23,6	22,5	29,3	26,0	25,8	33,7	23,0	23,6	54,0	11,7

Примечание. Рабочая среда: Н — без агрессивных компонентов; К1 — объемная доля CO₂ до 10%; К1(а) — объемная доля CO₂ до 6%; К2 — объемная доля H₂S и CO₂ до 10% каждого; К2(а) — объемная доля H₂S и CO₂ до 6% каждого; К3 — объемная доля H₂S и CO₂ до 26% каждого.

Таблица 19.8

Техническая характеристика циркуляционных клапанов типа ИЦГ с гидравлическим управлением для проведения технологических операций при освоении и эксплуатации скважин

Показатели	ИЦГ-30-210	ИЦГ-40-210	ИЦГ-50-210	ИЦГ-62-210	ИЦГ-85-210
Диаметр проходного отверстия, мм	30	40	50	62	85
Присоединительная резьба, мм	48	60	73	89	114
Габариты, мм:					
диаметр	58	73	89	107	133
длина	657	678	820	850	900
Масса, кг	11	12	21	26	45

Примечание. Рабочее давление 21 МПа; максимальное давление открытия клапана 10 МПа; условный диаметр перепускных отверстий (по суммарному сечению) 30 мм; рабочая среда: нефть, газ, пластовая вода; температура рабочей среды 100 °С.

Таблица 19.9

Техническая характеристика ингибиторных клапанов типа КИНГ для комплексов скважинного оборудования типа КПП

Показатели	КИНГ-75-350К1	КИНГ-90-350К1	КИНГ-75-350К2	КИНГ-90-350К2	КИНГ-150-140
Диаметр проходного отверстия, мм	76	89	76	89	150
Рабочая среда	Природный газ, газоконденсат, объемная доля CO ₂ до 6%		Природный газ, газоконденсат, объемная доля CO ₂ и H ₂ S 6% каждого		Природный газ, газоконденсат без агрессивных компонентов
Максимальная температура рабочей среды, °С	150	150	150	150	100
Габариты, мм:					
диаметр	125	136	136	136	220
длина	395	413	380	413	475
Масса, кг	14,5	18	15	19	45

Примечание. Рабочее давление 35 и 14 МПа (для КИНГ-150-140); перепад давления открытия клапана 0,5—5 МПа.

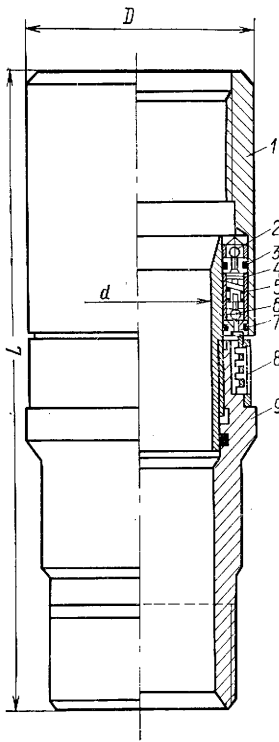


Рис. 19.5. Ингибиторный клапан типа КИНГ:

1 — головка; 2 и 6 — шарики; 3 и 7 — седла; 4 — регулировочные шайбы; 5 — пружина; 8 — фильтр; 9 — корпус

лонны лифтовых труб с затрубным пространством для проведения различных технологических операций, таких, как освоение и глушение скважины, промывка забоя, затрубного пространства или колонны лифтовых труб, обработка скважины различными химреагентами и т. п.

Клапан устанавливают в колонне лифтовых труб и извлекают вместе с ними. Управляют циркуляционным клапаном (его открытием или закрытием) при помощи механического и гидравлического яссов. Циркуляционный клапан открывается восходящими действиями механического ясса (при недостаточности этих действий в дополнение к нему используют еще и гидравлический ясс), а закрывается нисходящими действиями механического ясса.

Для передачи динамических усилий от яссов на замок циркуляционного клапана для открытия или закрытия клапана служит специальный инструмент управления.

Ингибиторные клапаны типа КИНГ (рис. 19.5, табл. 19.9) предназначены для подачи ингибитора разного назначения из затрубного пространства в полость подъемных труб в процессе эксплуатации скважины. Они применяются в комплексах скважинного оборудования типа КПГ.

Ингибитор поступает из затрубного пространства через фильтр, надетый на корпус и клапан. Давление открытия клапана регулируется усилием пружины за счет необходимого числа съемных регулировочных шайб.

Ингибиторные клапаны типа КИНГС (табл. 19.10) служат для подачи ингибиторов разного назначения из затрубного пространства в полость подъемных труб в процессе эксплуатации скважины, их применяют в комплексах оборудования типов КПГ и КСГ. Клапан состоит из фиксирующего и клапанных механизмов, уплотнений и обратного клапана. При помощи спускного инструмента из комплекта инструментов КИГК с помощью канатной техники клапан устанавливают в скважинной камере и фиксируют в кармане при помощи фиксатора.

Таблица 19.10

Техническая характеристика ингибиторных клапанов типа КИНГС для комплексов скважинного оборудования типа КПГ и КСГ (диаметр 32 мм)

Показатели	КИНГС-20-70	КИНГС-20-70К1	КИНГС-20-70К2	КИНГС-25-70К3
Условный диаметр клапана, мм	20	20	20	25
Максимальный диаметр перепускного отверстия седла, мм	5	5	5	6,5
Рабочая среда	Природный газ и газоконденсат без агрессивных примесей	Природный газ и газоконденсат, объемная доля CO ₂ до 10%	Природный газ и газоконденсат, объемная доля CO ₂ и H ₂ S до 10% каждого	Природный газ и газоконденсат, объемная доля CO ₂ и H ₂ S до 26% каждого
Температура рабочей среды (не более), °С	100	200	200	125
Длина, мм	370	370	370	496
Масса, кг	1	1	1,1	2

Примечание. Рабочее давление 70 МПа; максимальная пропускная способность клапана 5 м³/сут; перепад давления для открытия клапана 0,5—5 МПа.

Извлекают клапан после среза штифта при помощи цангового инструмента из комплекта КИГК. Обратный клапан препятствует обратному перетoku жидкости из подъемных труб в затрубное пространство.

Оборудование для одновременной раздельной эксплуатации скважин подразделяют на установки по добыче пластовой продукции и установки по закачке воды в пласт. В свою очередь, установки по добыче пластовой продукции подразделяют на установки для одновременной раздельной добычи газа или нефти из многообъектных пластов фонтанным и газлифтным способами, на установки для добычи нефти глубиннонасосным способом и на установки для добычи нефти фонтанным и глубиннонасосным способами. Для добычи газа и газового конденсата наибольший интерес представляют установки по добыче пластовой продукции из многообъектных месторождений фонтанным и газлифтным способами, а также установки по одновременной раздельной закачке воды в пласт.

Установки для одновременной раздельной добычи газа и нефти из двух и трех пластов одной скважины фонтанным спо-

собом подразделяют на установки с параллельной и концентрической подвеской насосно-компрессорных труб.

Установки УГП-168-210, УГП-168-350К1 (для газов с объемной долей CO_2 до 6%) с параллельной подвеской двух рядов НКТ и УГЗ-219-350 с параллельной подвеской трех рядов НКТ (рис. 19.6, табл. 19.11) предназначены для одновременной раздельной добычи газа из двух и трех пластов одной скважины. Установка УГЗ-219-350 допускает эксплуатацию четырех объектов. При этом добыча из четвертого (верхнего) объекта осуществляется по затрубному пространству. В установках УГП-168-210 и УГП-168-350К1 освоение, глушение и промысловые технологические операции производят с использованием гидравлического циркуляционного клапана КЦГ-60-350, в аварийных случаях глушение — через клапан типа 1КЦГ.

В установке ИГЗ-219-350 освоение, глушение и технологические операции выполняют с помощью циркуляционных клапанов, смонтированных в составе каждой из трех лифтовых колонн, причем один из них размещен в корпусе пакера ПД2-ЯГ-219-350 (1ППДГ-219-350). В составе установки УГЗ-219-350 три пакера: трехпроходной ПДЗ-ЯГ-219-350 (1ППГТ-219-350), двухпроходной ПД2-ЯГ-219-350 (1ППДГ-219-350) и однопроходной 1ПД-ЯГ-219-350 (1ППГ-219-350).

Наземное оборудование представлено моноблочной управляемой фонтанной арматурой 1АМУ-62×62×50-350 (для установки УГЗ-219-350), моноблочной арматурой АФМ2-50×50-210 (для установки УГП-168-210) и АФМ2-50×50-350К1 (для установки УГП-168-350К1).

В установках типа УГП используют два пакера: однопроходной типа ПН-ЯГМ (ППГМ1) для разобщения нижнего пласта с верхним и двухпроходной типа ПД2-ЯГ для защиты эксплуатационной колонны от воздействия газа. Независимое извлечение пакеров обеспечивается разъединителем колонн типа РК. В установках типов УГП и УГ для предотвращения поглощения жидкости пластом в период освоения и глушения скважин служат шариковые клапаны.

Установки типов УФК (1УФК, 2УФК, 3УФК) с концентрической подвеской НКТ (рис. 19.7, табл. 19.12), типов УФЭ, УФП и УФП2 с параллельной подвеской двух рядов НКТ и типа 4УФЭ с параллельной подвеской трех рядов НКТ (табл. 19.13), предназначенные для добычи нефти фонтанным способом из двух и трех пластов одной скважины, могут быть использованы для одновременной раздельной добычи газа, не содержащего агрессивных компонентов.

В установках 1УФК, 2УФК и УФЭ освоение, глушение и промысловые технологические операции осуществляют с помощью перепускного клапана типа 2КП одностороннего действия. В установках типа УФП эти операции выполняют с ис-

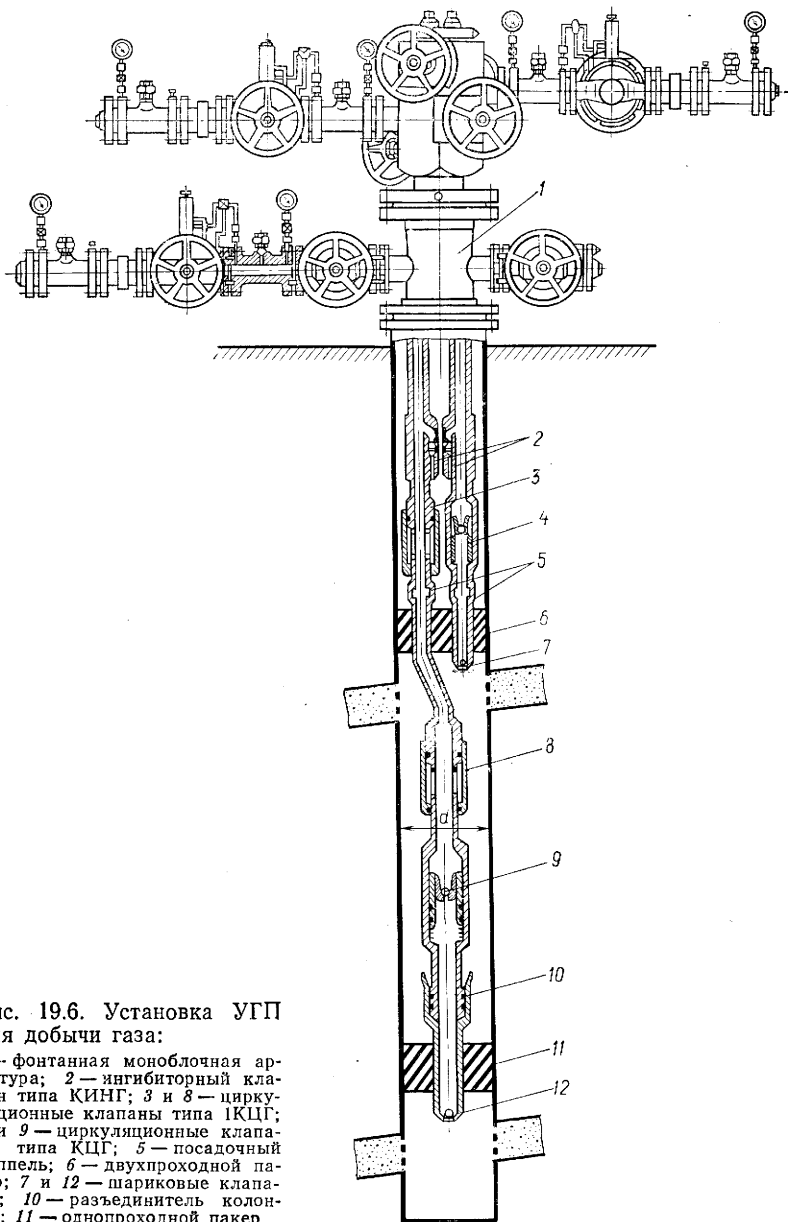


Рис. 19.6. Установка УГП для добычи газа:

1 — фонтанная моноблочная арматура; 2 — ингибиторный клапан типа КИНГ; 3 и 8 — циркуляционные клапаны типа КЦК; 4 и 9 — циркуляционные клапаны типа КЦК; 5 — посадочный nipple; 6 — двухпроходной пакер; 7 и 12 — шариковые клапаны; 10 — разъединитель колонны; 11 — однопроходной пакер

Таблица 19.11

Техническая характеристика установок типов УГП и УГ с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб для одновременной раздельной добычи газа

Показатели	Для двух пластов		Для трех-четырех пластов
	УГП-168-210	УГП-168-350К1	УГЗ-219-350
Условия эксплуатации	По параллельным рядам труб		При четырех пластах верхний — по затрубью
Рабочая среда	Природный газ, газовый конденсат	Природный газ, газовый конденсат, объемная доля CO ₂ до 6%	Природный газ, газовый конденсат
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168	219
Рабочее давление, МПа	21	35	35
Температура рабочей среды, °С	100	100	150
Количество рядов НКТ	2	2	3
Условный диаметр НКТ, мм:			
первый ряд	73; 60	73; 60	73
второй ряд	48; 60	48; 60	60
третий ряд	—	—	48
Габаритные размеры оборудования, мм:			
наземного	3215×940×1200	3215×940×1230	3590×2380×2700
скважинного (диаметр×длина без НКТ)	145×3000 (два комплекта)	145×3000 (два комплекта)	190×8800 (три комплекта)
Масса оборудования, кг:			
наземного	935	1200	3300
скважинного	370 (два комплекта)	370 (два комплекта)	855 (три комплекта)
Наибольшая глубина спуска НКТ, м:			
первого ряда	—	—	3800
второго ряда	—	—	3500
третьего ряда	—	—	3000
Наименьшее расстояние между продуктивными пластами, м	—	—	10
Скважинное оборудование:			
пакер:			
число	2	2	3
тип	ППГМ1 однопроходной, ПД-2-ЯГ двухпроходной	ППГМ1 однопроходной, ПД2-ЯГ двухпроходной	1ППГ-219-350 однопроходной, 1ППДГ-219-350 двухпроходной, 1ППГТ-219-350 трехпроходной

Показатели	Для двух пластов		Для трех-четырех пластов
	УГП-168-210	УГП-168-350К1	УГЗ-219-350
ингибиторный клапан:			
число	Нет	2	Нет
тип	—	КИНГ	—
циркуляционный клапан:			
число	1	2	3
тип	1КЦГ; КЦГ	КИНГ	КЦП-350
число посадочных ниппелей	2	2	—
тип разъединителя колонны	РК	РК	—
число шариковых клапанов	2	2	3
проходная подвеска	Нет	Нет	Есть

пользованием клапана типа КЗ-28-210, в установке 4УФЭ — с использованием клапана типа ЗКПО-73 одностороннего действия. Для предотвращения поглощения жидкости пластом в периоды освоения и глушения скважины служат шариковые клапаны.

В этих установках для замещения объема подпакерного пространства непосредственно от фильтровой зоны нижнего пласта применяют коническую глухую подвеску, к которой подвешивают колонну НКТ малого диаметра. В установках с параллельной подвеской НКТ для облегчения операций спуска-подъема второго и третьего рядов труб над каждой муфтой устанавливают конические разрезные кольца.

Установки типов 1УФК, 2УФК и 3УФК оснащены фонтанной арматурой 2АФТ65×210, установки типа УФЭ и УФП — моноблочной фонтанной арматурой АФМ-50×50-210 и 3АФМ-50×40-210 соответственно, а установки типа УФП2 и 4УФЭ — блочной фонтанной арматурой АФП-62×50-210 и арматурой 1АФ2ТЗП60×50×50-210 соответственно.

Установки для газлифтной эксплуатации нефтяных и газовых скважин подразделяют на установки непрерывного и периодического газлифта с принудительной подачей газа к продуктивному объекту с устья скважины и на установки внутрискважинного газлифта.

Установки типов 1УГГ, Л и ЛП (табл. 19.14) предназначены для эксплуатации скважин газлифтным способом с подачей рабочего агента (газа) к разрабатываемому продуктивному объекту с устья скважины.

Установка 1УГГ служит для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов, из которых нижний эксплуатируется в

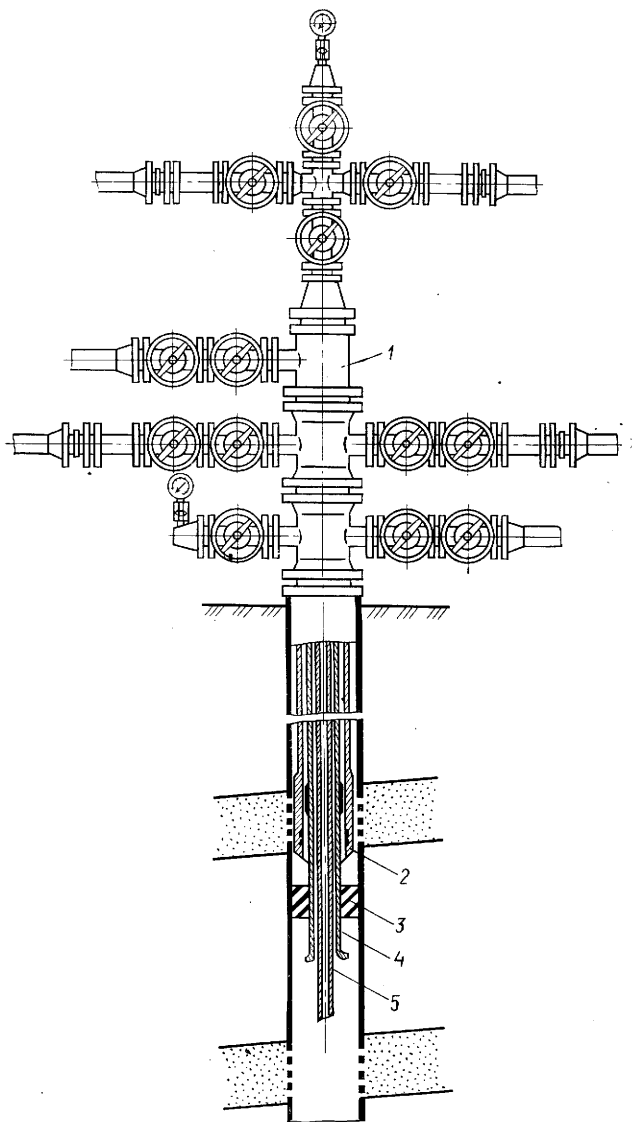


Рис. 19.7. Установка типа ЗУФК с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб:

1 — фонтанная арматура; 2 — разоблицель; 3 — промежуточный пакер; 4 — эксплуатационная колонна; 5 — концентрическая подвеска НКТ

Таблица 19.12
Техническая характеристика установок типа УФК с концентрической подвеской для одновременной раздельной добычи нефти фонтанным способом для двух пластов (наибольшая глубина установки пакера 3000 м, наименьшее расстояние между

Показатели	1УФК-146-210	1УФК-168-210	2УФК-146-210	2УФК-168-168	
Условия эксплуатации	В продукции верхнего пласта отсутствует парафин и песок; верхний — по заглубью; нижний — по трубам	В продукции верхнего пласта парафин и песок; отсутствует парафин и песок; верхний — по заглубью; нижний — по трубам	В продукции верхнего пласта парафин и песок; отсутствует парафин и песок; верхний — по заглубью; нижний — по трубам	В продукции верхнего пласта парафин и песок; отсутствует парафин и песок; верхний — по заглубью; нижний — по трубам	В продукции верхнего пласта парафин и песок; отсутствует парафин и песок; верхний — по заглубью; нижний — по трубам
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168	
Рабочее давление, МПа	21	21	21	21	
Число рядов НКТ	1	1	2	2	
Условный диаметр НКТ, мм:	60; 73 и 89	60; 73 и 89	—	—	
внутренний	—	—	48	48; 60 и 89; 111	
средний	—	—	—	—	
наружный	—	—	89	—	
Габариты скважинного оборудования, мм:	118	135	118	135	
наружный диаметр	3705	3870	6630	4910	
длина (без НКТ)	—	—	—	—	
Масса оборудования, кг:	2796	2796	2796	2796	
наземного	95	105	141	16	
скважинного	—	—	—	—	
Скважинное оборудование:	Нет	Нет	Есть	Есть	
золотниковый клапан	Есть	Есть	»	»	
коническая глухая подвеска	»	»	Нет	Нет	
шариковый клапан	Нет	Нет	»	»	
разобщитель	Нет	Нет	Нет	Нет	

Примечание. Габариты наземного оборудования 3900×3200×700 мм; тип фонтанной арматуры — ИИМР; перепускной клапан типа 2КП.

Таблица 19.13

Техническая характеристика установок типов УФЗ и УФЗ с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб для одновременной раздельной добычи нефти фонтанным способом (рабочее давление 21 МПа, температура рабочей среды 100 °С)

Показатели	Для двух пластов	Для трех пластов	Для двух пластов		
	УФЗ-168-210	4УФЗ-73×60×48-219	УФЗ-146-210	УФЗ-168-210	
Условия эксплуатации	По параллельным рядам труб				Верхний пласт высокодебитный
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	219	146	168	168
Число рядов НКТ	2	3	2	2	2
Условный диаметр НКТ, мм:					
первый ряд	60	73	48	73; 60	73; 60
второй ряд	48; 60	60	48	48; 60	48; 60
третий ряд	—	48	—	—	—
Габариты оборудования, мм:					
наземного	2170×310×1200	1600×1525×2960	2170×310×1200	2800×1130×1585	2800×1130×1585
скважинного (без НКТ)	135×4380	188×4100	118×3000	144×1944	144×1944
Масса оборудования, кг:					
наземного	1120	1490	1050	1320	1320
скважинного	219	650	105	280	280
Тип фонтанной арматуры	АФМ-50×50-210	1АФ2ТЗП-608×50×50-210	3АФМ-50×40-210	АФП-62×50-210	АФП-62×50-210
Скважинное оборудование:					
пакер:					
число	1	2	1	2	
тип	ППМР однопроходной	4ППГ-219-160 однопроходной; 1ППГМ-219Д-160 двухпроходной	ЗППГД однопроходной	ПД-2ЯГ-145 двухпроходной	
якорь	Есть	Нет	Нет	Нет	Нет
перепускной клапан	2КП	ЗКПО-73	»	»	»
золотниковый клапан	Нет	Нет	КЗ-28-210	»	»
коническая глухая подвеска	Есть	Есть	Нет	»	»
шариковый клапан	»	»	Есть	Есть	Есть
конические разрезные кольца	»	»	»	»	»
фильтровая труба	Нет	Нет	Нет	П-40	П-40

Таблица 19.14

Техническая характеристика газлифтных установок типов 1УГГ, Л и ЛП

Показатели	1УГГ-168-2X125	Л-60А-210	Л-60Б-210	Л-73Б-210	Л-73А-210	ЛП-60А-210	Л-73А-210
Условия эксплуатации	ОРЭ двух пластов 168	Непрерывный газлифт				Периодический газлифт	
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм		146	146	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ, мм:							
первый ряд	48	60	60	73	73	60	73
второй ряд	73 и 48	—	—	—	—	—	—
Рабочее давление, МПа	12,5	21	21	21	21	21	21
Рабочая температура, °С	100	100	100	100	100	100	100
Максимальный отбор жидкости, м ³ /сут		Определяется диаметром НКТ				40	40
Удельный расход рабочего агента, м ³ /т		Определяется технологическим режимом				300—750	300—750
Максимальная глубина спуска скважинного оборудования, м	2000	2000	2000	2500	2500	3000	3000
Габариты скважинного оборудования, мм:							
диаметр	135	122	122	140	140	118	136
длина (без НКТ):	2260	—	—	—	—	—	—
при двух скважинных камерах	—	7000	5100	5500	9380	11 070	10 975

Показатели	ЛУГГ-168-2×125	Л-60А-210	Л-60Б-210	Л-73Б-210	Л-73А-210	ЛП-60А-210	Л-73А-210
при десяти скважинных камерах	—	27 700	18 100	19 500	31 880	29 270	28 475
Масса оборудования, кг:							
наземного	1260	—	—	—	—	—	—
скважинного:	70	—	—	—	—	—	—
при двух скважинных камерах	—	220	135	145	215	128	150
при десяти скважинных камерах	—	835	400	460	825	448	425
Фонтанная арматура	4АФМ-508×50-210	Тройниковая АФКЗа-65×210			Тройниковая АФКЗа-65×210		
Скважинное оборудование:							
пакер	ППМР-136-160	ПН-ЯГМ с гидромеханическим управлением					
число скважинных камер типа:							
К	—	2—10	2—10	2—10	2—10	1—9	1—9
КН	—	—	—	—	—	1	1
тип	—	К-60А-210	К-60Б-210	К-73Б-210	К-73А-210	К-60А-210 КН-60А-210	К-73А-210 КН-73А-210
газлифтный клапан	—	Г-38	Г-25	Г-25	Г-38	Г	Г
ниппель с приемным клапаном	Нет	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть
регулятор цикла времени	—	—	—	—	—	СР-2	СР-2

Примечание. Рабочая среда: нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода; габариты наземного оборудования 2170×310×1600 мм.

режиме газлифта, а из верхнего добыча осуществляется фонтанным или газлифтным способом. Рабочий агент подается в нижний объект по кольцевому пространству концентрично расположенных НКТ первого ряда. Отбор продукции из верхнего объекта производят по второму ряду НКТ, а подачу рабочего агента с устья скважины при переводе эксплуатации этого объекта на газлифтный режим — по затрубью.

Освоение пластов осуществляется по тем же каналам, которые служат для подачи газа и подъема продукции эксплуатируемых объектов.

Установки типа Л предназначены для газлифтной эксплуатации скважин с подачей рабочего агента с устья скважины и регулированием его расхода в скважине газлифтными клапанами. Для съема и посадки газлифтных клапанов используют скважинный инструмент КИГК60-73.

Для проведения ремонтных работ устье скважины оборудуют установкой ОУГ-80—350, применяют агрегат АГГА-4 с гидрорывом лебедки.

Установки типа ЛП служат для периодической газлифтной эксплуатации малодобитных скважин. Время работы установок регулируют с помощью регулятора цикла времени СР-2.

Установки УВЛ и УВЛГ (табл. 19.15) предназначены для эксплуатации объектов в режиме внутрискважинного газлифта.

Установки типа УВЛ (рис. 19.8) обеспечивают газлифтную эксплуатацию нефтяных скважин за счет энергии газового пласта, вскрытого в той же скважине, регулирования отбора газа и подачи его для подъема нефти внутри скважины. В зависимости от взаимного расположения газового и нефтяного пластов видоизменяется компоновка скважинного оборудования: освоение и глушение скважины осуществляются через перепускной клапан разового действия (газовый горизонт расположен выше нефтяного) или через перепускной клапан (газовый горизонт расположен ниже нефтяного). Режим отбора нефти регулируют сменными насадками в съемном штуцере, с помощью которого регулируют отбор газа из газового пласта.

Установка типа УВЛГ предназначена для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин за счет энергии газового пласта, вскрытого в той же скважине, регулирования расхода газа и подачи его для подъема нефти внутри скважины с одновременной раздельной добычей газа из двух пластов одной скважины. В зависимости от взаимного расположения газового и нефтяного пластов видоизменяется компоновка подземного оборудования. Режим отбора нефти регулируется изменением сменных насадок в съемном штуцере, устанавливаемом в пакерующем устройстве, с помощью которого регулируется отбор газа из газового пласта. При естественном фонтанировании нефтяного пласта в съемном штуцере устанавливают заглушку и подача

Таблица 19.15

Техническая характеристика установок для внутрискважинного газлифта

Показатели	УВЛ-146-210	УВЛ-168-210	УВЛГ-146-210	УВЛГ-168-210
Условия эксплуатации	Добыча нефти за счет энергии газового пласта, вскрытого в той же скважине		Одновременная раздельная добыча газа из двух пластов	
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ, мм	89	89	73	73
Рабочее давление, МПа	21	21	21	21
Рабочая температура, °С	100	100	100	100
Максимальный отбор жидкости, м ³ /сут	3000	5000	2500	3000
Максимальный отбор газа, м ³ /сут	—	—	700 000	700 000
Наибольший диаметр инструмента управления, мм	72	72	58	58
Наименьший диаметр прохода оборудования скважинных приборов, мм	45	45	40	40
Габариты скважинного оборудования, мм:				
диаметр	122	142	122	142
длина (без НКТ)	7000	7300	7000	7350
Масса скважинного (без НКТ) оборудования, кг	230	290	290	335
Фонтанная арматура	1АФК-100ПС-210 (по ТУ 26-02-145—72)		АФЗ-65×210 или АФЗК-65×210, 1АФТ-65×210, 1АФТ-65/50×210 (по ТУ 26-02-145—72)	
Скважинное оборудование:				
пакер	Нижний — типа ППГМ2, верхний — типа ППГМ1		Нижний — типа ППГМ2, верхний — пакерующее устройство перекрестного потока	
забойное устройство для регулирования расхода газа	Есть	Есть	Нет	Нет
съемный штуцер	»	»	Есть	Есть
перепускной клапан	»	»	Нет	Нет
разового действия перепускной клапан	»	»	Есть	»
телескопическое соединение	»	»	»	Есть
циркуляционный клапан	Нет	Нет	»	»
глухая пробка	»	»	»	»

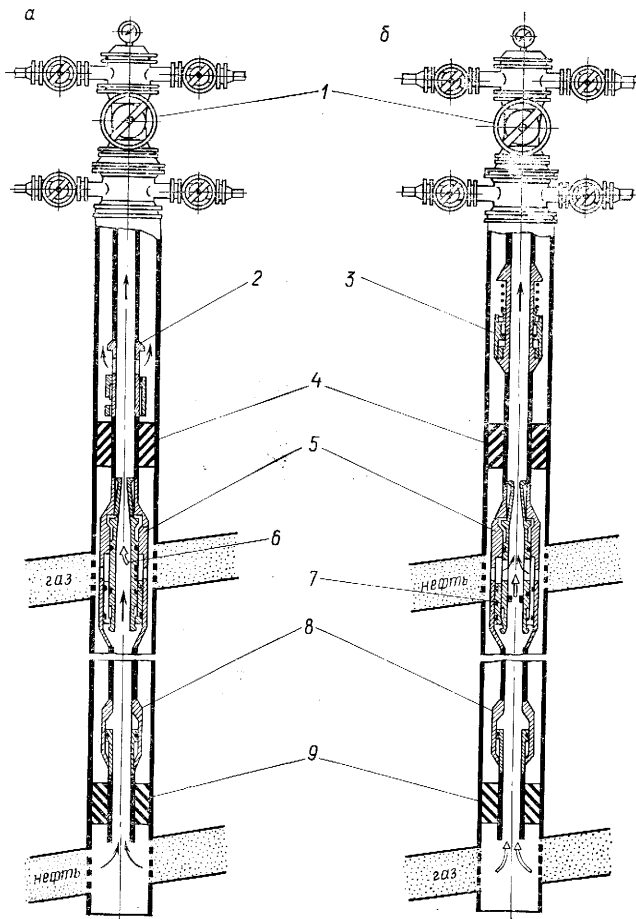


Рис. 19.8. Установка типа УВЛ внутрискважинного газлифта:

а — при расположении газового пласта выше нефтяного; *б* — при расположении газового пласта ниже нефтяного; 1 — фонтанная арматура; 2 — перепускной клапан; 3 — перепускное устройство; 4 — промежуточный пакер типа ППГМ1; 5 — забойный пакер типа ППГМ2

газа в нефтяной лифт прекращается. При отсутствии надобности в отборе газа в циркуляционный клапан устанавливают глухую пробку и добычу нефти производят по НКТ и затрубью.

Установки для одновременной раздельной закачки воды в пласты одной скважины и регулирования режима нагнетания (типа УРЗ, УВК, УВКС) выпускают разных типов в зависимости от количества пластов, в которые закачивается вода, условий закачки и регулирования расхода (табл. 19.16).

Наименьший внутренний диаметр скважинного оборудования, мм	40	40	Не регламентируется	40	40	44	44	
Наибольшая глубина спуска оборудования, м	Не регламентируется		То же	3000	3000	Не регламентируется		
Габариты оборудования, мм:								
наземного скважинного:	1840×380×1240		1830×380×1240	1550×565×2275		2275×1550×565		
диаметр	118	136	118	136	118	136	118	
длина (без НКТ)	2400	2960	4300	4960	10 564	10 564	6080	
Масса оборудования, кг:								
наземного	880	880	880	880	770	770	770	
скважинного	96	104	158	175	301	341	189	
Фонтанная арматура	ABK-50-210		ABK-50-210		ABK-50Д-210 с гидродомкратом		ABK-50Д-210 с гидродомкратом и указателями трубных штуцеров	
Устьевой регулятор расхода воды:								
тип	РА-1000 или 1РА-1600		РА-1000 или 1РА-1600		Нет	Нет	Нет	Нет
число	2		2					
Скважинное оборудование:								
пакер:								
тип	ППМР		ППМР		ПГРВ		ПРВ1	
число	1		2		2		2	
якорь	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	
трубный гидродомкрат	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	
промывочный клапан	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	
трубный регулятор расхода воды:								
тип	»	Нет	Нет	Нет	РТ-1000		Нет	Нет
число					2			
трубный штуцер:								
тип	Нет	»	»	»	Нет	Нет	ШТ-118-210	
число							2	
компенсатор	»	»	»	»	»	»	Нет	Нет

Показатели	Для трех пластов		Для одного пласта		Для двух пластов		Для двух пластов
	УВК-ЗР-146-210	УВК-ЗР-168-210	УВК-Р-146-210	УВК-Р-168-210	УВКС-2Р-146-210	УВКС-2Р-168-210	УВРПГ-168-210
Условия эксплуатации	Закачка воды в три пласта, автоматическое регулирование расхода воды на забое, изменение режима закачки без извлечения оборудования. Трубные регуляторы распределяют поток воды по пластам		Закачка речной, морской, пластовой и сточной вод, защита эксплуатационной колонны от давления нагнетания, эрозии и коррозии, автоматическое поддержание расхода воды и контроля давления нагнетания. Устьевой регулятор регулирует расход воды		Закачка воды в два пласта, автоматическое регулирование расхода воды на забое. Регулируют расход воды по пластам трубные регуляторы		Закачка воды горячей в два пласта по двум параллельным рядам НКТ. Устьевой регулятор регулирует расход воды по пластам
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168	146	168	168
Рабочее давление, МПа	21	21	21	21	21	21	21
Температура окружающей среды, °С	Не регламентируется		-40—+40		-40—+40		100 (температура воды) 1000
Наибольший объем воды, закачиваемой в каждый пласт, м ³ /сут	1000	1000	40÷1600		2000	2500	
Наименьшее расстояние между разобщаемыми пластами, м	5	5	—	—	5	5	5

Наименьший внутренний диаметр скважинного оборудования, мм
 Наибольшая глубина спуска оборудования, м
 Габариты оборудования, мм:
 наземного
 скважинного:
 диаметр
 длина (без НКТ)
 Масса оборудования, кг:
 наземного
 скважинного
 Фонтанная арматура
 Устьевой регулятор расхода воды:
 тип
 число
 Скважинное оборудование:
 пакер:
 тип
 число
 якорь
 трубный гидродомкрат
 промывочный клапан
 трубный регулятор расхода воды:
 тип
 число
 трубный штуцер:
 тип
 число
 компенсатор

45	45	Не регламентируется		Не регламентируется	
Не регламентируется		3000	3000	Не регламентируется	
1610×1485×680		1830×380×1240		1610×1485×680	
2670×1005×1200					
118	136	118	136	118	136
16 470	16 775	3930	4000	9710	9750
670	670	880	880	670	670
482	519	98	113	290	397
АВК-65-210		АВК-50-210 или АВК-65-210		АВК-65-210	
2670×1005×1200					
Нет	Нет	РА-1000 или 1РА-1600 1		Нет	Нет
РА-1000 или 1РА-1600 2					
ПГРВ1		ПРВ		ПРВ	
3		1		2	
ЯГ	ЯГ1	Нет	ЯГ1	Нет	Нет
ДГТ-146-210		Нет	Нет	Нет	Нет
Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть
2670×1005×1200					
РТ1-1000		Нет		Нет	
3				РТ 2	
2670×1005×1200					
Нет	Нет	»	»	Нет	Нет
2670×1005×1200					
»	»	»	»	»	»
2670×1005×1200					
				Есть	

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН И ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ

Оборудование, предназначенное для выполнения работ по освоению и ремонту скважин и проведению промысловых технологических работ на скважинах, включает наземные сооружения, подъемные механизмы, агрегаты и специальное оборудование.

Наземные сооружения — вышки и мачты — различают по грузоподъемности, высоте и конструкции (табл. 20.1, 20.2). Предназначены для подвески талевой системы, поддержания на весу колонны труб или штанг при ремонтных работах.

Таблица 20.1

Техническая характеристика вышек башенного типа

Показатели	В1-300-53	ВМ-41М	ВМ-28	ВЭС-28-100	ВЭС-28-80
Номинальная грузоподъемность на крюке, т	300	150	110	100	80
Высота, м	53	41	28	28	28
Размеры оснований, м:					
верхнего	2×2	2×2	2×2	2×2	2×2
нижнего	10×10	8×8	8×8	10×10	8×8
Высота проема ворот, м	10,5	8,0	8,0	12,0	12,0
Грузоподъемность «козел», т	6	3	3	3	3
Масса, т	50,5	14,5	14,0	17,7	17,1

Таблица 20.2

Техническая характеристика А-образных вышек мачтового типа

Показатели	ВАС-42	БУ-80Бр
Номинальная грузоподъемность, т	200	80
Высота от шарнирной опоры до подкронблочной балки, м	42,8	40,3
Расстояние между опорами ног, м	9,2	6,2
Расстояние между опорными шарнирами подкронблочной балки, м	2,5	1,5
Расстояние между опорами ног и подкоса, м	6,0	6,5—7,0
Масса, т	24,0	18,2

Основные параметры эксплуатационных мачт с расстоянием между ног 4 м

Тип мачты . . .	МЭСН15×25	МЭСН17×25	МЭСН22×25	ПТМТ-40 (передвижная)
Грузоподъемность, т	15	25	22	40
Высота, м	15	17	22	Телескопиче- ская, 2 секции

Вышки и мачты изготовляют из сортового проката, бурильных и насосно-компрессорных труб, насосных штанг.

Подъемные механизмы (табл. 20.3), используемые при ремонтных работах на скважинах, подразделяют на самоходные, установленные на самоходной транспортной базе (автомобиль или трактор), и стационарные (лебедки).

Комплекс оборудования «КОРО-80» предназначен для выполнения спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами, разбуривания цементных мостов, а также для работ с ловильным и режущим инструментом, нагнетания в скважины жидких сред и работ по исследованию скважин в процессе их освоения и капитального ремонта.

Комплекс включает: самоходную подъемную установку УПА-80, смонтированную на четырехосном автомобиле МАЗ-537 высокой проходимости; насосный блок БНП-15Гр, смонтированный на двухосном прицепе МАЗ-8926; передвижные приемные мостки МПП-80 на колесном ходу с рабочей площадкой и инструментальной тележкой; ротор Р200×125; вертлюг ВП80×200 и комплект инструмента для работы с насосно-компрессорными и бурильными трубами.

Комплекс «КОРО-80» включает помимо перечисленных блоков автомат АПР-ГЦ, ключ КПГ 73—89 мм.

Техническая характеристика комплекса «КОРО-80»

Грузоподъемность на крюке, кН:		
номинальная		800
наибольшая		1000
Скорость подъема крюка, м/с:		
наименьшая		0,2
наибольшая		1,2
Лебедка		
Размеры бочки барабана (диаметр×длина), м		490×750
Диаметр реборды, мм		900
Тормозные шкифы:		
число		2
диаметр, мм		1120
Тормозные ленты:		
число		2
ширина, мм		230

Вышка

Высота от земли до оси кронблока, м	28
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	19
Расстояние от оси задних опорных домкратов до оси скважины, мм	1760

Оснастка талевой системы	5×4
Диаметр, мм:	
шкива (по дну желоба)	800
каната	27

Тяговый двигатель

Тип	Четырехтактный быстроходный дизель жидкостного охлаждения со струйным распыливанием топлива
Марка	Д12А-525
Мощность, кВт	390

Электрооборудование

Напряжение, В	24
Питание:	
основное	От генератора автомобиля через аккумуляторную батарею или от генератора вспомогательного двигателя
вспомогательное	От промышленной сети через выпрямительное устройство

Насос

Тип	15 Гр
Полезная мощность, кВт	175
Наибольшее давление на выкиде, МПа	40,0
Наибольшая идеальная подача, л/с	16

Мостки

Наибольшая длина укладываемой трубы, м	16
Вместимость стеллажей-мостков для насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, м ³	4500

Ротор

Диаметр проходного отверстия стола, мм	200
Нагрузка на стол, кН	1250
Габариты основного оборудования комплекса (в транспортном положении), мм:	
установки УПА-80	15500×3200×4250
насосного блока БНП-15Гр	7500×2900×3000
мостков МПП-80	17100×3300×4500
Масса комплекса, кг	69 500

Подъемный агрегат А-50У (табл. 20.4) служит для спуско-подъемных операций с укладкой труб на мостки при освоении, текущем и капитальном ремонте скважин, для разбуривания цементной пробки, промывки скважин, удаления песчаных пробок, установки фонтанной арматуры и других видов работ.

Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КраЗ-257, включает: однобарабанную лебедку с трансмиссией привода; вышку с талевой системой; ротор с гидроприводом; промежуточный вал бурового ротора; систему управления; насосный блок.

В комплект поставки входят агрегат в сборе, ротор с гидроприводом, насосный блок на автоприцепе, запасные части к агрегату и запасные части и инструмент к автомобилю.

Таблица 20.3

Техническая характеристика подъемных агрегатов

Показатели	А-50У	АзИНМАШ-37А	АзИНМАШ-43А	Бакинец-3М
Номинальная грузоподъемность, т	50	32	28	37
Привод от двигателя	Автомобиль КрАЗ-257	Автомобиль КрАЗ-255Б	Трактор Т-100МЗБГС	Трактор Т-100МЗ
Мощность двигателя, кВт	180	180	81	81
Лебедка				
Вместимость барабана (при навивке каната диаметром 15 мм), м	2000	2000	2000	1200
Тормозные шкивы				
Число	2	1	1	1
Диаметр, мм	1000	1000	1000	850
Тормозные ленты				
Число	2	2	2	1
Ширина, мм	150	120	120	200

Показатели	А-50У	АЗИНМАШ-37А	АЗИНМАШ-43А	Бакинец-3М
Вышка				
Высота от земли до оси кронблока, м	22,4	18,0	18,0	17,4
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	16,0	12,5	12,5	12,0
Оснастка	3×4	2×3	2×3	3×4
Диаметр талевого каната, мм	25,0	22,5	22,5	18,5
Ротор				
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, мм	142	—	—	—
Нагрузка на стол, кН	500	—	—	—
Насосный блок				
Тип насоса	9 МГр	—	—	—
Наибольшее давление на выкиде, МПа	16,0	—	—	—
Максимальная подача, л/с	9,95	—	—	—
Габариты подъемного агрегата в транспортном положении, мм:				
длина	12 460	10 050	10 050	11 000
ширина	2650	2750	3297	2440
высота	4160	4060	3915	3800
Масса агрегата, кг	32 104	20 400	22 450	20 190

Таблица 20.4

Характеристика агрегата А-50У

Скорость лебедки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, кН
I	39,8	0,181	500
II	69,8	0,317	345
III	153,0	0,695	126
IV	268,0	1,215	75

Таблица 20.5

Характеристика агрегата АзИНМАШ-37А

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка при намотке второго ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, кН
I	0,34	320
II	0,72	175
III	1,45	86
Задний ход	0,915	—

Таблица 20.6

Характеристика агрегата АзИНМАШ-43А

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка при намотке второго ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, кН
I	0,225	280
II	0,365	173
III	0,615	103
IV	1,0	63

Подъемный агрегат АзИНМАШ-37А (табл. 20.5) предназначен для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем ремонте скважин.

Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КраЗ-255Б, состоит из: лебедки, вышки с левой системой, кабины машиниста, системы управления агрегатом, вспомогательных узлов и механизмов.

В комплект поставки входят агрегат в сборе, автомат АПР-2ВБ (с электроинерционным приводом и переключателем) для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб, автомат АШК-Г (с электроприводом) для свинчивания и развинчивания насосных штанг, запасные части и инструмент к автомобилю и агрегату.

Подъемный агрегат АзИНМАШ-43А (табл. 20.6) предназначен для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем ремонте скважин, расположенных в труднодоступных местах.

Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на гусеничном болотоходном гидрофицированном тракторе типа Т-100М36ГС, включает: коробку передач, однобарабанную лебедку, вышку с талевой системой, систему управления, вспомогательные узлы и механизмы.

Таблица 20.7

Характеристика агрегата Бакинец-3М

Скорость лебедки	Шестирунная оснастка		Семиструнная оснастка	
	Скорость подъема крюка при намотке третьего ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, кН	Скорость подъема крюка при намотке третьего ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, кН
I	0,169	320	0,145	370
II	0,231	230	0,197	270
III	0,357	150	0,357	175
IV	0,693	76	0,594	89

Таблица 20.8

Характеристика агрегата АЗИНМАШ-43П

Скорость лебедки	Частота вращения вала барабана, об/мин	Скорость набегания каната на барабан при намотке второго ряда, м/с	Тяговое усилие каната, кН
I	35,0	0,88	75,0
II	58,3	1,46	45,3
III	96,0	2,42	27,5
IV	159,0	4,01	16,6

Таблица 20.9

Техническая характеристика подъемников

Показатели	АЗИНМАШ-43П	ЛПТ-8	ЛПР-10Э
Наибольшее тяговое усилие на набегавшем конце каната, кН	75	85	100
Диапазон скоростей набегавшего конца каната, м/с	0,9—4,0	1,12—5,36	1,5—7,2
Привод лебедки от двигателя	Трактор Т-100МЗ	Трактор Т-130	Два электродвигателя
Мощность привода, кВт	81	120	150
Вместимость барабана лебедки (при навивке каната диаметром 15 мм), м	2000	2000	2200
Число тормозных шкивов	1	2	2
Диаметр тормозного шкива, мм	1000	1000	1120
Число тормозных лент	2	2	2
Ширина тормозных лент, мм	120	160	160

Показатели	АзИНМАШ-43П	ЛПТ-8	ЛПР-10Э
Фрикционный материал	Медно-асбестовая плетенка	«Ретинакс»	«Ретинакс»
Габариты, мм:			
длина	5950	6440	7000
ширина	2680	2750	2850
высота	3100	3000	2180
Масса, кг	16 400	18 600	12 500

В комплект поставки входят агрегат в сборе, автомат АПР-2ВБ (с электроинерционным приводом и переключателем) для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб, запасные части и инструмент к агрегату и трактору.

Подъемный агрегат Бакинец-3М (табл. 20.7) служит для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте скважин.

Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на гусеничном тракторе Т-100МЗ, включает: коробку передач, однобарабанную лебедку, вышку с талевой системой, кулисный механизм подъема вышки, систему управления, вспомогательные узлы и механизмы.

В комплект поставки входят агрегат в сборе, запасные части к агрегату, запасные части и инструмент к трактору.

Подъемник АзИНМАШ-43Ц (табл. 20.8) предназначен для проведения спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин, оборудованных стационарными вышками или мачтами.

Подъемник, представляющий самоходную установку на базе гусеничного болотоходного трактора Т-100МЗБГС или Т-100МЗ, включает: коробку передач, однобарабанную лебедку, систему управления.

В комплект поставки входят подъемник в сборе, запасные части к подъемнику, запасные части и инструмент к трактору.

Подъемник ЛПТ-8 (табл. 20.9) предназначен для ремонта скважин глубиной до 2500 м, оснащенных стационарными вышками или мачтами. Он создан на базе трактора Т-130 и состоит из коробки передач, лебедки, системы управления, вспомогательных узлов и механизмов.

Подъемная установка ЛПР-10Э (см. табл. 20.9) служит для освоения и капитального ремонта скважин глубиной до 3500 м, оснащенных стационарными вышками или мачтами. Используется также на скважинах, расположенных на морских основаниях. Она смонтирована на раме-санях и включает: лебедку,

Таблица 20.10

Техническая характеристика стационарных лебедок

Показатели	ЛМЗ-2	2ЛБ-3	Л1-4МЗ
Номинальная грузоподъемность, т:			
при оснастке 4×5	60	75	120
при оснастке 4×6	75	100	158
Приводная мощность, кВт	160	320	320
Сила натяжения ходового конца талевого каната на барабан лебедки, кН	80	105	190
Диаметр бочки барабана, мм	400	500	650
Длина бочки барабана, мм	760	690	840
Диаметр тормозных шайб, мм	1064	1100	1170
Ширина тормозных шайб, мм	250	250	250
Габариты, мм:			
длина	4000	3920	3700
ширина	2700	2620	2960
высота	1700	2390	2390
Масса лебедки (без цепей), кг	7200	9740	11 000

ротор Р-200, механизмы для свинчивания и развинчивания буровых (73- и 89-мм) и насосно-компрессорных (до 114 мм) труб с гидравлическим приводом и гидрораскрепителем, средства малой механизации.

Кроме перечисленных подъемников при сложных ремонтных работах, проводимых в глубоких скважинах, применяют стационарные двух-, трех- и четырехскоростные лебедки типов ЛМЗ-2, 2ЛБ-3 и Л1-4МЗ (табл. 20.10).

Стальные талевые канаты диаметром от 10 до 30 мм, используемые в подъемных агрегатах, подъемниках и лебедках, по своим техническим характеристикам должны иметь временное сопротивление разрыву 16,0 МПа.

Цементировочные агрегаты предназначены для приготовления, закачки и продавливания тампонажных и других растворов в скважину и за колонну, а также для вымывания излишков растворов из нее. Используются при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пластов и других технологических операциях.

В промышленной практике широко применяют цементировочные агрегаты ЦА-320М, 5ЦА-320С, 3ЦА-400А и АС-400М1 (табл. 20.11).

Цементосмесительные машины и агрегаты (табл. 20.12, 20.13) служат для транспортирования сухих тампонажных материалов и глинопорозов и механизированного приготовления тампонажных и глинистых растворов.

Таблица 20.11

Техническая характеристика цементировочных агрегатов

Показатели	ЦА-320М	5ЦА-320С	3ЦА-400А	АС-400М1
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-257	Рама-сани	КрАЗ-257	«Гатра»
Тип двигателя силовой установки	ГАЗ-51А	ГАЗ-51А	В2-500А-С2	11АНВД-350
Тип водоподающего насоса	1В	БВ-15	—	2Ш
Подача насоса, л/с	13	13	—	15,8
Давление на выкиде, МПа	1,5	1,5	—	15
Тип цементировочного насоса	9Т	9Т	11Т	ВРС-220М
Подача насоса, л/с:				
минимальная	2,9	2,9	6,6	3,6
максимальная	23,0	23,0	33,0	15,4
Максимальное давление при минимальной подаче, МПа	32,0	32,0	40,0	40,0
Давление при максимальной подаче, МПа	4,0	4,0	8,0	9,2
Вместимость мерного бака, м ³	6,4	6,4	6,0	3,0
Общая масса агрегата, т	17,5	9,8	22,5	17,7

Таблица 20.12

Техническая характеристика цементосмесительных машин

Показатели	СМ-4М	СМ-10	СМП-20	2СМН-20
Монтажная база (шасси)	ЗИЛ-131А	ЯАЗ-219	Прицеп 3-П1-20	КрАЗ-257
Масса перевозимого груза, т	3—4	10	20	8—10
Объем бункера, м ³	3,2	7,5	14,5	14,5
Вместимость бункера по цементу, т	4	10	20	20
Способ получения раствора	Вакуумно-гидравлический	Механико-гидравлический	Вакуумно-гидравлический	Механико-гидравлический
Производительность, м ³ /мин, при приготовлении раствора:				
цементного	0,4—0,6	0,6—1,0	0,8—1,6	0,6—1,2
цементно-бентонитового	—	—	—	0,5—1,0
бурового	—	—	—	1—2
Плотность приготавливаемого тампонажного раствора, г/см ³	1,7—2,0	1,7—2,0	1,75—2,0	1,75—2,0
Давление жидкости затворения, МПа	0,6—1,0	0,7—1,0	0,7—1,5	0,8—2,0
Масса ненагруженной машины, т	6,8	11,8	8,5 (без тягача)	13,8

Таблица 20.13

Техническая характеристика цементосмесительных агрегатов

Показатели	1АС-20	2АС-20	3АС-30
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-219	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б
Масса перевозимого груза, т	9,5	9,5	6,0
Объем бункера, м ³	14,5	14,5	14,0
Способ приготовления раствора	Механико-гидравлический	Механико-гидравлический	Пневмогидравлический
Максимальная производительность при приготовлении растворов, м ³ /мин	2,0	1,8	1,8
Плотность приготавливаемого тампонажного раствора, г/см ³	1,8÷2,0	1,7—2,0	1,3÷2,4
Водоподающий блок:			
тип насоса	1В (трехплунжерный)	4К-6 (центробежный)	4К-6 (центробежный)
максимальная подача, л/с	13,0	37,5	37,5
максимальное давление, МПа	1,5	1,0	1,0
привод насоса	ГАЗ-51	От тягового двигателя автомобиля	От тягового двигателя автомобиля
Компрессорный блок:			
тип компрессора	—	—	РК-6/1
подача, м ³ /мин	—	—	6,0
давление, МПа	—	—	0,1
привод компрессора	—	—	От тягового двигателя автомобиля
Масса ненагруженного агрегата, т	15,0	13,5	13,6

Цементировочные головки, используемые для обвязки устья скважин в процессе цементирования, типов ГУЦ и ГЦК должны соответствовать техническим условиям ТУ 26-02-18—71.

Насосные агрегаты 2АН-500, 3АН-500, 4АН-700 предназначены для закачки рабочей жидкости и песчано-жидкостных смесей в скважину и продавки их в трещины пласта при производстве работ по гидроразрыву. Насосные агрегаты монтируют на шасси грузовых автомобилей типа КрАЗ. Насосные агрегаты включают: силовую установку, коробку передач, плунжерный насос, манифольды, систему управления. Подача насосных агрегатов должна соответствовать приведенным в следующей таблице:

Скорость	2АН-500		3АН-500		4АН-700			
	Диаметр сменных плунжеров, мм							
	100		115		100		120	
	Подача, л/с	Давле- ние, МПа	Подача, л/с	Давле- ние, МПа	Подача, л/с	Давле- ние, МПа	Подача, л/с	Давле- ние, МПа
I	5,10	50,8	8,8	50,0	6,3	71,9	9,0	50,0
II	5,92	43,7	12,0	37,0	8,5	52,9	12,3	36,6
III	7,33	35,3	15,8	29,0	12,0	37,4	17,3	26,0
IV	8,92	29,0	20,0	23,0	15,0	29,8	22,0	20,7
V	11,55	22,4	—	—	—	—	—	—
VI	14,95	17,3	—	—	—	—	—	—

Пескосмесительные агрегаты 3ПА и 4ПА (табл. 20.14), предназначенные для транспортировки песка и приготовления песчано-жидкостных смесей для гидроразрыва пласта, монтируют на шасси автомобиля КраЗ-257. Агрегат состоит из: бункера со шнековым транспортером и мешалкой, смесительного устройства вертикального типа, центробежного насоса, силовой установки на базе двигателя внутреннего сгорания для привода центробежного насоса, коробки передач, механизмов управления агрегатом, манифольдов.

Автоцистерны (табл. 20.15) применяют для транспортировки жидкостей для гидроразрыва пласта, гидropескоструйной перфорации, подачи их в пескосмесительный или насосный агрегат. Автоцистерны монтируют на шасси автомобилей. Они включают цистерну, оснащенную уровнемером, люком, дыхательным клапаном и площадкой обслуживания, насосами, силовой установкой, редуктором, манифольдами, запорной и предохранительной арматурой.

Для обвязки агрегатов при работах по гидроразрыву пласта используют блок манифольда 1БМ-700, смонтированный на базе автомобиля ЗИЛ-157К, а также универсальную устьевую арматуру 1УА-700 и 2УА-700.

Кислотные агрегаты (табл. 20.16) предназначены для транспортирования ингибированного раствора соляной кислоты и нагнетания ее непосредственно в скважину или через насосный агрегат.

Самоходная установка СУЭПС-1200 используется для периодической электротепловой обработки призабойной зоны скважин. Она состоит из трех электронагревателей НММ 17,85/21, каротажного подъемного агрегата СКП-5 с лебедкой и кабелем-тросом КТГН-10 для спуска в скважину электронагревателей, размещаемых на шасси ЗИЛ-157Е, и трех одноосных прицепов ГАЗ-704, на каждом из которых смонтированы станция уп-

Таблица 20.14

Техническая характеристика пескосмесительных агрегатов

Показатели	ЗПА	ИПА
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-257	КрАЗ-257
Двигатель автомобиля	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238
Силовая установка	ГАЗ-51	ГАЗ-53
Насос	4ПС-9	4ПС-9
Подача песчано-жидкостной смеси, м ³ /ч:		
минимальная	60	60
средняя	130	130
максимальная	200	200
Давление на выкиде насоса, МПа, при подаче смеси:		
минимальной	30,0	30,0
средней	27,5	27,5
максимальной	22,0	22,0
Полезная вместимость бункера, м ³	4,5	6,5
Полезная вместимость аккумулятора, м ³	—	1,0
Масса транспортируемого песка, т	10	14
Подача шнеков, т/ч:		
минимальная	2	2
максимальная	40	50
Условный диаметр манифольда, мм:		
наливных труб	50	50
раздающего коллектора	100	100
Габариты, мм:		
длина	9200	8700
ширина	2915	2625
высота	3550	3650
Масса агрегата, кг:		
без груза	13 460	14 000
с грузом	24 000	28 000

равления и автотрансформатор. Потребляемая мощность каждого электронагревателя 13 кВт, масса 125 кг. Электронагреватель представляет собой электрическую трехфазную печь сопротивления, выполненную из 12 стандартных трубчатых элементов на общем каркасе, включаемых в промышленную сеть при помощи кабель-троса.

В случае обработки призабойной зоны скважин паром или горячей водой используют **передвижные парогенераторные установки** ППГУ-4/120М или паровые котельные общего типа с котлом ДКВР. При этом устье скважины оборудуют фонтанной арматурой АПБО-150, лубрикатором ЛП50-150 и колонной головкой типа ГКС.

Таблица 20.15

Техническая характеристика автоцистерн

Показатели	ЦР-20	ЦР-500	ЦР-7АП	4ЦР
Монтажная база (шасси)	Автомобильный прицеп 4МЗАП-552 КрАЗ-258 или КрАЗ-221Б	МАЗ-500	КрАЗ-255В	КрАЗ-257
Мощность двигателя автомобиля, кВт	180	135	180	180
Объем цистерны, м ³	17	5,5	7,5	9,0
Насос	Центробежный 8К-18	Трехплунжерный 1В	Центробежный	Трехплунжерный 1В (вертикальный)
Максимальная подача, л/с	100	13,4	14,4	16,7
Максимальное давление, МПа	2,07	1,00	0,73	1,00
Потребляемая мощность, кВт	15	15	15	22
Силовая установка	ГАЗ-51	ГАЗ-51	ГАЗ-51	От двигателя автомобиля
Время заполнения цистерны, мин	5	7	7	9
Условный диаметр манифольда, мм:				
всасывающей трубы	200	100	100	100
нагнетательной трубы	150	50	50	50
Допустимая высота всасывания, м	15	6	6	6
Габариты, мм:				
длина	15 567 (с тягачом)	7020	8645	10 100
ширина	3000	2660	2750	2740
высота	3330	2650	3200	2700
Масса автоцистерны, кг:				
порожней	11 440 (без тягача)	8000	12 170	13 300
с жидкостью (плотность 1 г/см ³)	28440	13 800	19 670	22 315

Таблица 20.16

Техническая характеристика кислотных агрегатов

Показатели	АЗИНМАШ-30	АКПП-500	КП-6,5
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б	КрАЗ-255Б
Объем гуммированной цистерны, м ³	6	3	6
Насос	4НК-500	5НК-500	3Х-9В-3-51
Максимальная подача, л/с	13,95	15,8	60
Максимальное давление, МПа	50,0	50,0	0,35
Допустимая высота всасывания, м			2—5
Габариты, мм:			
длина	9600	8645	8645
ширина	2750	2750	2750
высота	2940	3760	3760
Масса агрегата, кг:			
порожного	16 200*	16 090	13 420
с жидкостью	24 200*	19 690	19 870

* Кислотный агрегат АЗИНМАШ-30 может транспортировать дополнительную цистерну объемом 6 м³, размещаемую на двухосном прицепе МА3-5243Ш грузоподъемностью не более 6800 кг.

ГЛАВА 21

ТРУБЫ И СПЕЦИАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Трубы. Для сооружения промышленных газосборных сетей, коллекторов и трубопроводов применяют стальные трубы (табл. 21.1), которые должны удовлетворять следующим расчетным, в соответствии со СНиП II-46—75, данным:

предел прочности и предел текучести стали должен быть не ниже значения, принятого для определения толщины стенки; относительное удлинение не менее 20%;

отношение предела текучести к пределу прочности не более 0,8;

толщина стенок труб (независимо от расчетной) должна быть не менее 5 мм для труб $D_y \leq 300$ мм, 6 мм для труб $300 \text{ мм} \leq D_y \leq 500$ мм и 7 мм для труб $D_y \geq 500$ мм.

Трубы на заводе-изготовителе должны подвергаться гидравлическому испытанию внутренним давлением из расчета создания в металле напряжений, равных 90% от предела текучести. Расчет осуществляют по минимальной толщине стенок.

Промысловые газосборные сети, коллекторы и трубопроводы наружным диаметром до 426 мм сооружают из стальных бесшовных труб, изготавливаемых из углеродистой и легированной сталей.

Промысловые газосборные сети, коллекторы и трубопроводы наружным диаметром более 426 мм сооружают из стальных

Таблица 21.1

Номенклатура стальных труб и деталей трубопроводов для обустройства месторождений

Трубы или детали				Сталь	
Тип	Основание	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка	Основание

Стальные трубы

Бесшовные горячедеформированные	ГОСТ 8732—78	57—426	По сортаменту	Ст. 4СП; 10; 20; 10Г2	ГОСТ 380—71
	ГОСТ 8731—74 (гр. В, Г)				ГОСТ 1050—74 ГОСТ 19282—73
Бесшовные холоднодеформированные	ГОСТ 8733—74	14—57	То же	10; 20; 10Г2; 09Г2	ГОСТ 1050—74
	ГОСТ 8734—75				ГОСТ 19282—73
Бесшовные для установок химических и нефтехимических производств	ТУ-14-3-251—74	57—273	»	20; 14ХГС	ГОСТ 1050—74
					ГОСТ 19282—73
Бесшовные для паровых котлов и трубопроводов (горячедеформированные)	ТУ-14-3-460—75	57—426	»	20; 15ГС	ТУ 14-3-460—75
Бесшовные горячедеформированные	ТУ-14-3-500—76	219; 273; 325	8—12	09Г2С	ГОСТ 19282—73
			9—15	09Г2С	ГОСТ 8731—74
			9—15	09Г2С	(гр. В)
Электросварные прямошовные	ГОСТ 20295—85	530; 720; 820	7—10	12Г2С	ГОСТ 20295—85
			7,5—11	12Г2С	
			8,5—11	12Г2С	
Электросварные прямошовные экспандированные	ТУ 14-3-602—77	1020	10—14	17Г1СУ	ТУ 14-3-602—77
			11	14ХГС	
Электросварные прямошовные экспандированные	ТУ 14-3-604—77 ТУ 14-3-605—77	530 530	7—9	09Г2С	ТУ 14-3-604—77
			7—9	10Г2С1	ТУ 14-3-605—77

Трубы или детали				Сталь	
Тип	Основание	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка	Основание
Детали трубопроводов					
Отводы крутоизогнутые бесшовные приварные	ГОСТ 17375—83	57—530	По сортаменту	20	ГОСТ 1050—74
	ГОСТ 17380—83 ОСТ 102-45—78 МН 3576-62	60—420		10Г2	ГОСТ 19282—73
Отводы крутоизогнутые штамповарные приварные	ТУ 102-212—79	720—1420	»	20	ГОСТ 1050—74
				15ХСНД	ГОСТ 19282—73 ТУ 14-1-629—73
Тройники бесшовные приварные	ГОСТ 17376—83	57—426	По сортаменту	20	ГОСТ 1050—74
	ГОСТ 17380—83 ОСТ 102-45—78 МН 3570-62	16—76		»	10Г2
			»	20	ГОСТ 1050—74
Тройники штамповарные приварные	ТУ 102-212—79	530—1420	»	15ХСНД	ГОСТ 19282—73 ТУ 14-1-629—73
			»	20	ГОСТ 1050—74
Переходы бесшовные приварные	ГОСТ 17378—83	57—426	»	10Г2	ГОСТ 19282—73
	ГОСТ 17380—83 ОСТ 102-45—78 МН 3578-62	60—426		»	20
	ТУ 102-212—79	530—1420	»	15ХСНД	ГОСТ 19282—73 ТУ 14-1-629—73
Заглушки эллиптические бесшовные приварные	ГОСТ 17379—83	32—530	»	20	ГОСТ 1050—74
	ГОСТ 17380—83 ОСТ 102-45—78			10Г2	ГОСТ 19282—73
Днища эллиптические отбортованные сварные и бесшовные приварные	ТУ 102-212—79	530—1220	»	15ХСНД	ГОСТ 19282—73 ТУ 14-1-629—73

Таблица 21.2

Техническая характеристика очистных поршней (рабочая среда — природный газ) с авиационными крышками

Показатели	ОПР-М-1200	ДЗК-РЭМ-1200	ДЗК-РЭМ-1400
Минимальный перепад давления для страгивания поршня в сухом трубопроводе, МПа	0,05—0,06	0,02—0,03	0,02—0,03
Оптимальная скорость перемещения в трубопроводе, км/ч	1—10	1—10	1—10
Длина пробега поршня без замены крышек, км	250	150	150
Усилия запасовки поршня в трубопровод, кН	45	45	45
Габариты, мм:			
длина	1600	1800	2100
диаметр	1260	1260	1450
Масса, кг	490	150	300

Примечание. Авиационная крышка 1260×390; наружный диаметр 1246±14 мм; посадочный диаметр 588 мм; ширина 386±8 мм; рисунок протектора «зиг-заг»; масса 58 кг.

Таблица 21.3

Устройства для продувки участков трубопроводов

Степень засоренности трубопровода	Диаметр трубопровода, мм	Радиус изгиба, м	Вид очистного устройства, рекомендуемого к применению
Большое количество твердых загрязнений (жидкость до 10%)	300—1400	5	Поршень с двумя авиационными крышками, $L=2,2D$
	300—1400	3	Поршень, имеющий шарнирное соединение с тремя авиационными крышками, $L=2,2D$
Сухие и твердые загрязнения	100—250	5	Поршень двухмонтажный, $L=1,8D$
	100—250	3	Поршень трехмонтажный, $L=1,8D$
	600—1400	5	Поршень щеточно-манжетный (2 щетки, 2 манжеты), $L=1,8D$
	300—1400	3	Поршень щеточно-манжетный, имеющий шарнирное сочленение (2 щетки, 2 манжеты), $L=2,2D$
	300—500	3	Поршень щеточно-манжетный (1 щетка, 2 манжеты), $L=1,6D$
Большое количество жидкости (более 10—15%)	300—1400	5	Поршень ОПР-М с тремя авиационными крышками, $L=1,1D$
	600—1400	5	Поршень ОПР-М с уплотнительными манжетами, $L=1,2D$
	100—500	3	Поршень ОПР-М с уплотнительными манжетами, $L=1,2D$
	100—1400	3	Поршень ДЗК-РЭМ с уплотнительными стационарными и надувными манжетами, $L=1,5D$

электросварных прямошовных или спирально-сварных труб, изготавливаемых из низколегированных сталей.

Гидравлические испытания трубопроводов необходимо производить пробным давлением, равным 1,25 рабочего. Арматура и фасонные детали трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию в соответствии с ГОСТ 356—80. Гидравлические испытания осуществляют после проведения дефектоскопии и устранения выявленных дефектов. Для проведения гидравлических испытаний используют воду при температуре не ниже +5 °С. Давление надо измерять двумя проверенными манометрами, один из которых — контрольный. Давление должно подниматься и снижаться постепенно. Время выдержки при пробном давлении должно быть не менее 5 мин.

Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлические испытания, если нет: признаков разрыва; течи, слезок и потения в сварных соединениях и на металле; видимых остаточных деформаций.

Очистные поршни. С целью устранения посторонних примесей — почвы, воды, шлама, остающихся в полости труб от строительства и ремонта, а также для удаления осадконакоплений трубопроводы продувают с пропуском специальных поршней или других очистных устройств (табл. 21.2). Скорость прохождения этих устройств определяется скоростью перекачки газа, нефти или конденсата.

Участки трубопроводов в зависимости от их засоренности следует продувать специальными устройствами (табл. 21.3).

ГЛАВА 22

СЕПАРАТОРЫ, РАЗДЕЛИТЕЛИ, ЕМКОСТИ

При добыче, подготовке, транспортировке и хранении газа широко используют различного рода и назначения сепараторы — оборудование для разделения газовых, жидкостных и твердых фаз.

В одних случаях сепараторы применяют для грубого разделения жидкости и газа, например при сепарации нефти от попутного газа или сжатого воздуха от компрессорного масла. Эту группу сепараторов называют трапами или гравитационными сепараторами. Разделение жидкости и газа в трапах происходит в основном в результате действия гравитационных сил. Иногда в конструкцию трапов включают отбойные козырьки и коагулирующие устройства. При этом эффективность трапов несколько возрастает, так как к гравитационным силам, действующим на сепарируемые частицы, добавляются инерционные силы. Тем не менее эффективность сепарации в трапах редко превышает 80—85 %.

При необходимости обеспечения более высокой эффективности сепарации газа от жидкости (до 90—99%), предотвращения нежелательных явлений уноса реагентов, абсорбента, промывочной жидкости из технологических установок используют газожидкостные сепараторы. Процесс осаждения капель жидкости из газового потока в газожидкостных сепараторах происходит в результате действия на сепарируемые капли центробежных и инерционных сил в сочетании с гравитационными.

Отличие газожидкостных сепараторов от трапов заключается в следующем: в газожидкостных сепараторах обрабатывается газожидкостная система с высоким газосодержанием или газовым фактором, а в трапах — газожидкостная система с малым газосодержанием или газовым фактором.

Следующую группу сепараторов, применяющихся для очистки транспортируемого газа, можно классифицировать как пылеуловители или скрубберы, подразделив их на «мокрые» и «сухие».

Особую группу сепараторов можно выделить для разделения системы газ — жидкость — жидкость. Это так называемые трехфазные сепараторы или разделители жидкости. Наконец, к классу сепараторов могут быть отнесены технологические емкости, используемые для хранения, слива, налива и смешивания различных жидкостей и реагентов в установках подготовки газа.

Сепараторы, разделители и емкости изготовляют в соответствии с ТУ 26-02-780—77, ОСТ 26-291—78 и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». При монтаже необходимо выполнять требования СНиП III-31—74 «Строительные нормы и правила. Правила производства и приемки работ. Технологическое оборудование. Основные положения».

Гидравлические испытания сосудов, работающих под давлением, должны производиться пробным давлением (табл. 22.1).

Таблица 22.1
Условия испытания сосудов

Сосуды	Рабочее давление, МПа	Пробное давление $p_{пр}$, МПа×10
Все, кроме литых	≤ 50	$1,5 p \frac{[\sigma_{20}]}{[\sigma_t]} \geq 2$
То же	≥ 5	$1,25 p \frac{[\sigma_{20}]}{[\sigma_t]} \geq 3$
Литые	Независимо от давления	$1,5 p \frac{[\sigma_{20}]}{[\sigma_t]} \geq 3$

конструкционные (расчет толщины стенок, рабочего давления, габаритов узлов и деталей);

технологические (расчет производительности);

гидравлические (расчет потерь давления).

Материальное оформление сосудов, аппаратов и технологических блоков, технология проектирования и изготовления которых осуществляется в соответствии с ОСТ 26-291—79 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Технические требования» и ОСТ 26-02-376—78 «Блоки технологические газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия», предназначенные для установок подготовки и переработки газа и нефти, содержащих сероводород, производят в соответствии с руководящим техническим материалом РТМ 26-02-63—83.

Сосуды, аппараты и технологические блоки, работающие под избыточным давлением во влажной среде, содержащей сероводород, в зависимости от парциального давления сероводорода (p_{H_2S}) и кислотности среды (рН) подразделяют на пять категорий:

I — $p_{H_2S} \geq 1$ МПа при любом значении рН;

II — $1 \text{ МПа} > p_{H_2S} \geq 0,1$ МПа при $pH \leq 5$;

III — $1 \text{ МПа} > p_{H_2S} \geq 0,1$ МПа при $pH > 5$;

IV — $0,1 \text{ МПа} > p_{H_2S} \geq 0,01$ МПа при $pH \leq 5$;

V — $0,01 \text{ МПа} > p_{H_2S} > 0,0003$ МПа при любом рН.

В зависимости от категории сосуда, аппарата и технологического блока выбирают материал для их элементов (табл. 22.2).

Расчет на прочность сосудов и аппаратов выполняют в соответствии с РТМ 26-02-62—83 «Расчет на прочность элементов сосудов и аппаратов, работающих в средах, вызывающих коррозионное сероводородное растрескивание».

Выбор конструкционных материалов для изготовления фланцевой арматуры и подземного скважинного оборудования в нормальном, коррозионно-стойком и хладостойком исполнениях осуществляют в соответствии с техническими условиями нефтяного и химического машиностроения: ТУ 26-16-43—77, ТУ 14-1-1554—75, ТУ 14-1-1755—76, выбор уплотнительных материалов — по ТУ 38-114192—76, ТУ 38-405134—82.

Газосепараторы центробежные регулируемые по ОСТ 26-02-2057—79 предназначены для предварительной очистки газа от жидкости в промысловых установках подготовки газа, а также в качестве замерного сепаратора в установках замера газа и жидкости. Выпускают сепараторы на рабочее давление от 6,4 до 16 МПа. Сепараторы обеспечивают степень очистки газа от жидкости не менее 98% при начальном предельном содержании жидкости, поступающей с газом в аппарат, до $200 \text{ см}^3/\text{нм}^3$. Газосепараторы могут эксплуатироваться в районах с жарким, умеренным и холодным климатом (по ГОСТ

Таблица 22.2

Материал для изготовления сосудов, аппаратов, блоков в зависимости от их категоричности

Сборочные единицы и детали	Категория сосуда, аппарата, блока				
	I	II	III	IV	V
Корпуса днищ	Сталь марки 20ЮЧ по ТУ 14-1-3333—82				Сталь марки 20ЮЧ по ОСТ 26-291—79
Опоры, лапы, стойки, опорные листы	ОСТ 26-291—79				
Фланцы	Сталь марки 20ЮЧ по ТУ 13-1-3332—82, ТУ 14-1-3333-82 Сталь марки 20Щ, 10Г2Ш по ТУ 26-0251-16—78				Сталь марки 20ЮЧ по ОСТ 26-291—79
Крышки-заглушки	Сталь марки 20ЮЧ по ТУ 14-1-3333-82				Сталь марки 20ЮЧ по ОСТ 26-291—79
Патрубки:					
люка-лаза	Сталь марки 20ЮЧ по ТУ 14-1-3333-82, ТУ 14-3-1073—82				Сталь марки 20ЮЧ по ОСТ 26-291—79
штуцеров	Сталь марки 20ЮЧ по ТУ 14-1-3332—82, ТУ 14-3-1073—82 Сталь марки 20Щ, 10Г2Ш по ТУ 26-0251-16—78				
Трубы:					
внутренних змеевиков	Сталь 20 по ТУ 14-3-460—75				Сталь 20 ГОСТ 8731—74
обвязки блоков	Сталь марки 20ЮЧ по ТУ 14-3-1073—82, ТУ 14-3-1074—82				Сталь 20 ТУ 14-3-460—75
Внутренние устройства:					
неприварные (съёмные)	Сталь 08Х13, 08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т по ГОСТ 7350—77				ОСТ 26-291—79
приварные	ОСТ 26-291—79				
Крепеж:					
наружный	ОСТ 26-2043—77, ОСТ 26-291—79				ОСТ 26-2043—77
внутренний	Сталь 10Х17Н13М2Т ОСТ 26-2043—77				ОСТ 26-291—79

Примечания. 1. Поковки для сосудов, аппаратов и технологических блоков I, II, III и IV категорий, а также листы для корпусов аппаратов категории III из углеродистой и низколегированной кремниймарганцовистой и марганцовистой сталей должны подвергаться 100%-ному ультразвуковому контролю.

2. Сталь марки 20ЮЧ должна быть проверена на стойкость к сероводородному коррозионному растрескиванию.

Таблица 22.3

Характеристика центробежных регулируемых газосепараторов I и II типа

Показатели	Диаметр, мм						
	179	245		550			
Условное давление, МПа	16	6,4	10	16	6,4	10	16
Объем, м ³	2	0,5	0,5	2,0	2,5	2,5	2,5
Площадь поверхности нагрева, м ²	1,1	1,1	1,1	1,1	2,0	2,0	2,0
Размеры, мм:							
S	20	14	18	24	22	30	45
S ₁	50	18	25	50	22	32	50
S ₂	25	18	25	25	—	—	—
S ₃	62	54	63	80	100	126	162
S ₄	90	90	90	90	130	130	130
S ₅	170	170	170	235	245	245	325
H	3550	2520	2545	3670	5150	5175	5185
H ₁	3480	2450	2475	3600	4960	4985	4995
H ₂	1500	1150	1150	1500	1500	2450	2450
H ₃	1810	1545	1560	1930	3290	3300	3285
H ₄	830	—	—	740	740	780	780
H ₅	1295	528	538	1295	1253	1270	1295
H ₆	700	—	—	700	700	600	600
L	2510	3180	3350	2590	2490	2680	2825
L ₁	1240	630	650	1300	1250	1350	1405
L ₂	650	630	650	670	875	935	970
L ₃	1120	1090	1120	1120	—	—	—
d	330	400	400	450	765	765	850
d ₁	255	325	325	350	660	660	725
d ₂	86	139	130	130	293	270	269
d ₃	36	36	36	36	48	48	64
n	8	8	8	10	10	16	16
Масса, кг	5950	1640	2190	6400	4800	6450	9850

16350—80) при температуре рабочей среды от -30 до $+100$ °С. Потери давления до 0,03 МПа.

Предусмотрены два типа центробежных регулируемых газосепараторов (табл. 22.3, 22.4):

с цилиндрическим сборником жидкости на рабочее давление от 6,4 до 10 МПа, производительностью по газу от 0,15 до 1 млн. нм³/сут (рис. 22.1);

с шаровым сборником жидкости на рабочее давление от 6,4 до 16 МПа, производительностью по газу от 1 до 5 млн. нм³/сут (рис. 22.2).

В конструкции сепараторов предусмотрено размещение подогревателя во внутренней полости сборников жидкости. Производительность сепараторов по газу в зависимости от рабочего давления для обеспечения паспортной степени очистки газа от жидкости регулируется специальным устройством, состоящим из подвижного и неподвижного конусов завихрителя. Подвиж-

Таблица 22.4

Характеристика штуцеров центробежных регулируемых газосепараторов I и II типа (см. табл. 22.3).

Штуцер		Диаметр прохода (мм) при внутреннем диаметре газосепаратора, мм		
		179	245	550
<i>A</i>	Входа газа	100	150	300
<i>B</i>	Выхода газа	100	150	300
<i>B</i>	Выхода конденсата	50	50	100
<i>Г</i>	Дренажа	50	50	50
<i>Д</i>	Уровнемера	50	50	50
<i>Е</i>	Термометра	50	50	50
<i>Ж</i>	Входа теплоносителя	25	25	25
<i>З</i>	Выхода теплоносителя	25	25	25
<i>И</i>	Манометра	25	25	25
<i>К</i>	Дифманометра	25	25	25
<i>Л</i>	Указателя уровня	15	15	15

Примечание. Диаметр прохода люка (М) при тех же условиях — 300 мм.

ный конус завихрителя перемещается вращением штурвала. Средний срок службы 10 лет, наработка на отказ 11 000 ч, ресурс до капитального ремонта 60 000 ч, коэффициент технического использования 0,97.

Производительность по газу центробежных регулируемых газосепараторов в зависимости от рабочих условий сепарации газожидкостного потока может быть установлена по графикам (рис. 22.3).

Газожидкостная смесь в регулируемом центробежном газосепараторе разделяется благодаря закручиванию потока в вертикальном цилиндрическом патрубке, которое обеспечивается использованием специального завихрителя. При прохождении газожидкостного потока через завихритель жидкость под действием инерционных и центробежных сил отбрасывается на стенку вертикального цилиндрического патрубка и стекает вниз по его стенке в сборник, откуда непрерывно или периодически дренируется. Отсепарированный газ отводится из вертикального цилиндрического патрубка через осевой патрубок, в конструкции которого предусмотрена розетка, обеспечивающая стабилизацию потока с целью предотвращения излишних потерь давления потока.

Газосепараторы жалюзийные (ОСТ 26-02-2059—79) предназначены для тонкой очистки газа от жидкости в промысловых установках подготовки газа, а также в процессах нефтяной, газовой и газоперерабатывающей технологий, где необходимо добиться минимального уноса жидкости с газовым потоком (табл. 22.5, 22.6). Выпускают сепараторы на рабочее давление от 6,4 до 10 МПа, диаметром 800, 1000; 1200; 1600 мм, произво-

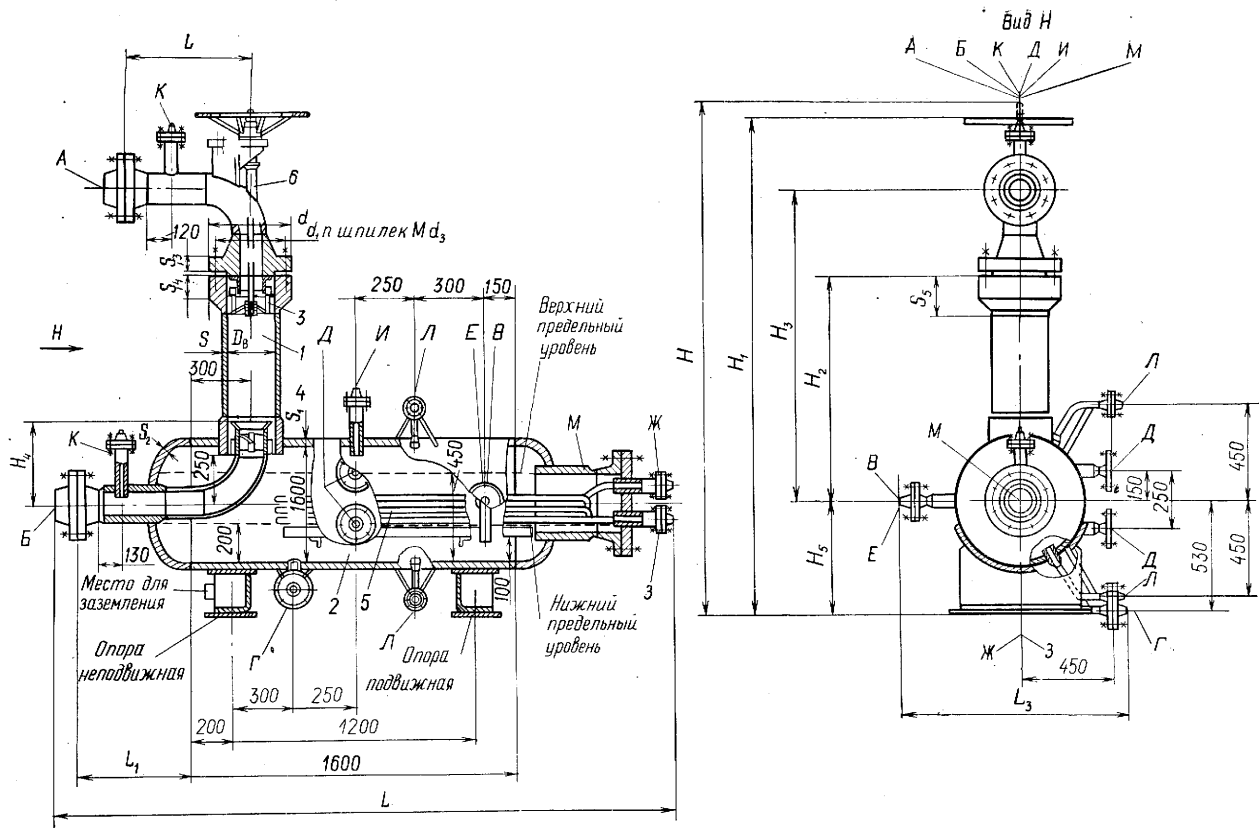


Рис. 22.1. Газосепаратор центробежный с цилиндрическим сборником жидкости:
 1 — корпус сепаратора; 2 — сборник жидкости; 3 — завихритель; 4 — выход газа; 5 — подогреватель; 6 — регулирующее устройство

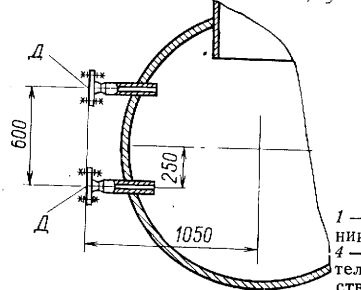
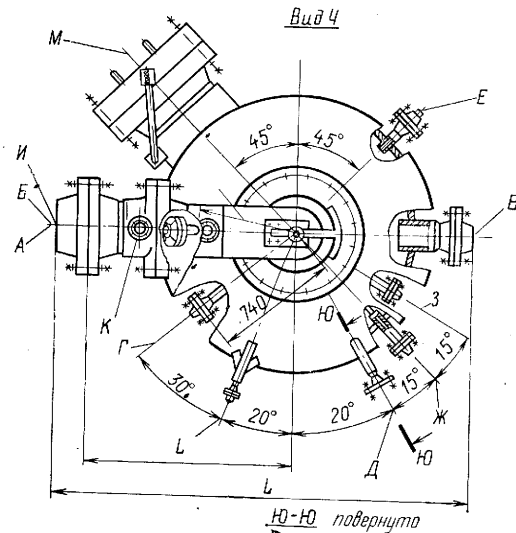
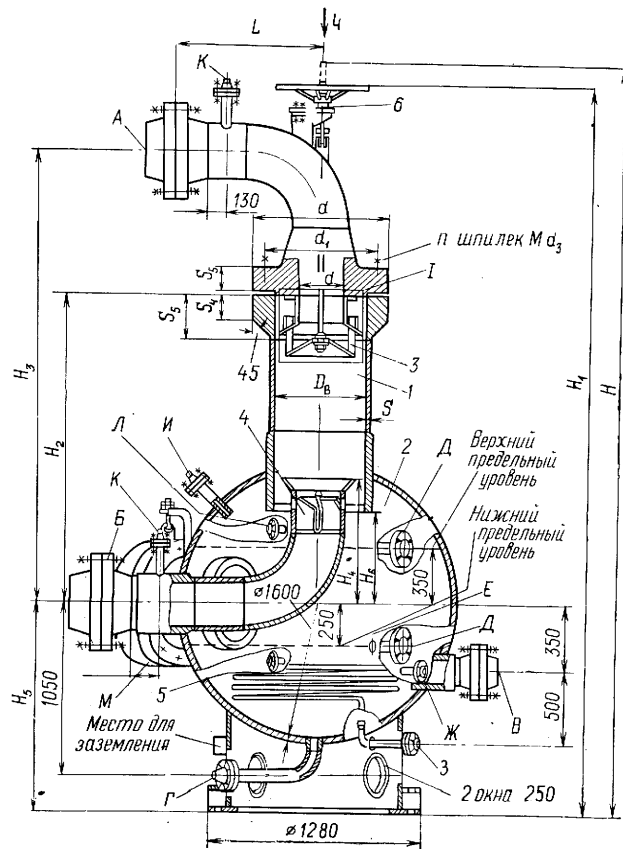


Рис. 22.2. Газосепаратор центробежный с шаровым сборником жидкости:

1 — корпус сепаратора; 2 — сборник жидкости; 3 — завихритель; 4 — выход газа; 5 — подогреватель; 6 — регулирующее устройство

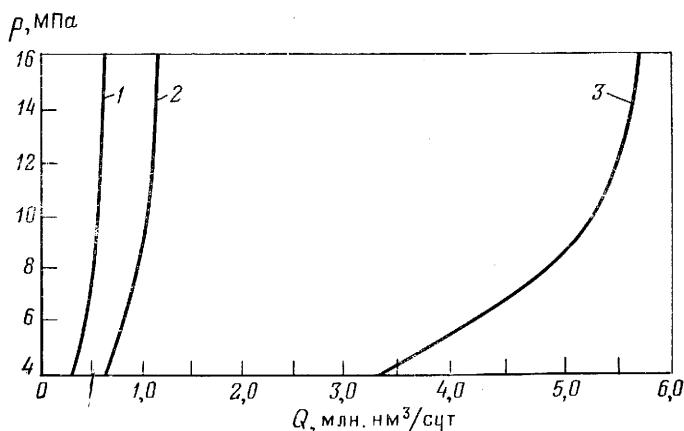


Рис. 22.3. График изменения производительности центробежных регулируемых газосепараторов при D_y в мм:
1 — 178; 2 — 245; 3 — 550

дительно по газу от 0,7 до 7,5 млн. нм³/сут. Сепараторы обеспечивают степень очистки газа от жидкости не менее 99% при предельном содержании жидкости в газовом потоке, поступающем в сепаратор, до 200 см³/нм³. Газосепараторы могут эксплуатироваться в районах с жарким, умеренным и холодным климатом при температуре рабочей среды от -30 до $+100$ °С. Потери давления рабочей среды в сепараторе не превышают 0,025 МПа, в том числе на жалюзийной насадке — не более 0,005 МПа.

В сепараторе (рис. 22.4) предусмотрено размещение подогревателя в нижней части корпуса, являющейся сборником жидкости. Средний срок службы 10 лет, наработка на отказ 20 000 ч, ресурс до капитального ремонта 60 000 ч, коэффициент технического использования 0,98.

Производительность по газу жалюзийных газосепараторов в зависимости от рабочих условий сепарации газожидкостного потока может быть установлена по графикам (рис. 22.5).

Газожидкостная смесь в жалюзийном газосепараторе разделяется на два потока — газ и жидкость — благодаря воздействию гравитационных и инерционных сил на капли жидкости. Основная масса жидкости сепарируется из газового потока в средней части корпуса сепаратора и осаждается вниз в сборник жидкости. Туманообразная масса жидкости (тонкодисперсные капли) сепарируется из газового потока в пакетах вертикальных жалюзийных скрубберных насадок, размещаемых в верхней части корпуса сепаратора, откуда отсепарированная жидкость дренируется под уровень жидкости в сборнике. Из

Таблица 22.5

Характеристика жалюзийных газосепараторов

Показатели	Диаметр, мм						
	800	1000	1200	1200	1200	1600	1600
Давление, МПа	6,4	6,4	10	6,4	10	6,4	10
Объем, м ³	1,6	2,5	2,5	4,0	4,0	8,0	8,0
Площадь поверхности нагрева, м ²	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9	2,0	2,0
Размеры, мм:							
<i>S</i>	22	26	40	32	50	40	65
<i>H</i>	2600	2800	2800	3200	3200	3600	3600
<i>H</i> ₁	3590	3940	4020	4550	4650	5365	5491
<i>h</i> ₁	505	590	615	695	730	950	986
<i>h</i> ₂	600	650	650	650	650	850	850
<i>h</i> ₃	200	250	250	250	250	350	350
<i>h</i> ₄	—	48	50	93	100	215	221
<i>L</i>	1390	1800	2040	2025	2245	2420	2645
<i>L</i> ₁	500	600	600	700	700	800	800
<i>L</i> ₂	600	700	700	800	800	1000	1000
<i>D</i> ₁	720	920	920	1100	1100	1410	1410
<i>d</i>	24	35	35	35	35	35	35
Масса, кг, не более	2200	3900	6000	5900	9000	12 000	17 100

Таблица 22.6

Характеристика штуцеров жалюзийных газосепараторов (см. табл. 22.3)

Штуцер	Диаметр прохода (мм) при внутреннем диаметре газосепаратора, мм			
	800	1000	1200	1600
<i>A</i> Входа газа	150	150	200	250
<i>B</i> Выхода газа	150	150	200	250
<i>B</i> Выхода конденсата	80	80	100	100
<i>Г</i> Дренажа	50	50	50	50
<i>Д</i> Уровнемера	50	50	50	50
<i>Е</i> Термометра	50	50	50	50
<i>Ж</i> Входа теплоносителя	25	25	25	25
<i>З</i> Выхода теплоносителя	25	25	25	25
<i>И</i> Манометра	25	25	25	25
<i>К</i> Дифманометра	25	25	25	25
<i>Л</i> Указателя уровня	15	15	15	15

Примечание. Диаметр прохода люка (М) при внутреннем диаметре сепаратора 800 и 1000 мм — 150 мм, а при 1200 и 1600 мм — 450 мм (при прочих равных условиях).

сборника жидкость непрерывно или периодически сбрасывается в дренаж или жидкостную технологическую линию.

Газосепараторы сетчатые (ОСТ 26-02-2058—79) предназначены для тонкой очистки газа от жидкости в промышленных установках подготовки газа, а также в технологических процессах газо- и нефтеперерабатывающих заводов в качестве аппаратов

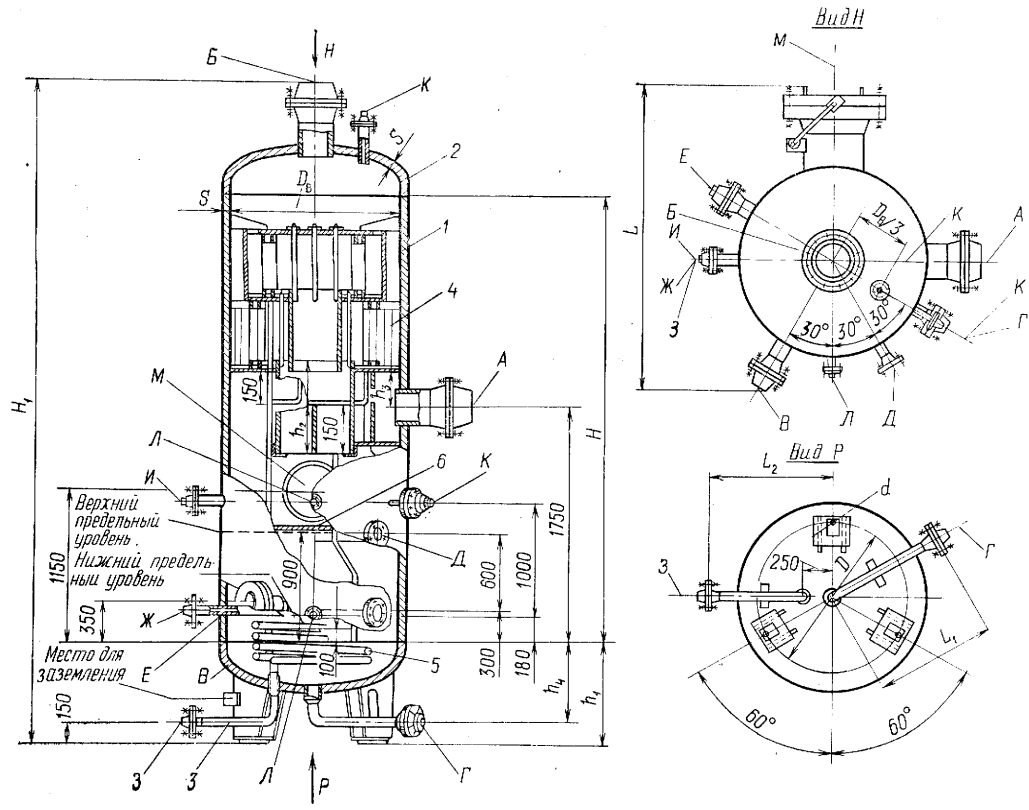


Рис. 22.4. Жалюзийный газосепаратор:
 1 — корпус; 2 — днище; 3 — опора; 4 — насадка; 5 — подогреватель; 6 — лист защитный

Таблица 22.7

Характеристика сетчатых газосепараторов I и II типа

Показатели	Внутренний диаметр, мм																				
	600						800						1200						1600		
Условное давление газосепаратора, МПа	1,6	2,5	4,0	6,4	8,0	1,0	1,6	2,5	4,0	6,4	8,0	0,6	1,0	1,6	2,5	4,0	6,4	8,0	0,6	1,0	1,6
Объем, м ³	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0
Площадь поверхности нагрева, м ²	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Размеры, мм:																					
<i>S</i>	6	8	12	18	20	6	8	10	14	22	26	6	8	10	14	20	32	40	6	8	12
<i>H</i>	2200	2200	2200	2200	2200	2300	2300	2300	2300	2300	2300	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3800	3800	3800
<i>H</i> ₁	3315	3380	3470	3585	3690	3540	3575	3650	3765	3940	4080	4475	4475	4495	4514	4550	4660	4775	5300	5320	5320
<i>h</i> ₁	388	391	394	417	422	397	399	473	497	505	513	500	503	522	578	592	618	640	630	650	728
<i>h</i> ₂	450	450	450	450	450	500	500	500	500	500	500	600	600	600	600	600	600	600	700	700	700
<i>h</i> ₃	1300	1300	1300	1300	1300	1400	1400	1400	1400	1400	1400	300	300	300	300	300	300	300	400	400	400
<i>h</i> ₄	350	350	350	350	350	450	450	450	450	450	450	600	600	600	600	600	600	600	800	800	800
<i>L</i> ₁	1030	1035	1070	1100	1125	1255	1260	1275	1280	1360	1390	1685	1720	1735	1785	1855	1970	2085	2080	2120	2130
<i>L</i> ₂	400	400	400	400	400	500	500	500	500	500	500	800	800	800	800	800	800	800	1000	1000	1000
<i>L</i> ₃	200	200	200	200	200	300	300	300	300	300	300	750	750	750	750	750	750	750	950	950	950
<i>D</i> ₁	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	900	900	900
<i>D</i> ₂	520	520	520	520	520	720	720	720	720	720	720	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1410	1410	1410
<i>d</i>	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	35	35	35	35	35
Масса, кг, не более	700	920	1220	1720	2100	920	1130	1450	2230	3250	3850	1450	1750	2150	2750	4050	5550	6950	2200	3100	3700

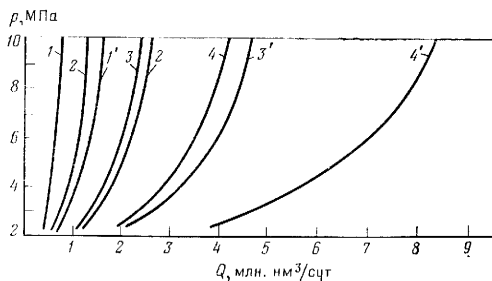


Рис. 22.5. График изменения производительности жалюзийных газосепараторов:

1 — Q_{\min} ($D_B=800$ мм); 1' — Q_{\max} ; 2 — Q_{\min} ($D_B=1000$ мм); 2' — Q_{\max} ; 3 — Q_{\min} ($D_B=1200$ мм); 3' — Q_{\max} ; 4 — Q_{\min} ($D_B=1600$ мм); 4' — Q_{\max}

промежуточной и окончательной очистки газа (табл. 22.7, 22.8, 22.9). Выпускают сепараторы на рабочее давление от 0,6 до 8 МПа. Они обеспечивают степень очистки газа от жидкости не менее 99% при предельном содержании жидкости, поступающей в аппарат с газовым потоком, до $200 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Сетчатые газосепараторы могут эксплуатироваться в районах с жарким, умеренным и холодным климатом при температуре рабочей среды от -30 до $+100$ °С. Потери давления потока рабочей среды в газосепараторе до 0,05 МПа, в том числе на сетчатом отбойнике до 0,02 МПа.

Рассмотрены три типа сетчатых газосепараторов:

Таблица 22.8

Характеристика штуцеров сетчатых сепараторов I и II типа (см. табл. 22.5)

Штуцер		Диаметр прохода (мм) при внутреннем диаметре газосепаратора, мм					
		600	800	1200	1600	2200	2600
А	Входа газа	100	150	200	250	250	350
Б	Выхода газа	100	150	200	250	250	350
В	Выхода конденсата	50	50	80	100	100	100
Г	Дренажа	50	50	50	50	50	50
Д	Уровнемера	50	50	50	50	50	50
Е	Термометра	50	50	50	50	50	50
Ж	Входа теплоносителя	25	25	25	25	25	25
З	Выхода теплоносителя	25	25	25	25	25	25
И	Манометра	25	25	25	25	25	25
К	Дифманометра	25	25	25	25	25	25
Л	Указателя уровня	15	15	15	15	15	15

Примечание. Диаметр прохода люка (М) при внутреннем диаметре газосепаратора 600, 800, 1200 мм равен 100 мм, а при 1600 мм — 150 мм (при прочих равных условиях).

Таблица 22.9

Характеристика вертикальных масляных пылеуловителей со швеллерковой и жалюзийной скрубберными секциями (размеры в мм)

Диаметр	Условное давление, МПа	Корпус			Юбка			Диаметр штуцера входа и выхода газа	Число труб			Масса пылеуловителя, кг
		$D_{вн}$	H	B	D_6	d	h		контактных	дренажных	из скрубберной секции	
400	1	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	600
	1,6											610
	2,5											640
	4											820
	5,5											1060
6,4	1200											
500	1	500	5350	1000	640	26	200	100	6	2	2	760
	1,6											780
	2,5											880
	4											1150
	5,5											1520
6,4	1720											
600	1	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	960
	4,6											1060
	2,5											1150
	4											1600
	5,5											2100
6,4	2270											
1000	1	1000	5950	1500	1180	32	250	200	26	5	3	2250
	1,6											2880
	2,5											3450
	4											4880
	5,5											5840
6,4	6450											
1200	1	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	3190
	1,6											4100
	2,5											5000
	4											6840
	5,5											8500
6,4	9800											

Диаметр	Условное давление, МПа	Корпус			Юбка			Диаметр штуцера входа и выхода газа	Число труб			Масса пылеуловителя, кг
		$D_{вн}$	H	B	D_6	d	h		контактных	дренажных		
										из расширительной камеры	из скрубберной секции	
1400	1	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	4100
	1,6											5600
	2,5											6740
	4											9230
	5,5											12 200
6,4	13 420											
1600	1	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	5700
	1,6											6750
	2,5											8600
	4											12 200
	5,5											15 900
6,4	18 920											
2400	1	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	11 500
	1,6											13 500
	2,5											17 250
	4											24 500
	5,5											30 000
6,4	38 000											

цилиндрические вертикальные с корпусным фланцевым разъемом диаметром 600 и 800 мм на рабочее давление от 0,6 до 8 МПа, производительностью по газу от 0,08 до 0,8 млн. $\text{нм}^3/\text{сут}$ (рис. 22.6);

цилиндрические вертикальные диаметром 1200 и 1600 мм на рабочее давление от 0,6 до 8 МПа, производительностью по газу от 0,8 до 2 млн. $\text{нм}^3/\text{сут}$ (рис. 22.7);

шаровые с цилиндрическим сборником жидкости диаметром сферы 2200 и 2600 мм на рабочее давление от 1 до 8 МПа, производительностью по газу от 2 до 5 млн. $\text{нм}^3/\text{сут}$.

В конструкции сепараторов предусмотрено размещение подогревателя в нижней части корпуса — сборнике жидкости. Средний срок службы 10 лет, наработка на отказ 11 000 ч, ресурс до капитального ремонта 60 000 ч, коэффициент технического использования 0,98.

Производительность по газу сетчатых газосепараторов в зависимости от рабочих условий сепарации газожидкостного потока может быть установлена по графикам (рис. 22.8).

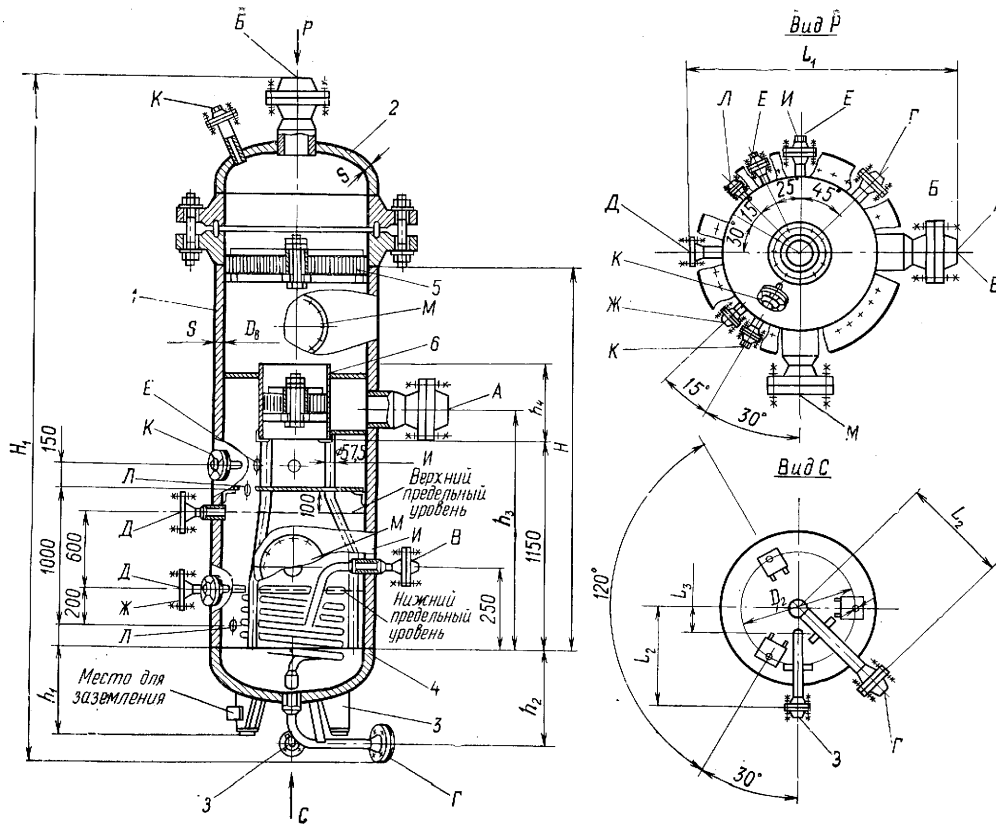


Рис. 22.6. Сетчатый газосепаратор с фланцевым разъемом (тип I):
 1 — корпус; 2 — днище; 3 — опора; 4 — подогреватель; 5 — насадка; 6 — коагулятор

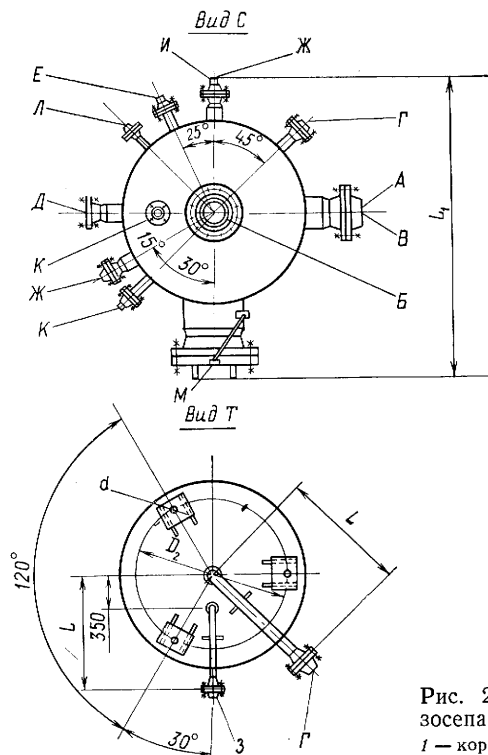
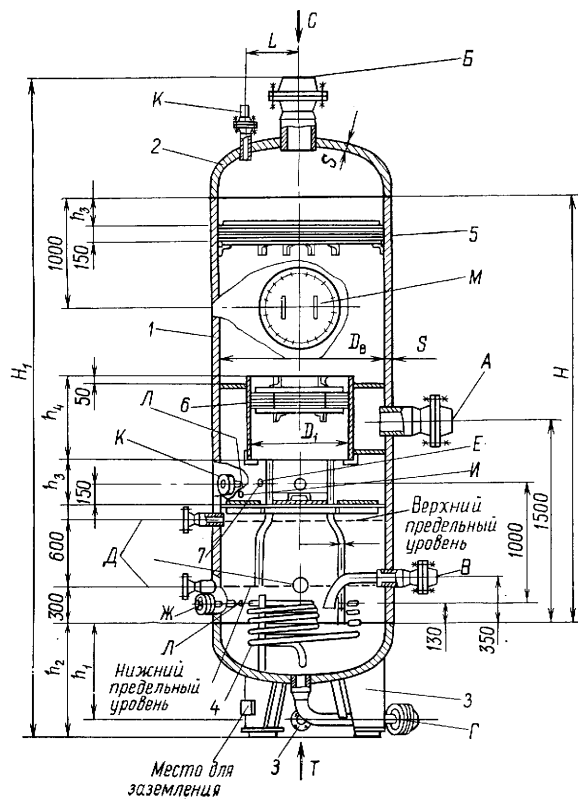


Рис. 22.7. Сетчатый газосепаратор (тип II):
 1 — корпус; 2 — днище; 3 — опора; 4 — подогреватель; 5 — насадка; 6 — коагулятор; 7 — лист защитный

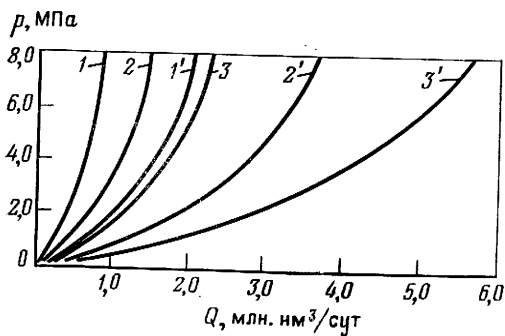


Рис. 22.8. График изменения производительности сетчатых газосепараторов:

1 — Q_{\min} ($D_{\text{в}}=1200$ мм); 1' — Q_{\max} ; 2 — Q_{\min} ($D_{\text{в}}=1600$ мм); 2' — Q_{\max} ; 3 — Q_{\min} ($D_{\text{в}}=2600$ мм); 3' — Q_{\max}

Газожидкостная смесь в сетчатом газосепараторе разделяется на газ и жидкость благодаря воздействию на капли жидкости гравитационных и инерционных сил. Основная масса жидкости сепарируется из газового потока в средней части корпуса и осаждается в сборник жидкости. Тонкодисперсные капли коагулируются в сетчатом каплеотбойнике, размещенном в средней части корпуса, и частично стекают вниз в сборник жидкости. Окончательная очистка газа от жидкости осуществляется в сетчатой скрубберной секции, размещаемой в верхней части корпуса сепаратора, откуда отсепарированная жидкость дренируется под уровень жидкости в сборнике. Из сборника жидкость непрерывно или периодически сбрасывается.

Циклонные газосепараторы эксплуатируются на газовых и газоконденсатных промыслах при больших газовых факторах. Для предотвращения уноса отсепарированной жидкости в конструкции циклонного сепаратора предусматривается разрыв выхлопной трубы. При работе циклона в проектных термодинамических условиях его эффективность достигает 95%. Как правило, циклонные сепараторы используют для грубой очистки газа на первых ступенях сепарации установок подготовки газа. Эксплуатируют три модификации циклонных сепараторов:

с кожухом без подогревателя и с подогревателем на рабочее давление 6,4; 10; 16; 20 МПа диаметром 80; 100; 150; 200 мм;

открытого типа без подогревателя и с подогревателем на рабочее давление 1,6; 4; 6,4; 10; 16; 20 МПа диаметром 80; 100; 150 мм, а также на рабочее давление 16; 4; 6,4; 10 МПа диаметром 200; 250; 300; 350; 400; 450 мм;

прямоточные на рабочее давление 6,4; 10; 16; 20; 25 МПа диаметром 100; 150; 200 мм.

Трапы (гравитационные сепараторы) эксплуатируют на нефтяных и в отдельных случаях на газовых промыслах. В основном используют трапы вертикального типа. Это вызвано тем, что в сепараторах данного типа разделяют газожидкостную про-

Таблица 22.10

Производительность вертикальных масляных пылеуловителей по газу

Условный диаметр, мм	Производительность (нм³) при давлении, МПа					
	1	1,6	2,5	4	5,5*	6,4*
400	3 000	4 000	5 400	7 400	8 900	9 500
500	4 600	6 200	8 300	11 300	13 600	14 500
600	6 600	9 000	12 000	16 200	19 500	20 800
1000	18 500	25 000	33 400	45 500	54 800	58 000
1200	26 600	36 000	48 000	65 500	100 000	140 000
1400	36 300	49 000	65 500	88 000	79 000	83 400
1600	47 200	64 000	85 500	115 000	107 000	114 000
2400	103 000	144 500	193 500	270 000	140 000	149 000
					200 000	240 000
					320 000	340 000
					400 000	480 000

* В знаменателе — производительность вертикального масляного жалюзийного пылеуловителя.

дукцию с малым газовым фактором. При этом жидкость сепарируется от газа.

В трапе газожидкостную продукцию подвергают двум процессам: отделению нефти от газа и очистке попутного газа от нефтяной пыли. Нефть отделяют от газа путем размельчения ее потока на мелкие струйки или разбрызгиванием нефти. Этот процесс происходит в камере первичной сепарации и зависит от конструкции вводного патрубка. Обычно используют патрубок тангенциального или радиально-щелевого типа. Выделившийся из нефти во вводном патрубке попутный газ сепарируется от капель нефти в гравитационной камере трапа, в которой предусмотрено для лучшей сепарации размещение отбойных щитков и козырьков. Обычно эффективность сепарации газа в трапах на отбойниках щиткового или козырькового типа не превышает 70—85%.

Эксплуатируют две модификации трапов:

с радиально-щелевым вводом, используемые при наличии в продукции скважин песка или иных твердых частиц;

с тангенциальным вводом.

Рабочее давление 0,6; 1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16 МПа, диаметр 400; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600 мм.

Газ, выходящий из трапов, для лучшей его очистки рекомендуется пропускать через концевые сепарационные установки.

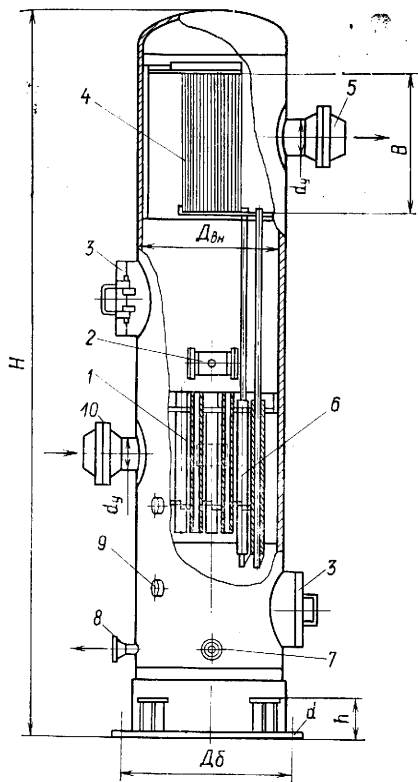


Рис. 22.9. Вертикальный масляный пылеуловитель:

1 — контактные трубки; 2 — штуцер для дифманометра; 3 — люк-лаз; 4 — скрубберная секция; 5 — патрубок вывода газа; 6 — дренажные трубки; 7 — трубки для слива и залива жидкости; 8 — дренаж; 9 — штуцера для уровнемера; 10 — патрубок ввода газа

Вертикальные масляные пылеуловители (табл. 22.10, рис. 22.9) предназначены для тонкой очистки газа от пыли и механических примесей на головных сооружениях промыслов, компрессорных и газораспределительных станциях и контрольно-регуляторных пунктах магистральных газопроводов и подземных хранилищ газа. Выпускаются вертикальные масляные пылеуловители на рабочее давление от 1 до 6,4 МПа.

Принцип действия пылеуловителей основан на «мокрой» очистке газа от механических примесей и пыли путем промывки поступающего

на очистку газа в контактных трубках, где осуществляется интенсивное перемешивание газа с промывочной жидкостью — соляровым маслом. Загрязненное пылью соляровое масло стекает из осадительной и скрубберной секций пылеуловителя в отстойную секцию, где оно осветляется путем седиментации взвешенных частиц и периодического их дренирования из аппарата. Чрезмерный вынос промывочной жидкости с очищенным газовым потоком предотвращают благодаря наличию скрубберной секции, в которой происходит сепарация газа от мельчайших капель солярового масла. Нормативный вынос промывочной жидкости с очищенным газовым потоком в рабочих условиях эксплуатации не должен превышать 25 г солярового масла на 1000 м³ очищаемого в пылеуловителе газа. Степень очистки газа от пыли и механических примесей в пылеуловителе превышает 99%.

Предусмотрены два типа вертикальных масляных пылеуловителей:

с швеллерковой скрубберной секцией диаметром от 400 до 2400 мм на рабочее давление от 1 до 6,4 МПа;

Таблица 22.11

Характеристика висциновых фильтров с насадкой из колец Рашига

Условный диаметр D_y , мм	Комбинация установок фильтров $n \times D_y$	Рабочее давление, МПа	Производительность фильтра, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	Условный диаметр D_y , мм	Комбинация установок фильтров $n \times D_y$	Рабочее давление, МПа	Производительность фильтра, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	
500	2×500	0,6	6	600	3×600	0,6	25	
		1	10			1	45	
		2	20			2	90	
		3	30			3	130	
	3×500	0,6	10		1000	2×1000	0,6	50
		1	18				1	80
		2	32				2	155
		3	50				3	220
600	2×600	0,6	18	3×1000	0,6	85		
		1	26			1	140	
		2	50			2	260	
		3	80			3	460	
	4	105	4		550			

с жалюзийной скрубберной секцией диаметром от 1000 до 2400 мм на рабочее давление 5,5 и 6,4 МПа.

Выпускаемые типы пылеуловителей различаются скрубберной секцией. Жалюзийная скрубберная секция обеспечивает большую пропускную способность пылеуловителя, чем аппарат со швеллерковой скрубберной секцией.

Висциновые фильтры (табл. 22.11) устанавливают на газораспределительных станциях газопроводов сухого газа с незначительной запыленностью и небольшой производительностью. Висциновый фильтр состоит из корпуса и фильтрующих секций (1 или 2 слоя насадки толщиной 70—250 мм), из колец Рашига размером 15×15×0,2 или 25×25×0,5 мм. Кольца Рашига смазывают висциновым маслом (ГОСТ 7611—75). При прохождении газа через фильтр со скоростью 1 м/с (при $p_{\text{раб}}=1$ МПа) пыль оседает на смоченную маслом поверхность колец. Периодически требуется вскрытие фильтров и замена колец Рашига или их регенерация.

«Сухие» пылеуловители мультициклонного типа устанавливают на компрессорных станциях газопроводов с незначительной запыленностью и наличием жидкости в потоке газа. Выпускают мультициклонные пылеуловители диаметром 2400 мм на

рабочее давление 6,4 МПа. Производительность пылеуловителей определяется числом циклонных элементов, устанавливаемых в корпусе аппарата.

Автоматизированные блоки газосепараторов, разделителей жидкость — жидкость — газ и емкостей, используемые для оснащения установок подготовки газа по типовым технологическим схемам, выпускают заводы Министерства химического машиностроения СССР по типовым проектам ЦКБН (табл. 22.12—22.14).

ГЛАВА 23

ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

На газовых промыслах и газохимических комплексах теплообменники предназначены для нагрева, охлаждения, конденсации и испарения жидкости, газа, пара и их смесей на установках промышленной и заводской обработки газа и газового конденсата. Применяют теплообменники типа «труба в трубе», кожухотрубчатые и аппараты воздушного охлаждения.

Теплообменники «труба в трубе» однопоточные, могут быть разборные и неразборные. Неразборные теплообменники изготовляют с малым диаметром теплообменных труб и наружным диаметром 25—60 мм, а разборные 76—168 мм.

Теплообменники «труба в трубе» выпускают со следующими соотношениями часто встречающихся диаметров внутренних и наружных труб:

Наружный диаметр внутренней трубы, мм	60	76	89	108	133	159
Наружный диаметр наружной трубы, мм	89, 108, 133	108, 133	133, 159	159, 194	194, 219	219

Теплообменники типа «труба в трубе» применяют, если не требуется периодической выемки теплообменных труб с целью их замены или механической очистки наружной поверхности от загрязнений. При необходимости механической очистки поверхности теплообменных труб используют теплообменники с отъемными дугами. Максимально допустимая разность между температурами стенок внутренней и наружной труб из углеродистой стали 50 °С, из нержавеющей стали 40 °С. Температура рабочих сред от —40 до +450 °С, условное давление: снаружи теплообменных труб 1,0; 2,5 и 6,4 МПа, внутри — 1,0; 1,6; 4,0; 10,0 и 16,0 МПа.

Таблица 22.12

Автоматизированные блоки газосепараторов, используемые для оснащения установок подготовки газа по типовым технологическим схемам

Показатели	Блок газосепаратора				
	первичного с разделительной емкостью				
Тип	Центробежный регулируемый (тип II) по ОСТ 26-02-2057—79				
Условное обозначение	ГП 430.01.00.000	ГП 364.05.00.000	ГП 430.02.00.000	ГП 366.09.00.000	ГП 364.03.00.000
Производительность (по газу), млн. нм ³ /сут	1	1	3	3	5
Давление, МПа	10	13,8	10	13,8	13,8
Габариты, мм:					
длина	7900	8110	9780	10455	11070
высота	3925	3795	5370	5265	5490
ширина	3600	3395	3830	3210	3640
Масса*, кг	18000/18700	26200/26980	34800/35300	39000/46000	58200/60800

Продолжение табл. 22.12

Показатели	Блок газосепаратора			
	первичного			
Тип	Центробежный регулируемый (тип II) по ОСТ 26-02-2057—79			
Условное обозначение	ГП 365.13.00.000	ГП 430.12.00.00	ГП 364.04.00.000	ГП 365.12.00.000
Производительность (по газу), млн. нм ³ /сут	1	1	1	3
Давление, МПа	8	10	13,8	8
Габариты, мм:				
длина	7730	6160	7600	8100
высота	3720	3715	4100	4970
ширина	3730	3705	3900	3150
Масса*, кг	16300/16700	13800/14400	24000/24750	21800/22200

Показатели	Блок газосепаратора			
	первичного			
Тип	Центробежный регулируемый (тип II) по ОСТ 26-02-2057—79			
Условное обозначение	ГП 430.03.00.000	ГП 366.46.00.000	ГП 365.11.00.000	ГП 364.02.00.000
Производительность (по газу), млн. $\text{м}^3/\text{сут}$	3	3	5	5
Давление, МПа	10	13,8	8	13,8
Габариты, мм:				
длина	7650	7650	8300	7650
высота	4625	5100	4970	5100
ширина	4200	4200	3150	4200
Масса*, кг	21750/22100	29600/30400	22500/22900	30250/31050

Окончание табл. 22.12

Показатели	Блок газосепаратора		
	низкотемпературного		
Тип	Сетчатый (тип II) по ОСТ 26-02-2058—79		
Условное обозначение	ГП 364.06.00.000	ГП 366.03.00.000	ГП 366.03.00.000
Производительность (по газу), млн. $\text{м}^3/\text{сут}$	1	3	5
Давление, МПа	6,4	6,4	8
Габариты, мм:			
длина	3600	5595	5595
высота	4855	6225	6225
ширина	3300	4450	4450
Масса*, кг	84000/85550	17760/29600	29600/30100

* В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией.

Таблица 22.13

Автоматизированные блоки трехфазных сепараторов-разделителей, используемых для оснащения установок подготовки газа по типовым технологическим схемам

Показатели	Блок			
	разделителя			трапа, насыщенно-го ДЭГ
Условное обозначение	ГП 430.17.00.000	ГП 366.04.00.000	ГП 505.08.00.000	ГП 430.34.00.000
Производительность по жидкости, м ³ /ч	28	21	10	1
Давление, МПа	6,4	8	6,4	0,6
Габариты, мм:				
длина	9000	9000	7000	3165
высота	4190	4020	3710	2285
ширина	3150	3150	3150	2350
Масса*, кг	<u>19550</u> 19880	<u>19500</u> 19800	<u>14115</u> 14565	<u>1910</u> 2140

* В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией.

Таблица 22.14

Автоматизированные блоки емкостного оборудования, используемые
(установленная мощность 13 кВт, давление в емкости атмосферное)

Показатели	Блок	
	емкости хранения регенерированного метанола	метанольной ем- кости для подачи его в пакеры скважины
Условное обозначение блока	ГП 329.03.00.000	ГП 364.01.00.000
Вместимость, м ³	25	0,5×2
Производительность:		
общая, м ³ /ч	—	—
подогревателя, кг/ч	—	—
Давление в линии, МПа:		
нагнетания	—	13,8
подогревателя	—	Атмосферное
Температура, °С:		
емкости	40—50	40—60
подогревателя	—	—
Габариты, мм:		
длина	7580	6000
высота	4800	6000
ширина	3150	2900
	7880	
Масса*, кг	812	6490

* В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией.

Рекомендуемый сортамент труб для изготовления теплообменников
«труба в трубе» (по ГОСТ 8732—78; ГОСТ 8734—75; ГОСТ 9567—75;
ГОСТ 9941—81; ГОСТ 550—75)

Условное давл- ение, МПа . . .	<1,6	2,5—6,4	10,0	16,0
Размеры труб (диаметр×тол- щина), мм . . .	60×4; 76×4; 89×5; 108×4; 133×4; 159× ×4,5; 194×5; 219×6	60×4; 76×4; 89×5; 108×6; 133×6; 159×6; 194×7; 219×7	60×4; 76×4; 89×5; 108×7; 133×8; 159×8	60×6; 76× ×6; 89×7

На рис. 23.1 показан теплообменник типа «труба в трубе», который состоит из трех секций с общей поверхностью теплообмена 75 м² (по 25 м² в каждой секции). Рабочее давление во внутренней трубе 16,0 МПа, в межтрубном пространстве — 5,5 МПа. Изменение температуры в межтрубном пространстве от +30 до —50 °С.

Кожухотрубчатые теплообменники (табл. 23.1—23.6, 23.8) по сравнению с теплообменниками «труба в трубе» имеют более широкое применение. Это обусловлено их меньшей металло-

для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Блок

емкости теплоносителя для хранения и подачи насыщенного ДЭГ в подогреватель (подземная)		дренажной емкости для ДЭГ (подземная)	дренажной емкости для метанола (подземная)
ГП 364.07.00.000	ГП 430.26.00.000	ГП 430.29.00.000	ГП 329.04.00.000
12,5	25	40	40
40	40	40	—
730	730	970	—
0,05	0,05	0,05	0,05
0,5	0,5	0,5	0,5
50	50	50	40—50
60—90	60—90	60—90	—
4621	8420	9230	9350
6485	6485	6497	4290
2276	2276	2566	2500
4071	5744	6871	8388
4156	5831	6958	8700

емкостью и разработкой новых типов кожухотрубчатых теплообменников для газовой промышленности.

При проектировании объектов газовой промышленности часто используют стандартные кожухотрубчатые теплообменные аппараты общего назначения, разработанные ВНИИнефтемашем (табл. 23.1 — табл. 23.4).

В газовой промышленности в основном применяют кожухотрубчатые теплообменники специального назначения, разработанные Центральным конструкторским бюро нефтеаппаратуры (ЦКБН) Минхиммаша СССР по техническим требованиям организаций Мингазпрома СССР для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам.

На рис. 23.2 показан кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубами, состоящий из двух секций и предназначенный для оснащения установок низкотемпературной сепарации. На этом теплообменнике имеются резервные штуцера, которые используют для впрыскивания ингибитора гидратообразования (табл. 23.5, 23.8).

На базе кожухотрубчатых теплообменников специального назначения разработаны автоматизированные блоки теплообменной аппаратуры (табл. 23.6), используемые для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам.

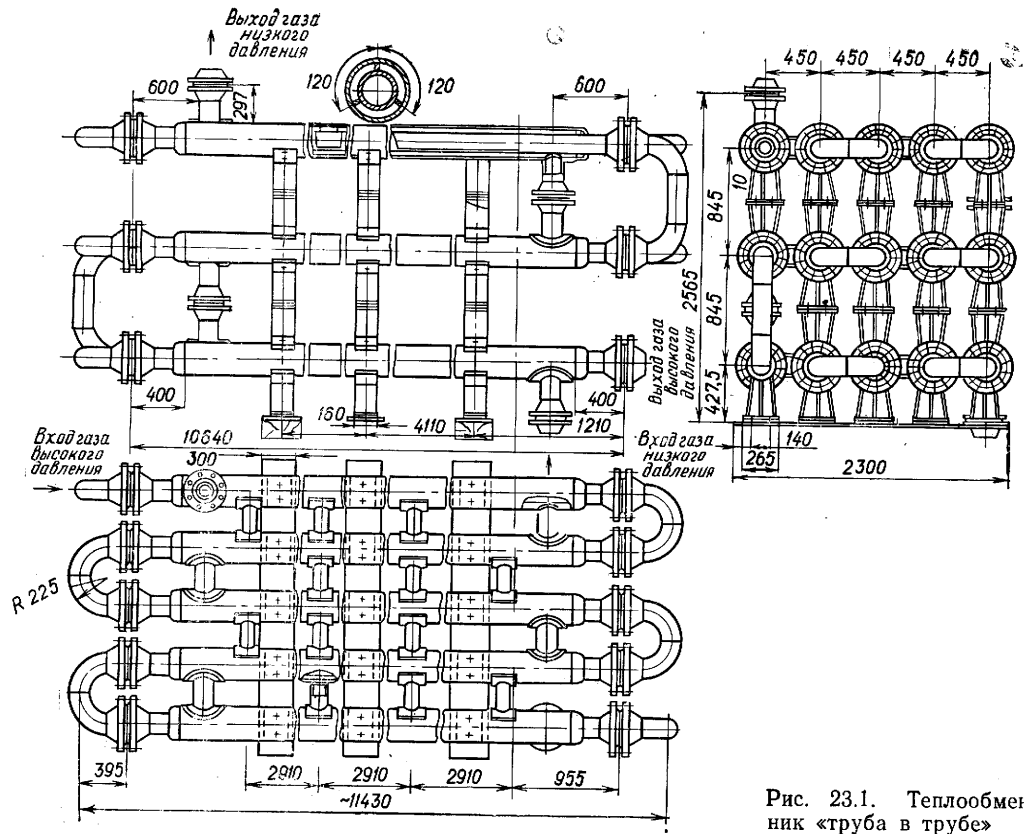


Рис. 23.1. Теплообменник «труба в трубе»

Таблица 23.1

Основные параметры теплообменных аппаратов

Аппарат (условное обозначение)	Рабочее положение; горизонтальное а, вертикальное б	Диаметр, мм	Условное давление, МПа, кожух/труба	Температура, °С, кожух/труба	Длина трубы, мм	Длина аппарата, мм	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Проходное сечение, м ³ ×10 ³ , труба/между трубами	Шифр материального оформления
Теплообменники кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками	а	159—1200	0,6—4,0 0,6—4,0	—30—350 —30—350	1000—9000	1540—10 380	1—964	0,4—39 1—33,8	М1, М8, М9, М10, М11, Б2, Б3, Б6, Б8, Б9, Б10
Теплообменники кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и с температурным компенсатором на кожухе (ТК)	б	159—1200	0,6—1,6 0,6—2,5	—30—350 —30—350	1000—9000	1540—10 380	1—964	0,4—39 1—33,8	То же
Холодильники кожухотрубчатые с подвижными трубными решетками (ХН)	а, б	159—1200	0,6—4,0 <0,6	0—350 —30—60	1000—9000	1540—10 380	1—942	0,4—18,9 1—33,8	М1, М3, М6, М10, М11, М12, Б2, Б3
Холодильники кожухотрубчатые с подвижными трубными решетками и с температурным компенсатором на кожухе (ХК)	а, б	159—1200	0,6—1,6 <0,6	0—350 —30—60	1000—9000	1540—10 380	1—942	0,4—18,9 1—33,8	То же

Аппарат (условное обозначение)	Рабочее положение; горизонтальное а, вертикальное б	Диаметр, мм	Условное давление, МПа, кожух/труба	Температура, °С, кожух/труба	Длина трубы, мм	Длина аппарата, мм	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Прокладное сечение, м ³ ×10 ³ , труба/межтрубы	Шифр материального оформления
Конденсаторы кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками (КН)	а, б	600—1400	0,6—2,5 <0,6	0—350 —30—60	3000—6000	3890—7630	49—868	0,9—25,8 —	М1, М3, М10, М11, М12, Б2, Б3
Конденсаторы кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и с температурным компенсатором на кожухе (КК)	а, б	600—1400	0,6—1,6 <0,6	0—350 —30—60	3000—6000	3890—7630	49—868	0,9—25,8 —	М1, М3, М6, М10, М11, М12, Б2, Б3
Испарители кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками (ИН)	б	600—1400	0,6—4,0 0,6—1,0	—30—350 —30—350	2000—4000	3080—5850	40—588	7,9—53,6 10,1—45,4	М1, М8, М9, М10, М11, Б2, Б3, Б6, Б8, Б9, Б10
Испарители кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и с температурным компенсатором на кожухе (ИК)	б	600—1400	0,6—1,6 0,6—1,0	—30—350 —30—350	2000—4000	3080—5850	40—588	7,9—53,6 10,1—45,4	То же

Теплообменники кожухотрубчатые с плавающей головкой (ТП)	а	325—1400	1,6—6,4	—30—450	3000—9000	3690—10 960	9,4—1260	6—250	M1, M2, M3, M4, Б1, Б2, Б3
			1,6—6,4	—30—450				3,5—66	
Холодильники кожухотрубчатые с плавающей головкой (ХП)	а	325—1400	1,6—6,4	<400	3000—9000	3675—10 755	9,4—1260	6—250	M1, M2, M3, M6, Б2, Б3, Б4, Б5
			<1,0	—				3,5—66	
Конденсаторы кожухотрубчатые с плавающей головкой (КП)	а	600—1400	1,0—2,5	<400	6000	6900—7755	90—841	8—250	M1, M2, M3, M5, M6, M7, Б2, Б3, Б4, Б5
			<1,0	—				—	
Теплообменники кожухотрубчатые с U-образными трубами (ТУ)	а	325—1400	1,6—6,4	—30—450	3000—9000	3800—11 075	11—1361	7—262	M1, M2, M4, Б2, Б3, Б7
			1,6—6,4	—30—450				3,5—71	
Испарители кожухотрубчатые с паровым пространством (ИП)	а	800—2800	1,0—2,5	—30—450	6000	7675—9170	36,6—354	13—57	M1, M4
			1,6—4,0	—30—450				—	
Конденсаторы кожухотрубчатые стальные холодильные (КТ)	а	400—2000	2,0	0—100	3000—6000	3680—8220	20—1500	9—550	M1, M12
			0,6	—20—50				—	
Испарители кожухотрубчатые стальные холодильные (ИТ)	а	400—2000	1,6—2,5	—	3000—6000	3600—8370	20—1310	10—432	M1, M2, M17, Б6
			0,6—2,5	—60—40				—	

Таблица 23.2

Материал основных узлов и деталей теплообменных аппаратов с плавающей головкой и аппаратов с U-образными трубами

Шифр матери-ального оформле-ния	Узлы и детали			
	кожух	распределительная камера	труба	трубная решетка
M1	Стали ВСтЗсп5, 16ГС и 20	Стали ВСтЗсп, 16ГС и 20	Стали 10 и 20	Сталь 16ГС
M2	То же	То же	Сплав АМг2	Сплавы АМг5 или АМг6
M3	»	»	Латунь ЛАМш 77-2-0,05	Сталь 16ГС с наплавкой латуню ЛО62-1
M4	Стали ВСтЗсп5, 16ГС и 20	Двухслойные стали 16ГС+08Х13 или ВСтЗсп5+08Х13	Стали 15Х5М и Х8	Сталь 15Х5М
M5	То же	То же	Латунь ЛОМш 70-1-0,06	Латунь ЛЖМц59-1-1
M6	Стали ВСтЗсп5 и 16ГС	»	То же	Сталь 16ГС с наплавкой латуню ЛО62-1
M7	То же	»	Латунь ЛАМш 77-2-0,05	Латунь ЛЖМц59-1-1
B1	Двухслойные стали 16ГС+08Х13 или ВСтЗсп5+08Х13	»	Сталь 08Х13	Сталь 12Х13
B2	Двухслойные стали 16ГС+12Х18Н10Г или ВСтЗсп5+12Х18Н10Т	»	Стали 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т	Сталь 12Х18Н10Т
B3	Двухслойные стали 16ГС+10Х17Н13М2Т или ВСтЗсп5+10Х17Н13М2Т	»	Сталь 10Х17Н13М2Т	Сталь 10Х17Н13М2Т
B4	Биметалл: сталь ВСтЗсп5 с планирующим слоем из монеля НМЖМш 28—2,5—1,5	Сталь ВСтЗсп4	Латунь ЛАМш 77-2-0,05	Латунь ЛЖМц59-1-1
B5	То же	Сталь ВСтЗсп4 с освинцеванием	То же	То же
B7	Двухслойные стали 16ГС+0,8Х13 или ВСтЗсп5+08Х13	То же	Сталь 15Х5М или сталь Х8	Сталь 15Х5М

Таблица 23.3

Материал основных узлов и деталей теплообменных аппаратов с неподвижными трубными решетками и аппаратов с температурным компенсатором на кожухе

Шифр материального оформления	Узлы и детали		
	Кожух	Распределительная камера и крышки	Труба
M1	Стали ВСтЗсп5, 20 и 16ГС	Сталь ВСтЗсп5	Стали 10 и 20
M3	То же	То же	Латунь ЛАМш 77-2-0,05
M6	»	Сталь ВСтЗсп5 с оцинкованием	То же
M8	»	Сталь 12Х18Н10Т	Стали 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т
M9	»	Сталь 10Х17Н13М2Т	Сталь 10Х17Н13М2Т
M10	Сталь 12Х18Н10Т	То же	Стали 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т
M11	Сталь 10Х17Н13М2Т	Сталь ВСтЗсп5	Сталь 10Х17Н13М2Т
M12	Стали ВСтЗсп5, 20 и 16ГС	То же	Сталь 08Х22Н6Т
B2	Двухслойные стали ВСтЗсп5+12Х18Н10Т или 16ГС+10Х18Н10	Стали ВСтЗсп5, 20 и 16ГС	Стали 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т
B3	Двухслойные стали ВСтЗсп5+10Х17Н13М2Т или 16ГС+10Х17Н13М2Т	То же	Сталь 10Х17Н13М2Т
B6	Стали ВСтЗсп5, 20 и 16ГС	Двухслойные стали ВСтЗсп5+12Х18Н10Т или 16ГС+12Х18Н10Т	Сталь 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т
B8	То же	Двухслойные стали ВСтЗсп5+10Х17Н13М2Т или 16ГС+10Х17Н13М2Т	Сталь 10Х17Н13М2Т
B9	»	Двухслойные стали ВСтЗсп5+12Х18Н10Т или 16ГС+12Х18Н10Т	Сталь 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т
B10	»	То же	Сталь 10Х17Н13М2Т

Таблица 23.4

Материал основных узлов и деталей конденсаторов и испарителей кожухотрубчатых стальных холодильных (кожух из стали 161С, шифр оформления Б6)

Шифр материального оформления	Узлы и детали		
	Распределительная камера и крышки	Трубная решетка	Труба
M1 M12 M17	Сталь 16ГС То же Сталь 09Г2С	Стали 10Г2С1 и 09Г2С Сталь 12Х18Н10Т	Стали 10 и 20 Сталь 08Х22Н6Т Сталь 10Г2
Б6	Двухслойная сталь 16ГС+12Х18Н10Т		Стали 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т

Таблица 23.5

Характеристика кожухотрубчатых теплообменников

Размеры, мм	Давление, МПа (числитель — в трубах, знаменатель — в межтрубье)			Размеры, мм	Давление, МПа (числитель — в трубах, знаменатель — в межтрубье)		
	10,0/6,4	10,0/6,4	16,0/8,0		10,0/6,4	10,0/6,4	16,0/8,0
l_1	1530	1990	2005	l_{18}	1290	1840	1840
l_2	1685	2240	2380	l_{19}	120	210	210
l_3	6000	4000	4000	l_{20}	120	210	210
l_4	11 130	8800	9000	S_1	40	56	80
l_5	575	730	735	S_2	16	26	36
l_6	750	1280	1280	S_3	16	26	34
l_7	500	1260	1260	H	3534	4840	5015
l_8	125	155	155	h_1	795	1097	1142
l_9	750	950	950	h_2	150	250	250
l_{10}	200	200	220	h_3	795	1097	1142
l_{11}	70	100	100	h_4	20	30	30
l_{12}	170	180	200	h_5	796	1095	1138
l_{13}	770	1280	1280	h_6	1597	2200	2285
l_{14}	500	1260	1260	h_7	125	150	150
l_{15}	135	155	155	h_8	125	150	150
l_{16}	790	950	950	n	193	575	575
l_{17}	600	810	810	L	9000	6000	6000

Стандартные аппараты воздушного охлаждения общего и специального назначения предназначены для конденсации и охлаждения паро-, газообразных и жидких сред с температурой от -40 до $+300$ °С и давлением до 6,4 МПа (общего назначения) и до 16 МПа (специального назначения). Применяют в технологических процессах нефтеперерабатывающей, нефтехимической, газовой и других отраслей промышленности.

Аппараты воздушного охлаждения предназначены для работы на открытом воздухе в районах с умеренным климатом при средней температуре в течение 5 сут подряд в наиболее холод-

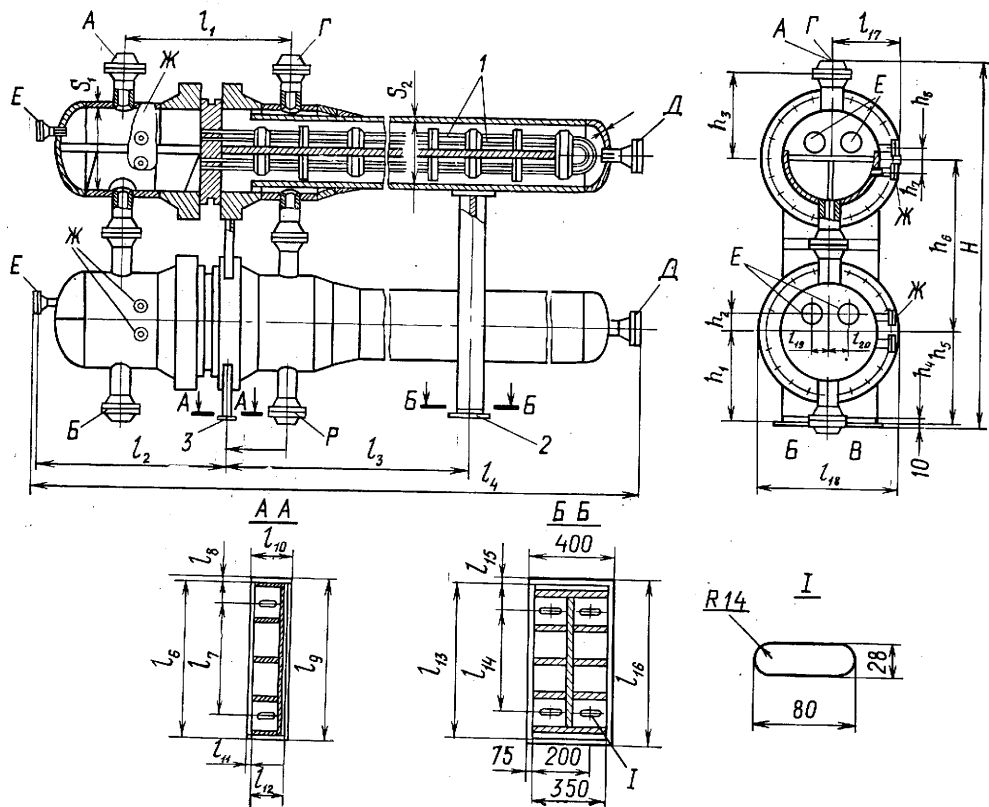


Рис. 23.2. Кожухотрубчатый теплообменник:

1 — U-образных трубок $20 \times 2,5$ длиной z ; 2 и 3 — соответственно подвижная и неподвижная опоры

Таблица 23.6

Автоматизированные блоки теплообменной аппаратуры, используемые для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Блок	Производительность* по газу	р**, МПа	Условное обозначение блока	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Температура, °С				Габариты, мм			Масса блока, кг***
					Трубное пространство		Межтрубье		Длина	Высота	Ширина	
					вход	выход	вход	выход				
Теплообменника «газ—газ»	1	10/6,4	ГП505.02.00.000	218×2=436	50	25—30	14—21	45	11130	3534	1290	27824
	3	10/6,4	ГП430.13.00.000	434×2=868	50	27—33	13—23	45	8800	4840	1840	60850
	2,5	16/8	ГП366.21.00.000	418×2=836	50	25—29	13—17	45	9000	5015	1840	67760
Теплообменника «газ—газ» с вспрыском гликоля	1	10/6,4	ГП505.03.00.000	218×2=436	25—30	0	—15—19	14—21	11890	3534	1398	28000
	3	10/6,4	ГП430.14.00.000	434×2=868	27—33	0	15—20	13—23	9625	4840	1900	61205
	2,5	16/8	ГП366.22.00.000	418×2=836	25—29	0—3	—15— —16	13—17	9700	5015	1850	68065
Теплообменника «газ—вода»	5	8	ГП365.02.00.000	386×2=772	10—30	20—40	50	37	7850	4466	1300	34800
	15/27	16/8	ГП366.47.00.000	2,03× ×8=16,24	50	13—33	—19	—10—0	7935	2140	1950	3992 4900

Теплообменника «конденсат—конденсат»	5,4/10	16/8	ГП505.07.00.000	13,2	0—50	—10—20	—20— —15	—10—5	8600	2160	1400	<u>2940</u> 3280
	25/35	3	ГП399.01.00.000	47×2=94	—10—25	150—170	220—250	95—170	8000	3470	2750	<u>6760</u> 7700
	7/10	4	ГП492.01.00.000 (коррозионно-стойкое К2 исполнение)	47	—10—25	150—170	220—250	140—170	8000	2030	2330	<u>5070</u> 5770
	7/10	4	ГП513.01.00.000	47	—10—25	150—170	220—250	140—170	8000	1870	2330	<u>4290</u> 4990
Испарителя-холодильника	1	8	ГП505.05.00.000	220	—5—5	—10— —15	—25	—25	11770	3770	3130	<u>13950</u> 16650
	5	8	ГП366.48.00.000	941	0	—15	—25	—25	13460	4915	3870	<u>46200</u> 50400

* Производительность приведена в числителе — по газу (в млн м³/сут); в знаменателе — по конденсату (в м³/ч),

** Давление в числителе — в трубках, в знаменателе — в межтрубье.

*** В числителе масса без учета изоляции; в знаменателе — с учетом изоляции,

Таблица 23.7

Техническая характеристика аппаратов воздушного охлаждения специального назначения

Показатели	АВГ-160	АВГ-П-160	АВГ-125	АВОВ
Площадь поверхности теплообмена по орб- ренным трубам, м ²	7920	960	2700	13280
Рабочее давление в теплообменных сек- циях, МПа	<16	16	16	<0,6
Рабочая температура продукта при входе в аппарат, °С	150	100	110	100
Минимально допустимая температура про- дукта, °С	-20	-20	-20	≥0
Число теплообменных секций	4	2	3	16
Число рядов труб в секции	6	4	4	4
Число ходов по трубам в секции	3	2	2	4
Длина труб, м	8	4	6	8
Вентильаторы:				
тип	УК-2М	06-300М8	УК-2М	2ВГ70В
число	4	8	1	1
диаметр колеса, м	2,8	0,8	5	7
частота вращения колеса, об/мин	425	1430	250	170
Электродвигатели:				
тип	ВАО82-6	ВАО32-4	ВАО81-4	
число	4	8	1	
мощность, кВт	40	3	40	
исполнение по взрывозащите	ВЗГ	ВЗГ	ВЗГ	Невзрывозащищен- ное
Габариты, мм:				
длина	9000	5450	6435	8400
ширина	9470	3042	6550	11900
высота	5380	1810	4750	15000
Масса, кг	45 600	7800	18 150	Не более 75 000
Стандарт	ТУ 26-02-596—75	ТУ 26-02-420—72	ТУ 26-02-419—72	ТУ 26-02-800—78

Таблица 23.8

Штуцера вводов и выводов кожухотрубчатых теплообменников
(см. рис. 23.2)

Штуцер		Число	Условный проход (мм) при p_y , МПа		
			10/6,4	10/6,4	16/8,0
А	Входа влажного газа	1	200	300	300
Б	Выхода влажного газа	1	200	300	300
В	Входа осушенного газа	1	200	300	300
Г	Выхода осушенного газа	1	200	300	300
Д	Люка	2	80	200	100
Е	Резервный	4	50	50	50
Ж	Резервный	4	25	25	25

ный период не ниже -40°C , в районах со скоростным напором ветра по III географическому району (СНиП II-6—74) и сейсмичностью до 7 баллов, а также в районах с холодным климатом при средней температуре в течение 5 сут подряд в наиболее холодный период -55°C (аппараты общего назначения).

Аппараты воздушного охлаждения общего назначения применяют для охлаждения жидких и газообразных потоков давлением до 6,4 МПа. Аппараты специального назначения при давлениях выше 6,4 МПа.

Из аппаратов воздушного охлаждения специального назначения в газовой промышленности применяют АВГ-160, АВГ-125, АВГ-П-160 (передвижной) и АВОВ. Аппараты АВГ-125, АВГ-П-160 предназначены для охлаждения природного газа, АВГ-16 — природного газа и конденсации жидких углеводородов и АВОВ — для охлаждения охлаждающей воды (табл. 23.6).

ГЛАВА 24

АБСОРБЦИОННО-ДЕСОРБЦИОННОЕ (КОЛОННОЕ) И СОПУТСТВУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Колонное оборудование предназначено для осуществления многообразных процессов массопередачи, используемой в установках подготовки газа: установках абсорбционной (гликолевой) осушки газа, установках абсорбционной очистки газа от кислых компонентов (H_2S , CO_2), установках ректификации добытого жидкого углеводородного сырья, например стабилизации конденсата и т.п. Основными типами оборудования являются абсорбер и десорбер, сопутствующими — печи нагрева и стабилизации продукта.

Абсорбер (табл. 24.1, 24.2) служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси погло-

Таблица 24.1

Характеристика абсорбера (см. рис. 24.1; $X=1000$ мм)

Показатели	Внутренний диаметр, мм			
	1200	1600	2000	2400
Давление, МПа	5,6	5,6/3,0	5,6	5,6/3,0
Размеры, мм:				
А	710	1420/1420	1420	2130/3550
Б	9530	11800	12 310	14550/17330
В	8870	10970	11 360	13430/16270
Г	7340	8800	9200	10600/12020
Д	4040	4900	5100	6000/7420
Е	2800	2900	3010	3300
З	300	450	500	600
И	1375	1805	2250	2690
S	26	32/20	40	46/26

Примечание. Число колпачковых тарелок равно 6.

Таблица 24.2

Характеристика штуцеров абсорберов (см. рис. 24.1)

Штуцер	Условный диаметр прохода (мм), при внутреннем диаметре абсорбера, мм			
	1200	1600	2000	2400
I Входа газа	200	300	300	350
II Выхода газа	200	300	300	80
III Входа ДЭГ	50	50	50	80
IV Выхода ДЭГ	50	50	50	100
V Дренажа	100	100	100	450
VI Люка-лаза	450	450	450	40
VII Регулятора уровня	40	40	40	15
VIII Манометра	15	15	15	15
IX Указателя уровня пара (флегмы)	15	15	15	15

Примечания. 1. Рабочие условия: давление 5,6 и 3 МПа, температура среды 25 и 40 °С, среда — диэтиленгликоль, газ.

2. Число колпачковых тарелок равно 6.

щается жидкостью (абсорбером). Контакт потоков газа и жидкости в абсорбере происходит следующим образом:

прохождением газа через колонну с насадкой различного типа, орошаемой жидкостью;

прохождением газа через колонну, заполненную распыленной жидкостью;

барботированием газа через слой жидкости;

прохождением газа над поверхностью жидкости.

В целях достижения высоких значений коэффициентов массопередачи конструкция абсорбера должна обеспечивать противоточное движение газа и жидкости.

В зависимости от вида контакта газ — жидкость в промышленности используют следующие основные типы абсорберов: тарельчатые (колпачковые, сетчатые, сегментные и т. д.); насадочные (кольца Рашига, седла Берля и т. д.); распылительные (скрубберы); пленочные или контактные.

Колонна для эффективного ведения абсорбционного процесса должна быть рассчитана исходя из следующих основных требований:

по равновесным соотношениям газ — жидкость должно быть определено количество жидкости, необходимой для поглощения требуемого компонента из газовой фазы;

по предельным нагрузкам (по газу и жидкости) должна быть рассчитана производительность абсорбера и найдены площадь сечения и диаметр колонны;

по равновесным данным и материальному балансу должно быть найдено число теоретических тарелок, необходимых для достижения требуемой степени извлечения (поглощения) соответствующего компонента из газовой смеси абсорбентом (жидкостью).

Наиболее широкое применение в промышленности нашел абсорбер тарельчатого типа (рис. 24.1). Это колонна, оборудованная тарелками с круглыми желобчатыми колпачками. В нижней части абсорбера размещен каплеотделитель (входной скруббер) с глухой тарелкой. Каплеотделитель представляет собой вертикальный жалюзийный или сетчатый сепаратор. В средней части абсорбера над глухой тарелкой сетчатый сепаратор размещены колпачковые тарелки. Число тарелок обычно бывает 4; 8; 16 в зависимости

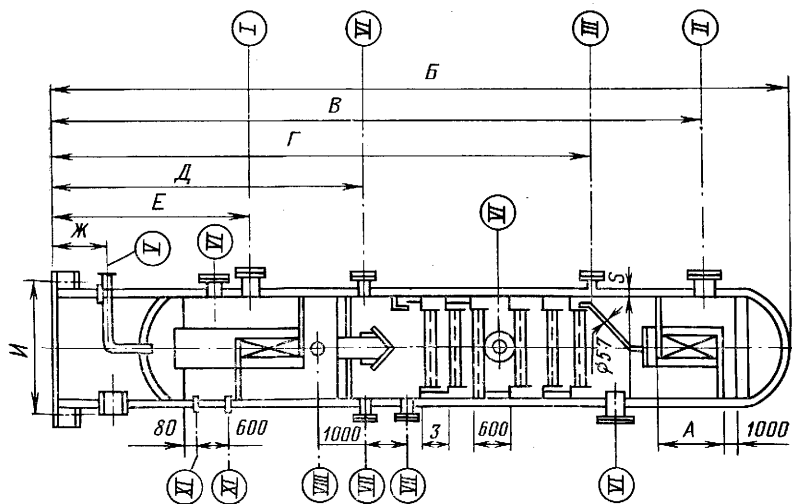


Рис. 24.1. Абсорбер

от необходимой глубины осушки или очистки газа. Над тарелками установлена верхняя скрубберная секция (брызгоуловитель).

Поток осушаемого или очищаемого газа поступает в абсорбер через входной скруббер под нижнюю глухую тарелку, далее проходит от тарелки к тарелке, барботируя через слой абсорбента, и, пройдя брызгоуловитель, выходит из колонны. Поток абсорбента поступает в абсорбер противотоком (по отношению к потоку газа) на верхнюю тарелку, далее, переливаясь через разделительную перегородку, жидкость стекает вниз от тарелки к тарелке, поглощая необходимый компонент из газового потока, который барботирует через слой абсорбента на каждой тарелке. Наконец, достигнув глухой тарелки, абсорбент, насыщенный извлекаемым из газа компонентом (H_2O ; H_2S ; CO_2 и т. д.), выходит из колонны и направляется на десорбцию (регенерацию). Поток осушенного (от H_2O) или очищенного (от H_2S ; CO_2) газа по выходе из абсорбера направляется в газотранспортные магистрали.

Десорбер предназначен для реализации процесса разделения компонентов жидкой смеси путем ее частичного испарения и отдельного улавливания пара и остатка. Применяется для регенерации гликолей и растворов аминов, стабилизации конденсата и т. п. Более летучие компоненты разделяемой в десорбере смеси жидкости при этом имеют повышенную концентрацию в паре, а менее летучие — повышенную концентрацию в жидком остатке. Полнота разделения зависит от свойств компонентов, представляющих подлежащий десорбции жидкостный поток, и от способа проведения процесса разделения.

Используют следующие основные способы процесса разделения жидкости, реализуемые в десорбере:

выпаривание или однократную дистилляцию, когда в процессе испарения образующиеся пары обычно выделяются конденсацией;

ректификацию или многократную дистилляцию, когда пар непрерывно и в противотоке вступает в соприкосновение со сконденсированной порцией.

При выпаривании или однократном испарении потери остатка с паром выше, чем при ректификации. Питание ректификационной колонны обычно подается в среднюю ее часть. В этом случае части колонны, расположенные выше и ниже ввода питания, называются ректификационной и отгонной секциями.

Колонна, в которой исходная жидкость подается в верхнюю часть, называется отгонной. В таких аппаратах допустимо отказать от возвращения части сконденсированных паров в виде флегмы в колонну. Более концентрированный раствор регенерируемого жидкостного потока может быть получен в ректификационных колоннах с подачей нескольких орошений.

Таблица 24.3

Характеристика десорбера (см. рис. 24.2, 24.3; $\Gamma=1500$ мм, $\mathcal{Z}=400$ мм)

Показатели	Внутренний диаметр, мм													
	400		600		800		1000		1200		1600		2000	
Площадь теплообмена испарителя, мм ²	16	25	16	40	25	100	40	50	50	100	50	80	100	100
Размеры, мм:														
Б	14 200	15 100	17 000	14 360— 14 900	18 600	15 400	17 600	18 150	18 200	18 300	18 350	17 950	18 450	19 750
В	7400	8320	8300	7500—8050	9650	8460	8600	9150	9150	9250	9200	8800	9300	10 200
Д	2600	2520	2600	2600—3150	3520	3260	2600	3150	3150	3260	3150	2660	3260	3260
Е	850	850	850	850	850	850	850	850	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Ж	1600	1600	1600	1600	1800	1600	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	2100
И	520	520	730	730	930	1000	1150	1150	1350	1350	1800	1800	1800	2200
К	—	—	400	—	600	—	600	600	600	600	600	600	600	600
Л	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	12	12	12	12

Таблица 24.4

Характеристика штуцеров десорберов (см. рис. 24.2, 24.3)

Штуцер	Условный диаметр прохода (мм) при внутреннем диаметре десорбера, мм												
	400	600		800		1000		1200		1600		2000	
	Площадь теплообмена испарителя, м ²												
	25	16	40	25	100	40	50	50	100	50	80	100	100
<i>I</i> Входа осушителя	80	50	80	80	80	100	100	100	100	100	100	100	150
<i>II</i> Выхода осушителя	80	50	80	80	80	100	100	100	100	100	100	100	150
<i>III</i> Выхода паров воды	50	200	50	300	80	300	300	300	300	300	300	300	300
<i>IV</i> Входа осушителя в испаритель	200	200	250	200	350	250	250	250	350	250	300	350	350
<i>V</i> Выхода осушителя из испарителя	250	200	250	200	350	250	250	250	350	250	300	350	350
<i>VI</i> Люка-лаза	250	250	250	450	250	450	450	450	450	45	450	450	450
<i>VII</i> Дренажа	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<i>VIII</i> Термометра сопротивления	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
<i>IX</i> Сигнализатора уровня	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<i>X</i> Регулятора уровня	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
<i>XI</i> Вакуумметра	—	15	—	15	—	15	15	15	15	15	15	15	15
<i>XII</i> Орошения	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Примечания. 1. Рабочие условия: давление 0,43 МПа, температура 158 и 170 °С.
 2. При диаметре десорбера 400 мм площадь теплообмена 16 и 25 м².

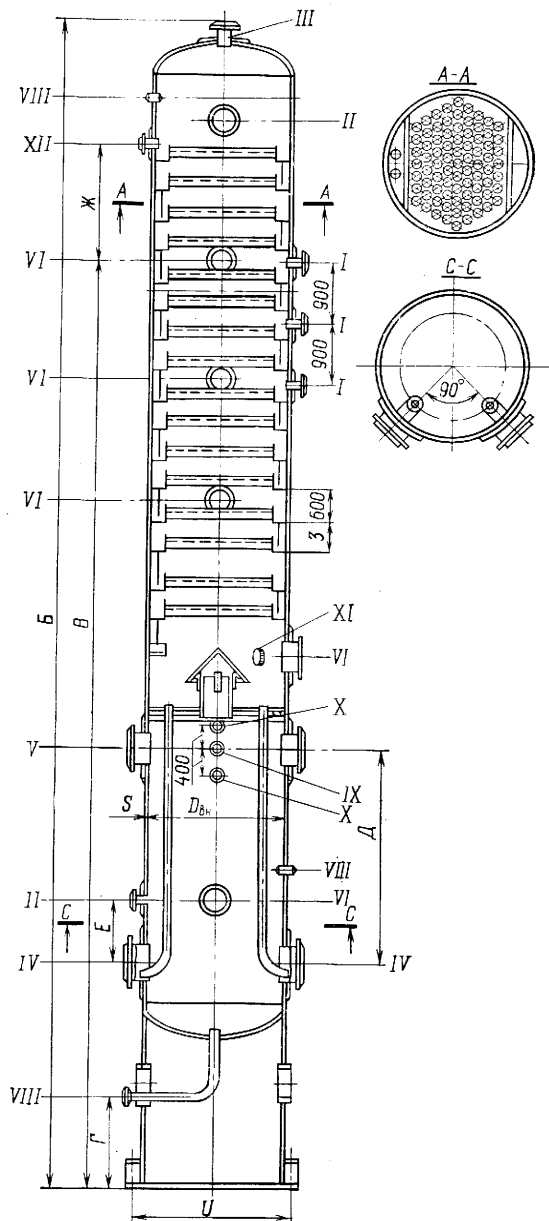


Рис. 24.3. Десорбер с двумя испарителями

Таблица 24.5

Характеристика испарителей (рис. 24.4)

Показатели	Внутренний диаметр, мм			
	400	600	800	1000
Площадь теплообмена, м ²	16	40	80	125
	25	50	100	
Размеры, мм:				
В	3720	3640	3910	4310
	4720	4140	4610	
Г	1930	1930	1930	1930
	2930	2430	2430	
Д	2600	2600	2660	2800
	3520	3154	3260	
Е	900	880	1100	1300
	900	880	1580	
Ж	480	500	570	700
	480	500	620	

Примечание. Рабочие условия: давление в трубном пространстве 0,034—0,11 МПа; давление в межтрубном пространстве — 1,2 МПа; температура в трубном пространстве 158—164 °С, в межтрубном — 179—183 °С; среда в трубном пространстве — диэтиленгликоль, в межтрубном — водяной пар.

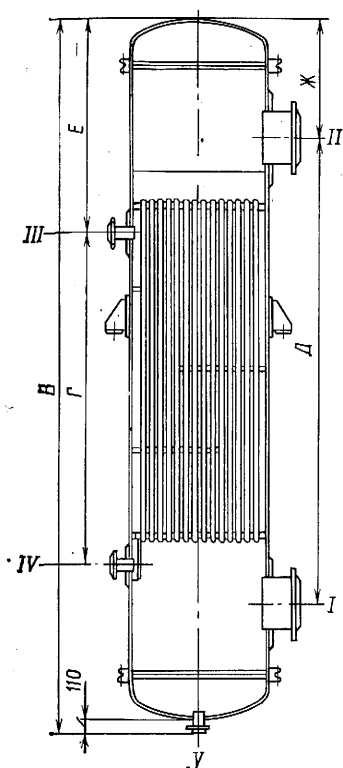


Рис. 24.4. Испаритель трубчатого типа

В промышленности, как правило, используют десорберы двух типов: тарельчатые (табл. 24.3, 24.4) и насадочные. Конструктивно десорберы колонного типа аналогичны абсорберам. Наиболее широко применим десорбер тарельчатого типа с одним (рис. 24.2) или двумя испарителями (рис. 24.3).

Для выпаривания абсорбированных компонентов насыщенный абсорбент необходимо нагревать в **подогревателях-испарителях** до температур, обеспечивающих отгонку (испарение) поглощенного абсорбентом компонента. Для этих целей широко применяют подогреватели-испарители трубчатого типа (рис. 24.4, табл. 24.5, 24.6) наружного (вне колонны десорбера) исполнения.

Колонное и подогревательно-испарительное оборудование в блочном исполнении разработано для комплектации установок подготовки газа по типовым технологическим схемам.

Таблица 24.6

Характеристика штуцеров испарителей (см. табл. 24.5, рис. 24.4)

Штуцер	Условный диаметр прохода (мм) при внутреннем диаметре испарителя, мм			
	400	600	800	1000
I Входа ДЭГ	200	250	300(350)	400
II Выхода ДЭГ	200	250	300(350)	400
III Входа пара	50	50	80(100)	80
IV Выхода пара	25	50	50(80)	50
V Дренажа	50	50	50	50

Примечания. 1. Давление в межтрубном пространстве 1,2 МПа.

2. При внутреннем диаметре 400 мм площадь теплообмена равна 16 и 25 мм², при 600 мм — 40 и 50 мм², при 800 мм — 80 и 100 (в скобках) мм², при 1000 мм — 125 мм².

Таблица 24.7

Техническая характеристика автоматизированных блоков регенераторов гликоля и метанола, используемых для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Блок	Условное обозначение блока	Среда	Производительность, м ³ /ч
Регенерации гликоля	ГП494.01.00.000	Гликоль	5
То же	ГП457.01.00.000	»	10
»	ГП330.01.00.000	ДЭГ	1
»	ГП505.12.00.000	»	0,24
Регенерации метанола	ГП329.01.00.000	Метанол	0,5

Продолжение

Блок	Концентрация реагента, % (вход/выход)	Тепловая мощность, кДж/ч	Габариты, мм			Масса блока, кг
			Длина	Высота	Ширина	
Регенерации гликоля	97/99,5	8,4	11 000	15 500	3150	29 000
То же	97/99,5	14,7	11 000	15 250	3150	51 900
»	70/80	6,3	9000	12 270	3150	20 311
»	70/80	2,1	7000	12 050	3150	9 892
Регенерации метанола	40/90	16,7	10 000	16 065	3150	18 997

Автоматизированные блоки колонного оборудования, регенераторов гликоля и метанола, огневых подогревателей и блоки топливного газа (табл. 24.7—24.9) используют для оснащения установок низкотемпературной сепарации с инъекцией гликоля или метанола, установок стабилизации конденсата и установок осушки газа производительностью по газу до 10 млн. м³/сут на рабочее давление до 8 МПа. Они позволяют осуществлять стабилизацию конденсата с расходом до 35 м³/ч в одной колонне. Блоки регенераторов дают возможность производить на уста-

Таблица 24.8

Техническая характеристика автоматизированных блоков колонного оборудования, используемых для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Блок	Условное обозначение блока	Производительность по сырью	Давление, МПа	Температура, °С		Габариты, мм			Масса блока, кг
				колонна (верх/низ)	подогреватель (вход/выход)	высота	диаметр		
							юбки	опалубки	
Абсорбера	ГП365.04.00.000	5*	8,0	20—40	90	16 000	2100	3600	34 700
		8**		20—40	60				
Колонного агрегата абсорбционной осушки газа	ГП563.00.000	10*	8,0	5—45	90	16 390	2100	4200	67 000
				5—45	60				
То же	ГП399.03.00.000	35000***	2,5	270	—	31 090	2300	3510	40 550
Дебутилизатора для стабилизации конденсата (коррозионно-стойкое К2 исполнение)	ГП492.03.00.000	6—14**	4,0	250—270	—	25 400	1880	3350	27 000
				40—70					
То же	ГП529.03.00.000	6—14**	4,0	220—250	—	25 600	1880	3800	21 200
То же (хладостойкое исполнение)	ГП529.03.00.000	6—14**	4,0	40—70	—	25 600	1880	3800	22 550
				220—250					

* млн. м³/сут.** м³/ч.

*** кг/ч.

Таблица 24.9

Техническая характеристика автоматизированных блоков
огневых подогревателей и топливного газа, используемых
при оснащении установок подготовки газа по типовым схемам

Блок	Обозначение блока	Производи- тельность, м ³ /ч	Тепловая мощность, кДж/ч
Печь стабилизации для подогрева конденсата перед подачей его в колонну (коррозионно-стойкое К2 исполнение)	ГП492.04.00.000	—	2,8·10 ⁶
То же	ГП399.04.00.000	—	13,9·10 ⁶
Печь подогрева газа в установке адсорбционной осушки	ГП365.03.00.000	31600*	11,1·10 ⁶
Блок подогрева теплоносителя (ДЭГ)	ГП364.06.00.000	12,5**	—
То же	ГП430.19.00.000	25**	—
Блок топливного газа	ГП430.22.00.000	100*	—
То же	ГП430.23.00.000	1000*	—

* По газу.

** По ДЭГ.

Продолжение табл. 24.9

Блок	Площадь поверх- ности нагрева, м ²	Давление, МПа	Темпера- тура, °С ($\frac{\text{вход}}{\text{выход}}$)	Габариты, мм			Масса блока, кг
				высо- та	дли- на	шири- на	
Печь стабилизации для подогрева конденсата перед подачей его в колонну (коррозионно-стойкое К2 исполнение)	51—35	3,0	215/250	21 910	4600	4400	30 000
То же	259—105	3,0	215/250	33 915	6960	5400	46 200
Печь подогрева газа в установке адсорбционной осушки	120—80	8,0	0/147	24 000	6200	5430	36 730
Блок подогрева теплоносителя (ДЭГ)	27,6	Атмо- сферное	50/100	11 374	9000	3300	11 746
То же	33,4	То же	50/100	11 450	9785	3000	14 240
Блок топливного газа	—	13,8	0—100	3140	5030	2000	1820
			0—100				
То же	—	8,0	0—100	4000	6000	1950	2700
			0—100				

новках осушки газа регенерацию гликоля до 99,5% (производительность по гликолю до 10 м³/ч), а на установках низкотемпературной сепарации регенерировать гликоль до 80% (производительность до 1 м³/ч). Блок регенерации метанола позволяет регенерировать метанол до 90% (производительность 0,5 м³/ч).

ГЛАВА 25

ОБОРУДОВАНИЕ, УСТАНОВКИ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ХОЛОДА

В процессе эксплуатации технологических установок промышленной подготовки газа и конденсата режим работы технологических установок во многом определяется эффективностью работы оборудования, установок и устройств для получения холода. К ним относят штуцера или дроссели адиабатического расширения газа, холодильные машины абсорбционного и парокompresсорного типов, расширительные машины (детандеры поршневые или центробежные) для дросселирования газа с совершенствованием внешней работы. Дросселирование или расширение газа на установках подготовки может быть осуществлено с помощью специальных профильных сопел. К этому типу оборудования могут быть отнесены эжекторы, позволяющие одновременно дросселировать основной поток газа и утилизировать потоки низкотемпературных газов.

Регулирующие устройства (дроссели) предназначены для регулирования режима работы скважин. Изготавливаются по ТУ 26-16-41—77 «Дроссели регулируемые типа ДР» и подразделяются по условиям эксплуатации на три группы:

- для умеренной климатической зоны и некоррозионной среды;
- для холодной климатической зоны и некоррозионной среды;
- для умеренной климатической зоны и коррозионной среды.

Режим работы скважины регулируют дросселированием потока рабочей среды изменением площади кольцевого прохода.

Техническая характеристика регулируемых дросселей типа ДР-65×350

Диаметр условного прохода, мм	65
Рабочее давление, МПа	35
Группа исполнения	а, б, в
Тип присоединения дросселя	Фланцевый
Температура рабочей среды, °С	≤ 120
Габариты, мм:	
длина	343
ширина	320
высота	605
Масса, кг	57

Стандартные штуцера или дроссели используют в установках низкотемпературной сепарации газа в качестве узла получения холода. Подбор размеров этих штуцеров основан на принципе

Таблица 25.1

Техническая характеристика штуцеров типа ШР

Параметры	ШР-10	ШРП-1	ШРПВ-60	ШРПВ-100
Условное давление, МПа	10	32	32	16
Условный проход, мм	200	100	100	150
Максимально допустимый перепад давления, МПа	2,5	16	—	—
Диапазон регулирования дроссельного отверстия, мм	—	—	0—60	54—78,5
Давление питания, МПа	0,4—0,6	0,25	—	—
Давление управления, МПа	0,02—0,1	0,02—0,1	—	—
Температура среды, °С	—30— +50	—30— +50	—40— +50	—40— +50
Габариты, мм:				
с пневмоприводом	380×850× 550	390×490	720×356× 1110	944×391× 1362
с ручным приводом	—	—	720×450× 1095	944×450× 1360
Масса, кг:				
с пневмоприводом	124	34,5	323	421
с ручным приводом	—	—	318	416

критического истечения газа через дроссель (адиабатическое расширение газа без совершения внешней работы).

Штуцера (табл. 25.1) регулируемые типов ШР применяют для дистанционного автоматического регулирования дебита газовых скважин путем изменения проходного сечения. Они могут быть использованы в качестве пневмоприводного исполнительного механизма.

Турбодетандерные агрегаты предназначены для получения холода в установках НТС, основаны на принципе политропического расширения газа с совершением внешней работы. Внешняя работа, вырабатываемая турбодетандером, может быть использована для вращения вала компрессора, в котором газ дожимается до давления в газопроводе. В турбодетандере в зависимости от степени расширения газа может быть получена высокая холодопроизводительность агрегата, обеспечивающая поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор) типа ТДА-3 и ТДА-5 (табл. 25.2).

Эжекторы (рис. 25.1, табл. 25.3) служат для эжектирования низконапорного газа высоконапорным. Так, эжекторы широко применяют на установках низкотемпературной сепарации газа для эжектирования газа дегазации из разделительных емкостей.

Таблица 25.2

Техническая характеристика турбодетандерных агрегатов

Агрегат	Производительность	Давление на входе, МПа	Степень расширения газа в турбине	Степень сжатия газа в компрессоре	Перепад температур в турбине, °С	Частота вращения ротора, об/мин	Моторесурс, ч	Масса блока, кг
Блочный турбодетандерный для охлаждения газа в системах транспорта БТДА-5-100-ХЛ1 (ТУ 51-861—79)	5,0*	10,0	1,3	1,10	16	9700	2500	16 000
То же, для охлаждения газа в системах подготовки БТДА-5-100-1-ХЛ1 (ТУ 51-861—79)	5,0*	10,0	1,3	1,10	16	9700	2500	16 000
То же, БТДА-100-1ЗУХЛ	10,0*	9,0	1,53	1,25	24	9700	3000	16 000
Турбодетандер-компрессор для охлаждения газа в системах подготовки ТКО 25/64	25**	6,4	1,143—1,354	1,065—1,153	16	6500—7000	4000	12 250
То же, в системах переработки ТКО 75/42	75**	4,2	1,8	1,18	28	9000—11 000	4000	12 250
То же, в системах подготовки и переработки АДК-100-70	100**	7,0	1,8	1,17	21	9000—11 000	4000	12 250

* млн. нм³/сут.** м³/мин.

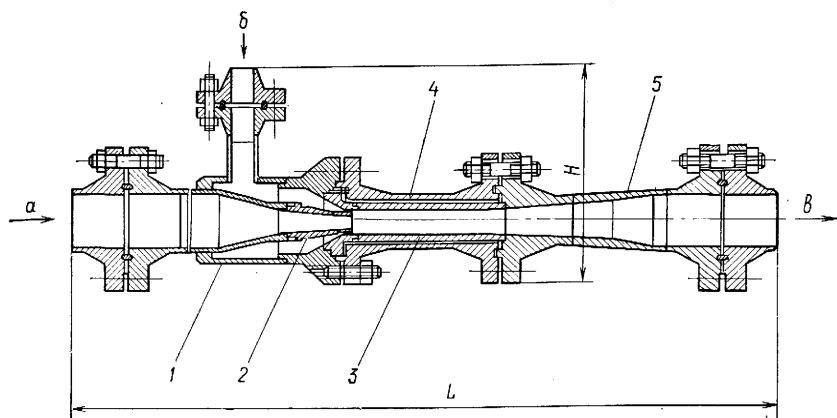


Рис. 25.1. Эжектор:

1 — корпус; 2 — сопло; 3 — камера смешения; 4 — кожух; 5 — диффузор; а — вход эжектирующего газа; б — вход эжектируемого газа; в — выход смеси

В этом случае эжекторы устанавливают вместо штуцеров (дресселя) перед низкотемпературным сепаратором. Если на промысле стабилизация газового конденсата производится ступенчато, то эжектирование также можно проводить ступенчато, т.е. высоконапорным газом для последней ступени дегазации является газ дегазации последующей ступени и т.д.

Эжекторы применяют также в обвязке компрессорных станций для закачки газа в подземные хранилища. Эжекторы устанавливают на нагнетательной линии, а их камеры смешения соединяют с всасывающим коллектором. Такая обвязка в первый период закачки газа, когда пласт может принимать газ значительно более низкого давления, чем давление нагнетания, позволяет сократить число компрессоров или энергетические затраты на компрессорных станциях подземных хранилищ.

Возможность использования эжекторов огромная. Например, их можно применять непосредственно при добыче газа, используя газ газовых залежей высокого давления для эжектирования газа залежей низкого давления.

Холодильные машины (табл. 25.4—25.6) в установках низкотемпературной сепарации газа на стадии их эксплуатации, когда холодопроизводительность дросселируемого газового потока перестает обеспечивать проектный температурный режим технологического процесса промышленной подготовки газа.

Холодильные машины в схеме низкотемпературной сепарации природного газа включаются установкой испарителя вместо дросселя (штуцера).

В испарителе кипящий в межтрубье аппарата хладагент (аммиак, пропан или т.п.) охлаждает природный газ, прохо-

Таблица 25.3

Техническая характеристика газовых эжекторов

Эжектор	Рабочее давление газа, МПа		Диаметр камер смешения, мм	Диаметр сопел, мм	Температура газа, °С	Габариты, мм			Масса, кг
	эжектирующего	эжектируемого				Ширина	Высота	Длина	
ЭГ-1	16,0	0,5—7,0	16—45	10—24	—20—20	285	530	1450	220
ЭГ-3	6,4	0,5—2,5	30—100	20—50	—30—20	285	530	1720	340
ЭГ-4	10,0	0,5—2,5	16—45	10—30	—20—20	285	530	1170	225
ЭГ-5	16,0	0,5—7,0	16—36	10—24	—70—20	285	530	1530	220
ЭГ-6	16,0	0,12—5,0	30—70	20—60	—30—50	350	580	1775	352
ЭГ-13-61	16,0	0,5—7,0	16—49	8—34	—50—20	350	470	1375	350

Таблица 25.4

Удельные затраты (на 4200 кДж) энергоресурсов по типам холодильных машин

Ресурсы	Температура кипения хладагента, °С	Парокомпрессорные				
		поршневые		турбокомпрессоры		
		аммиачные с конденсаторами водяного охлаждения	с водяными конденсаторами	с конденсаторами водяного охлаждения	с конденсаторами воздушного охлаждения	с конденсаторами и с газовыми приводами
Электроэнергия, кВт·ч	-5 ÷ -55	0,3—1,0	—	0,36—1,35	0,48—1,58	0,11—0,2
Вода оборотная при перепаде температур в 5 °С, м³	-5 ÷ -55	0,24—0,38	0,27—0,4	0,28—0,46	—	—
Вода горячая (м³) или пар (кг)	-5 ÷ -55	—	—	—	—	—
Топливный газ, нм³	-5 ÷ -55	—	0,16—0,5	—	—	0,175—0,65

Окончание табл. 25.4

Ресурсы	Абсорбционные водоаммиачные			
	с водяным охлаждением	с воздушным охлаждением	с газовым обогревом и водяным охлаждением	с газовым обогревом и воздушным охлаждением
Электроэнергия, кВт·ч	0,019—0,034	0,2—0,34	0,034—0,07	0,21—0,38
Вода оборотная при перепаде температур в 5 °С, м³	0,31—0,47*	—	0,31—0,47*	—
Вода горячая (м³) или пар (кг)	0,16—0,24 (вода при $t=100 \div 170$ °С)	4,1—9,5 (пар при $p=0,25 \div 0,65$ МПа)	—	—
Топливный газ, нм³	—	—	0,27—0,6	0,32—0,7

* При перепаде температур от 10 до 25 °С.

Таблица 25.5

Технико-экономические показатели холодильных станций номинальной холодопроизводительностью 26,4 МДж/ч при температуре кипения -25°C

Тип	Число машин ($\frac{\text{рабочие}}{\text{резервные}}$)	Холодопроизво- димость, $\frac{\text{кДж}}{\text{ч}}$	Энергоресурсы			Площадь стан- ции, м^2 ($\frac{\text{общая}}{\text{мапзал}}$)	Масса комплек- та, т
			Мощность, МВт ($\frac{\text{установленная}}{\text{потребляемая}}$)	Расход воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	Расход топлив- ного газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$		
Компрессоры двухступенчатые оппозитивные ДАО-750 с конденсаторами водяного охлаждения	6	27,7	5,2	1830*	—	2950	535
	2		3,16			1296	
Турбокомпрессоры пропановые с конденсаторами водяного охлаждения АТКП-335	4	31,9	7,68	2350*	—	1686	470
	1		4,3			648	
Турбокомпрессоры аммиачные с конденсаторами воздушного охлаждения АТКА-545	2	29,4	11,6	100*	—	1752	600
	1		5,5			432	
Турбокомпрессоры на базе АТКА-545 с конденсаторами воздушного охлаждения и газовым приводом	2	29,4	11,0	100	2300	1752	600
	1		6,0			432	
Газомотокомпрессоры с конденсаторами водяного охлаждения 10ГКН2/169-15	5	29,4	0,075	2150	1750	2460	810
	1		0,05			1080	
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами водяного охлаждения АВХМ-1600/25	3/—	31,5	0,3	2700**	—	1140	600
			0,19	1275***		72	
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами водяного охлаждения и газовым обогревом АВХМ-1600/25	3/—	31,5	0,45	2700**	2930	1140	700
			0,375			72	
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами воздушного охлаждения АВХМ-1600/25	4/—	26,9	2,0	—	—	1765	980
			1,6			38****	
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами воздушного охлаждения и газовым обогревом АВХМ-1600/25	4/—	26,9	2,2	—	2940	1765	1100
			1,74			72	

* При температуре 5°C .** При температуре 10°C .

*** Горячая вода.

**** Пар, $p=0,35$ МПа.

Таблица 25.6

Техническая характеристика абсорбционных холодильных машин с водоаммиачным циклом, используемых для охлаждения газа в газопроводах, в установках НТС и т. п.

Показатели	АХМ-05/45	АХМ-1/45	АХМ-2/25	АХУ-2,7ЭТХ	АВХА-6300/5	АВХА-4000/15	АВХА-500/30	АВХА-8000/5	ХМ (ЦКБН)
Холодопроизводительность, МВт	0,58	1,16	2,33	3,14	7,33	4,65	0,58	9,3	2,32
Температура кипения аммиака, °С	-45	-45	-25	-10	-5	-15	-30	-5	-30
Температура охлаждающей воды, °С	25	25	25	25	25	25	28	25	30
Давление греющего пара, МПа	0,54	0,54	0,41	—	0,22	0,31	0,44	0,22	—
Расход:									
греющего пара, т/ч	4,3	8,6	10,7	—	25	20	3,8	28	—
отходящего газа, тыс. нм ³ /ч	—	—	—	9,32	—	—	—	—	38
охлажденной воды, м ³ /ч	250	500	700	446	1300	1000	250	1500	—
горячей воды, м ³ /ч	220	440	—	—	—	—	—	—	—
Тепловой коэффициент	0,23	0,23	0,37	0,45	0,51	0,43	0,29	0,5	—
Габариты, мм:									
длина	15 000	20 000	20 000		24 000	32 400	12 000	30 000	8600
ширина	13 000	15 000	40 000		18 000	16 000	10 800	22 000	85 000
высота	11 200	14 800	14 800		19 300	13 000	18 500	20 000	12 306

дящий по трубкам аппарата. Пары хладагента из испарителя направляются на конденсацию (ожижение) компрессионным или абсорбционным методом. Охлажденный до необходимой температуры сепарации (обычно -15°C) природный газ из испарителя идет на сепарацию в низкотемпературный сепаратор.

Холодильные машины служат также для охлаждения газа на компрессорных станциях с целью увеличения подачи газа по магистральным газопроводам.

ГЛАВА 26

КОМПРЕССОРНОЕ И НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Компрессорное и насосное оборудование используют для перекачки газов и жидкостей при освоении и эксплуатации скважин на дожимных компрессорных и насосных станциях, на промыслах, газо- и конденсатопроводах.

Компрессорное оборудование подразделяют в основном на два класса: компрессоры, в которых компримирование основано на принципе вытеснения (поршневые, винтовые, ротационные); компрессоры, в которых компримирование осуществляется за счет сообщения газу большой скорости с последующим преобразованием кинетической энергии потока в потенциальную (центробежные, осевые). Компрессорное оборудование классифицируют также по типу привода компрессора.

В газовой промышленности широкое применение нашли: передвижные компрессорные установки, используемые при освоении скважин; поршневые газомотокомпрессоры для технологических нужд промысла, а также на дожимных и линейных компрессорных станциях; центробежные компрессорные машины, используемые на линейных компрессорных станциях.

Передвижные компрессорные установки представляют собой автономные блочные компрессорные станции, смонтированные на салазках или какой-либо другой транспортной базе (табл. 26.1), и используются при освоении скважин, проведении операций газлифта обводнившихся газовых и нефтяных скважин, а также для других технологических операций. Обеспечивают давление нагнетания 1,7—40 МПа и подачу газа 3,5—88 м³/мин.

Установка УКП-8-80 предназначена для освоения скважин, установки КС-16/100, КПУ-16/250, АК-7/200, ДКС-7/20А, ДКС-3,5/200 и ДКС-3,5/400 — для освоения и бурения скважин, установки КС-550 и КС-1000 — для сбора низконапорного газа и газлифтной эксплуатации скважин.

Газомотокомпрессоры — это компрессорные агрегаты, в которых силовая часть соединена с компрессорной общим коленчатым валом и рамой, они предназначены для перекачки газа и сжатия в технологических процессах.

Таблица 26.1

Техническая характеристика передвижных компрессорных установок

Марка	Подача, м ³ /мин	Давление, МПа		Привод	Мощность привода, кВт	Расход топлива, кг/ч	Транспортная база	Габариты, мм			Масса установки, кг
		на приеме	на выкиде					длина	ширина	высота	
УКП-8-80	8	0,1	8,0	Дизель В2-300	220	43	Гусеничная тележка ТГТ-200 «Восток» Салазки	6 615	2650	2870	16 100
КС-550	18; 19,5; 29; 88	0,1; 0,4; 0,4; 2,5	1,7; 6,4; 2,5; 5,5	Газовый двигатель ГМ-8	400	168*	Салазки	6 600	3390	4050	59 000
КС-1000	35	0,5	10,0	Газовый двигатель 206ГМ-16/100	736	278*	Салазки	6 600	4510	3820	90 000
КС-16/100 (КПУ-16/100)	16	0,1	10,0	То же	300	68	Автоприцеп 4МЗАП-5204	10 860	3140	3450	23 500
КПУ-16/250	16	0,1	25,0	То же	300	68	То же	10 860	3140	3450	23 500
АК-7/200	7	0,1	20,0	ДК-10 (2 агрегата)	100×2	34×2	Салазки	5 100	3000	3000	23 000
ДКС-7/20А	7	0,1	20,0	ДК-10 (2 агрегата)	100×2	34×2	КрАЗ-255Б	8 650	2700	3750	6 800
200ТПДКС-3,5 (ДКС-3,5/200)	3,5	0,1	20,0	ДК-10	130	34	Гусеничный трактор-тягач ГТ-Т	6 350	3100	3000	17 000
ДКС-3,5/400	3,5	0,1	40,0	ДК-10 (2 агрегата)	130×2	34×2	То же	6 350	3100	3000	17 000
6ВКМ-25/В	25,9	0,1	0,8	То же	163	34×2	»	3 000	1060	1705	3 200
ПД-12/125	12	0,1	2,5	»	220	34×2	»	7 850	2500	3080	9 600
СД-9/101	9	0,1	10,1	»	200	34×2	»	9 660	3000	3600	20 000

* Расход газа в м³/ч.

Газомотокомпрессоры 8ГКМ (табл. 26.2) имеют четырехтактный газовый двигатель. Газотопливная система состоит из редуктора, крана для подачи газа, газосмесителя и коллектора рабочей смеси. Для зажигания смеси используют свечи АС-170, магнето М-56 с правым вращением завода и ручным регулированием. Расход смазочного масла двигателя не превышает 82 г на единицу мощности; расход компрессорного масла 200 г/ч. Запуск двигателя производится сжатым воздухом при давлении 2 МПа от пусковых баллонов вместимостью не менее 200 л. Компрессор охлаждается водой (температура на входе до 35 °С, на выходе до 50—60 °С).

Газомотокомпрессоры 10ГКМ и 10ГКН (табл. 26.3) имеют двухтактный газовый двигатель с контурной продувкой и V-образным расположением силовых цилиндров. Газовое топливо при давлении 0,2—0,25 МПа через газовпускной клапан подается непосредственно в цилиндр, где в момент сжатия газа после перекрытия поршнем воздухопускных окон цилиндра образуется горючая смесь. Компрессор снабжен низковольтной системой зажигания.

У компрессоров 10ГКН имеются два газотурбокомпрессора, являющиеся первой ступенью системы наддува силовых цилиндров.

Применение системы наддува силовых цилиндров повысило мощность этих компрессоров до 1100 кВт. Мощность компрессора 10 ГКМ равна 736 кВт.

Развитие поршневого газомотокомпрессоростроения привело к созданию более мощных компрессоров МК-8, ГПА-5000 и ДР-12 (табл. 26.4). Созданы и используются поршневые компрессоры с приводом от электродвигателя.

Центробежные компрессоры (нагнетатели) с приводом от газотурбинных стационарных двигателей, авиационных двигателей и электродвигателей представлены широким набором компрессорных машин, обеспечивающих возможность перекачки природного газа по газопроводам при давлениях от 2,5 до 7,5 МПа (табл. 26.5). Эти агрегаты обеспечивают подачу газа в зависимости от типа нагнетателя и привода в объеме от 11 до 50 млн. м³/сут в одном агрегате. Разрабатываются центробежные газоконпрессоры технологического назначения на давления 35 и 50 МПа.

Насосное оборудование подразделяют по назначению на несколько групп.

Нефтяные насосы (табл. 26.6) предназначены для перекачивания нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов и других жидкостей, сходных с указанными по физическим свойствам (плотность, вязкость и др.) и коррозионному воздействию на материал деталей насосов. Перекачиваемая жидкость не должна содержать более 0,2% по массе твердых взвешенных

Таблица 26.2

Техническая характеристика газомотокомпрессоров типа 8ГКМ

Марка	Подача, м ³ /мин	Число ступеней сжатия	Давление, МПа		Габариты, мм			Масса агрегата, кг
			на приеме	на выкиде	длина	ширина	высота	
8ГКМ 1/1-4	60	1	0,1	0,4	4430	3380	2595	25 280
8ГКМ 3/2,2-9,5	495	3	0,22	0,9	4430	3520	2595	21 900
8ГКМ 1/16-30	164	1	1,6	3,0	4430	3300	2595	20 200
8ГКМ 2/1-14	35	2	0,1	1,4	4430	3380	2595	20 280
8ГКМ 2/1-26	24	2	0,1	2,6	4430	3380	2595	23 700
8ГКМ 2/1,1-14	17	2	0,11	1,4	4430	3380	2595	23 200
14Д20/50	45	1	2,0	5,0	4430	3380	2595	23 400
8ГКМ 2/1,3-14,3	32	2	1,3	14,3	4430	3380	2595	23 400
8ГКМ 2/1,3-28,5	24	2	1,3	28,5	4430	3380	2595	22 000
8ГКМ 2/2-17	36	2	0,2	1,7	4430	3380	2595	23 500
8ГКМ 2/3-15	56	2	0,3	1,5	4430	3300	2595	20 000
8ГКМ 3/1-50	22	3	0,1	5,0	4430	3380	2595	22 000
8ГКМ 2/1-17	30	2	0,1	1,7	4430	3380	2590	20 000
8ГКМ 1/38-55	250	1	3,8	5,5	4430	3300	2595	21 200
8ГКМ 2/3,5-45	29	2	0,3	4,5	7135	5190	2945	70 700
8ГКМ 1/21-51	98	1	2,1	5,1	7135	5190	2945	65 400
8ГКМ 1/7-15	115	1	0,7	1,5	7135	5190	2945	63 500

Примечание. Для двигателя: мощность 220 кВт; частота вращения вала 350 об/мин; диаметр цилиндра 280 мм; ход поршня 318 мм; число цилиндров 8; среднее эффективное давление 0,5 МПа.

Таблица 26.3

Техническая характеристика газомотокомпрессоров типа 10ГКМ и 10ГКН

Марка	Подача, м ³ /мин	Число ступеней сжатия	Давление, МПа		Габариты, мм			Масса агрегата, кг
			на приеме	на выкиде	длина	ширина	высота	
10ГКМ 1/1,7-6	225	1	0,17	0,6	7135	5380	2945	61 900
10ГКМ 1/3,5-14	190	1	0,35	1,4	7135	5380	2945	61 900
10ГКМ 1/14-40	266	1	1,4	4,0	7135	5380	2945	61 900
10ГКМ 2/1,5-17,4	112	2	0,15	1,74	7135	5255	2945	68 500
10ГКМ 2/1,6-11,1	112	2	0,16	1,11	7135	5255	2945	68 500
10ГКМ 2/0,79-15	35	2	0,079	1,5	7135	5255	2945	68 820
10ГКМ 2/2-25	95	2	0,2	2,5	7135	5910	2945	65 000
10ГКМ 2/4-25	36	2	0,4	2,5	7135	5380	2945	64 500
10ГКМ 2/4-35	118	2	0,4	3,5	7135	5380	2945	58 500
10ГКМ 1/25-55	336,6	1	2,5	5,5	7750	5400	3420	71 730
10ГКМ 1/14-35	260	1	1,4	3,5	7750	5400	3420	68 880
10ГКМ 1/6-16	417,1	1	0,6	1,6	7750	5400	3420	68 000
10ГКМ 1/11-26	494,8	1	1,1	2,6	7750	5400	3420	65 890
10ГКМ 1/17-35	609,8	1	1,7	3,5	7750	5400	3420	65 510
10ГКМ 1/23-42	743,2	1	2,3	4,2	7750	5380	3420	65 000

Марка	Подача, м ³ /мин	Число ступеней сжатия	Давление, МПа		Габариты, мм			Масса агрегата, кг
			на приеме	на выкиде	длина	ширина	высота	
10ГКМ 1/25-55-1	566	1	2,5	5,5	7750	5400	3420	69 650
10ГКМ 1/55-125	529	1	5,5	12,5	7750	5310	3420	68 500
10ГКМ 2/1,69-15	109,5	2	0,169	1,5	7750	5400	3420	73 030
10ГКМ 2/2-25	143,8	2	0,2	2,5	7750	5400	3420	69 300
10ГКМ 2/4-35	177,3	2	0,4	3,5	7750	5400	3420	74 280
10ГКМ 2/15-174	146,2	2	1,5	17,4	7750	5400	3420	72 852
10ГКМ 4/1-55	88	4	0,1	5,5	7750	5400	3420	67 522
10ГКМ 1/47,4-56	2083	1	4,74	5,6	7750	5400	3420	67 522
10ГКМ 1/24-38,6	833	1	2,4	3,86	7750	5400	3420	67 522
10ГКМ 1/36,5-55	1133	1	3,65	5,5	7750	5310	3420	65 000
10ГКМ 1/16-50	336,6	1	1,6	5,0	7750	5310	3420	71 900
10ГКМ 1/9,5-12,5	120,8	1	0,95	1,25	7750	5380	3420	67 000
10ГКМ 2/5-55	170	2	0,5	5,5	7750	5190	3420	69 500
10ГКН 1/4-16	225	1	0,4	1,6	7750	5350	3420	66 500
10ГКН 1/5-16	3083	1	0,5	1,6	7750	5350	3420	66 500
10ГКН 1/16-40	483,3	1	1,6	4,0	7750	5350	3420	72 900
10ГКН 2/25-250	153	2	2,5	25,0	7940	5350	3420	70 000
10ГКН 2/50-250	241	2	5,0	50,0	7940	5350	3420	72 500
10ГКН 4/2-150	91	4	0,2	15,0	3075	5350	3420	72 500

Примечание. Для двигателя: мощность 1100 кВт; частота вращения вала 300 об/мин; диаметр цилиндра 355 мм; ход поршня 356 мм; число цилиндров 10.

частиц размером не более 0,2 мм. Привод насосов — взрывобезопасные электродвигатели исполнения ВЗГ и ВЗТ4.

Насосы, изготавливаемые в различных климатических исполнениях и различных категорий, предусмотренных ГОСТ 15150—69, ГОСТ 23447—79Е, предназначены для работы или вне помещений, или в помещениях, но в тех, где по условиям работы возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров или пыли с воздухом, относящихся к категории взрывоопасности 1,2,3 и группам Т₁, Т₂, Т₃ и Т₄ согласно классификации ПИВРЭ.

Таблица 26.4

Техническая характеристика поршневых ГПА

Показатели	С приводом от газомотокомпрессора						С приводом от электродвигателя		
	ГМС	10ГКМ	10ГКН	МК8	ГПА-5000*	ДР-12	6М25-210/3-56	6М25-140/35-56	4М25-76/35-56
Мощность, кВт	441	736	1104	2060	3680	5500	4000	5000	2500
Частота вращения вала, об/мин	600	300	300	300	375	330	375	375	300
Число цилиндров двигателя	8	10	10	8	16	12	—	—	—
Число цилиндров компрессора (наибольшее)	4	5	5	4	6	6	6	6	4
К. п. д. двигателя, %	27,5	22,6	30	36	35	36	96	96	96
Давление газа на входе в компрессор, МПа	0,3—0,35	2,5	3—3,8	2,5—4,3	3,1—4,4	3,5—4,5	0,25—0,45	3,5—4	3,5—4,4
Давление газа на выходе компрессора, МПа	1,3—1,5	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Подача, млн. м ³ /сут	0,120—0,166	0,554	0,984—1,248	1,54—5,28	4,5—10,5	8,04—13,3	0,68—0,87	7,8—9,14	4,15—5,85
Масса, т	25,2	58,5	63,6	126,8	127	270	110	112,3	75,6
Удельная масса, кг/кВт	57	79,7	57,6	60,8	34,5	43,0	27,2	22,5	30,3
Габариты, м:									
длина	6,6			9,2	16,5	10,8			
ширина	3,4			5,2	10,5	10,6			
высота	4,0			3,3	5,1	5,2			

* Спаренный ГПА.

Таблица 26.5

Техническая характеристика центробежных нагнетателей (компрессоров)

Марка	Нагнетатель				Привод			Габариты, м			Масса, кг
	Подача, млн. м ³ /сут	Степень сжатия	Давление, МПа		Марка	Мощность, МВт	Расход топлива, м ³ /час	длина	ширина	высота	
			на приеме	на выкиде							
Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты											
280-11-2	12,0	1,2	4,56	5,49	ГТ-700-4	4,0	2600	9,2	3,3	3,4	141 000
280-12-4	13,0	1,24	4,41	5,49	ГТ-700-5	4,25	1770	7,3	3,3	2,8	130 000
260-13-2	14,3	1,24	4,41	5,49	ГТК-5	4,4	1760	7,3	3,3	2,4	130 000
370-17-1	20,0	1,24	4,41	5,49	ГТ-750-6	6,0	2320	9,3	3,2	3,3	118 000
Н-300-1,23	20,0	1,24	4,41	5,49	ГТ-6-750	6,0	2600	11,6	3,4	3,7	70 000
Н-6-28	19,0	1,24	2,22	2,75	ГТН-6	6,3	2730	11,9	3,2	3,9	87 600
Н-6-41	19,4	1,23	3,25	4,02	ГТН-6	6,3	2730	11,9	3,2	3,9	87 600
Н-6-56-2	20,0	1,24	4,41	5,49	ГТН-6	6,3	2730	11,9	3,2	3,9	87 600
Н-6-76	21,3	1,23	6,06	7,45	ГТН-6	6,3	2730	11,9	3,2	3,9	87 600
НГ-280-9	34,0	1,21	4,54	5,49	ГТН-9-750	10,0	5500	12,4	4,9	4,6	247 000
235-21-1	19,7	1,44	5,18	7,45	ГТК-10	10,0	3720	8,9	3,4	3,2	157 000
520-12-1	29,3	1,27	4,31	5,49	ГТК-10-2	10,0	3720	8,9	3,4	3,2	157 000
370-16-1	32,6	1,21	5,95	7,2	ГТК-10-3	10,0	3720	8,9	3,4	3,2	156 000
380-18-1	36,0	1,23	6,07	7,45	ГТК-10-4	10,0	3600	8,9	3,4	3,2	157 000
370-18-1	36,0	1,23	6,08	7,45	ГПА-10	10,0	3930	12,9	7,4	6,1	100 000
235-22-1	26,2	1,32	5,65	7,45	ГПА-10	10,0	3930	12,9	7,4	6,1	100 000
235-23-1	17,6	1,5	4,97	7,45	ГПА-10	10,0	3930	12,9	7,4	6,1	100 000
235-24-1	19,9	1,44	3,81	5,49	ГПА-10	10,0	3930	12,9	7,4	6,1	100 000

Марка	Нагнетатель				Привод			Габариты, м			Масса, кг
	Подача, млн. м ³ /сут	Степень сжатия	Давление, МПа		Марка	Мощность, МВт	Расход топлива, м ³ /час	длина	ширина	высота	
			на приеме	на выкиде							
Н-16-56	51,0	1,24	4,41	5,49	ГТК-16	16,0	6650	16,9	4,7	4,0	150 000
Н-16-76	31,0	1,44	5,17	7,45	ГТН-16	16,0	5750	13,6	3,2	5,2	120 000
Н-16-76-1,37	37,0	1,37	5,43	7,45	ГТН-16	16,0	5750	13,6	3,2	5,2	120 000
Н-16-76-1,25	51,0	1,25	5,98	7,45	ГТН-16	16,0	5750	13,6	3,2	5,2	120 000
Н-25-76	53,0	1,44	5,15	7,45	ГТК-25	25,0	8400	9,3	3,2	4,1	135 000
650-21-2	46,0	1,44	5,18	7,45	ГТН-25	25,0	9250	20,2	5,5	4,3	172 300

Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты (авиапривод)

Н-196	11,4	1,45	5,14	7,45	ГПА-Ц-6,3	6,3	2910	12,4	5,0	8,8	73 000
Н-196	10,7	1,45	3,78	5,49	ГПА-Ц-6,3	6,3	2910	12,4	5,0	8,8	73 000
Н-196	10,7	1,45	2,78	4,02	ГПА-Ц-6,3	6,3	2910	12,4	5,0	8,8	73 000
Н-196	10,7	1,7	1,62	2,75	ГПА-Ц-6,3	6,3	2910	12,4	5,0	8,8	73 000
Ц-16	33,25	1,44	5,15	7,45	ГПА-Ц-16	16,0	6060	19,77	13,5	10,65	170 000
Ц-16-1,37	31,2	1,37	5,44	7,45	ГПА-Ц-16	16,0	6060	19,77	13,5	10,65	170 000
Ц-16-1,5	31,2	1,5	4,97	7,45	ГПА-Ц-16	16,0	6060	19,77	13,5	10,65	170 000

Электроприводные газоперекачивающие агрегаты

280-11-2	13,0	1,25	4,39	5,49	АЗ-4500-1500	4,5	—	Определяются по размерам нагнетателя и электродвигателя			51 000
280-11-6	13,0	1,25	4,39	5,49	СТМ-4000-2	4,0	—				44 200
280-11-6	13,0	1,25	4,39	5,49	СТД-4000-2	4,0	—				37 100
370-18-2	37,0	1,23	6,05	7,45	СТД-12500-2	12,5	—				77 900

Таблица 26.6

Сводная техническая характеристика нефтяных насосов
(частота вращения вала 2950 об/мин)

Типоразмер	Вариант ротора или выходной диа- метр рабочего ко- леса, мм	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Условное дав- ление корпуса, МПа
НК65/35-70	1а	65	70	4,0
НК65/35-125	2а	35		
	1а	65		
НК65/35-240	2а	35	125	4,0
	1а	65		
НПС65/35-500	2а	35	240	5,0
	1а	65	500	6,4
НПС120/65-750	1а	120	750	10,0
	2а	65		
НК200/120-70	1а	200	70	4,0
НК200/120	2а	120		
	1а	200		
НК200/210А	2а	120	120	4,0
	1а	200	210	5,0
НК200/120-210	2а	120		
	1а	200		
НК200/370	2а	120	210	5,0
	1а	200		
НПС200/700	2а	120	370	6,4
	1а	200	700	10,0
НСД200/700	1а	200	700	
	2а	120	750	10,0
НК560/335-70	3а	65	750	
	1а	560		
НК560/335-120	2а	335	70	4,0
	1а	560		
НК560/120А	2а	335	120	4,0
	1а	560		
НК560/335—180	2а	335	120	4,0
	1а	560		
НК560/180А	2а	335	180	5,0
	1а	560		
НК560/180	2а	335	180	5,0
	1а	560		
НК560/300	2а	335	180	5,0
	1а	560		
2НГК-4×1	2а	335	300	6,4
	175	12	42	1,6
4НК-5×1	220	50	60	1,6
4НКЭ-5×1				
5НК-5×1				
5НКЭ-5×1	275	90	100	1,6
5НК-9×1				
5НКЭ-9×1	210	90	47	1,0
6НК-6×1				
6НКЭ-6×1	305	110	119	1,6
6НК-9×1				
6НКЭ-9×1	240	120	65	1,0

Типоразмер	Вариант ротора или выходной диаметр рабочего колеса, мм	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Условное давление корпуса, МПа
4Н-5×2	220	53	108	1,6
4Н-5×4	220	62	212	2,5
5Н-5×2	275	100	183	2,5
5Н-5×4	265	98	320	4,0
6Н-7×2	290	149	200	2,5
6Н-10×4	258	190	240	4,0
8НД-6×1	280	202	100	1,6
10НД-6×1*	435	485	54	1,0
С5/140А	—	5	140	2,5
2НВ-9×4**	210	40	46	1,0
12НА-9×4**	210	80	43	1,0
12НА-22×6**	215	150	54	1,0

* Частота вращения 1475 об/мин.

** Частота вращения 1470 об/мин.

ГЛАВА 27

ОБОРУДОВАНИЕ И УСТАНОВКИ ДЛЯ ДОЗИРОВКИ РЕАГЕНТОВ

Для перекачки реагентов, ингибиторов, абсорбентов и других жидкостных потоков в технологических схемах установок низкотемпературной сепарации, осушки и очистки газа, установок стабилизации конденсата и установок регенерации используют насосно-компрессорное оборудование (табл. 27.1).

Установки приготовления и дозировки реагентов предназначены для ввода реагентов в скважины или в системы сбора, промышленного транспорта и подготовки газа, нефти, конденсата и воды.

Для приготовления и дозированной подачи в скважины поверхностно-активных веществ применяют установки УДПВ-5, которые обеспечивают:

прием ПАВ из автоцистерны без остановки технологического процесса;

поддержание текучести ПАВ в блоке емкости;

подогрев ПАВ до 50 °С перед подачей его на дозировочные насосы;

дозирование ПАВ;

разогрев ПАВ, поступающего в бочках, постепенный слив его в приемный бак и перекачивание в накопительную емкость;

перекачивание ПАВ из одного блока в другой;

циркуляцию ПАВ в блоке емкости и в баке подогрева;

подачу нагретого ПАВ в зону электронагревателей блока емкости при низкой температуре окружающей среды;

Таблица 27.1

Автоматизированные блоки насосного оборудования для установок подготовки газа по типовым схемам

Блок	Обозначение блока	Установлен- ная мощ- ность, кВт	Подача, м³/ч	Давление***, МПа	Габариты, мм			Масса, кг
					Длина	Высота	Ширина	
Насоса подачи ДЭГ в установки абсорбции	ГП494.62.00.000	48	3÷6	$\frac{1,6}{16,0}$	3175	1700	1360	2615
То же	ГП457.02.00.000	55	6÷10	$\frac{0,02}{10,0}$	3600	1275	1760	3005
Водокольцевого компрессора для циркуляции отпарного газа и подачи орошения в отпарную колонну блока регенерации ДЭГ	ГП494.03.00.000	$\frac{2,2^*}{22}$	$\frac{45-72^{**}}{176-224}$	$\frac{0,1}{0,6}$	3200	2010	1660	1870
То же	ГП457.03.00.000	41,4	$\frac{2,8^{**}}{560}$	$\frac{0,1}{0,6/0,35^{**}}$	3580	2280	1760	2271,5
Подачи ингибитора гидратообразования	ГП430.35.00.000	17	0,5—1	$\frac{0,1}{20,0}$	2600	1700	2150	2312
Насоса циркуляции конденсата (коррозионно-стойкое К2 исполнение)	ГП492.05.00.000	10	25	$\frac{2,5}{4,0}$	3500	2405	1500	1937
Насоса для подачи конденсата в дебутанизатор	ГП399.05.00.000	20	46÷116	$\frac{2,5}{4,0}$	3832	2060	1500	2536
Насосов орошения в блоке регенерации метанола	ГП329.05.00.000	5	1	$\frac{0,2}{1,0}$	2500	1800	2050	858
Насоса для перекачки метанола	ГП329.02.00.000	13	20	$\frac{0,1}{0,9}$	3000	1660	1185	1026
Насоса для дренажа метанола	ГП329.07.00.000	4	8	$\frac{0,1}{0,45}$	2300	1054	1080	477
Насоса подачи ДЭГ потребителю и в блок подогрева теплоносителя	ГП364.08.00.000	10,8	12,5—25	$\frac{0,1}{0,1}$	3400	1825	1400	1840

* В числителе — для насоса; в знаменателе — для компрессора.

** В числителе — жидкость (м³/ч), в знаменателе — газ (нм³/ч).

*** Давление в числителе в нагнетательной линии, в знаменателе — на выкиде.

подогрев воды до 80 °С;
 подогрев горячей водой трубопроводов и насосов в предпусковые периоды;
 промывку насосов и трубопроводов горячей и холодной водой;

прекращение подачи ПАВ при неработающей системе;
 контроль и регулирование температуры нагрева ПАВ.

Установка состоит из трех блоков: дозирования ПАВ, емкости и подогрева ПАВ в бочках. Блоки дозирования и подогрева ПАВ в бочках размещают на рамах-санях. Блок емкости представлен горизонтальным аппаратом с площадкой обслуживания. Щиты системы электрооборудования, КИП и автоматики размещены в одном из утепленных отсеков блока дозирования ПАВ. Блоки снабжены аварийной защитой и сигнализацией.

Установка УДПВ-5 поставляется в сборе. В комплект поставки входят запасные части и инструмент.

В тех случаях, когда по условиям эксплуатации не представляется возможным использовать указанное оборудование, для дозирования реагентов применяют специальные дозирующие насосы нужной подачи, выбираемые по номенклатурному справочнику.

Техническая характеристика установок УДПВ-5 для дозированной подачи ПАВ

Наибольшая подача, м ³ /ч	0,2
Предел регулирования подачи	0—0,2
Наибольшее давление нагнетания, МПа	25
Наибольший расход ПАВ, м ³ /сут	4,8
Объем накопительной емкости, м ³	25
Наибольшая температура подогрева ПАВ в блоке, °С:	
емкости	30
подогрева ПАВ	50
Ток	Переменный
Напряжение, В	220
Частота, Гц	50
Блок	
Наибольшая потребляемая мощность, кВт:	
дозирования ПАВ	25
емкости	20
автоматики	1,5
Наибольшие габариты, мм:	
дозирования ПАВ	4100×1630×1475
емкости	11240×2465×4125
подогрева ПАВ в бочках	8500×2700×4550
Наибольшая масса, кг:	
дозирования	2300
емкости	5500
подогрева ПАВ в бочках	5700

Для приготовления и дозирования деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопроводы используют блочные автомати-

Таблица 27.2

Техническая характеристика блочных автоматизированных установок для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии

Показатели	БР-2,5	БР-10	БР-25
Пропускная способность сырьевого трубопровода по жидкости, т/сут	500—1000	1000—5000	5000—10000
Наибольшая подача насоса-дозатора, л/ч	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания (не более), МПа, при дозировке: концентрированных реагентов	10	10	4
водных растворов реагентов	Не дозирует	Не дозирует	1
Время непрерывной работы блочной установки (по запасу реагента), сут	≤15	≤30	2—10
Наибольшая потребляемая мощность (не более), кВт	5,2	5,2	6
В том числе системой автоматики	0,2	0,2	0,5
Габариты, мм: установки	3620×2300× ×2580	2770×2250× ×2550	—
технологической емкости	—	—	4000×2180× ×3160
технологического блока	—	—	3770×2300× ×2680
Масса, кг, не более	2700	3090	5320

Примечание. Доза 10—50 г/т; кинематическая вязкость деэмульгаторов или ингибиторов коррозии 8,5 м²/с; температура окружающей среды от -40 до +50 °С; ток переменный; напряжение 380/220 В; частота 50 Гц.

зированные установки серии БР. В зависимости от пропускной способности сырьевого трубопровода (в расчете на жидкость) установки серии БР выпускают трех модификаций: БР-2,5; БР-10; БР-25 (табл. 27.2). Цифры в маркировке характеризуют подачу реагента насосом-дозатором (в л/ч) в сырьевой трубопровод.

Оборудование установок БР-2,5; БР-10 смонтировано на сварных рамах-санях и укрыто теплоизоляционной будкой. Предусмотрены два отсека: технологический и контроля управления.

В технологическом отсеке смонтированы емкость с трубчатым электронагревателем, шестеренчатый и дозировочные насосы, запорно-регулирующая арматура, датчики КИПиА. В отсеке системы контроля и управления размещена на щите аппаратура контроля, управления и аварийной защиты.

В установке БР-25 технологическая емкость вынесена в автономный блок, а в технологическом отсеке технологического блока дополнительно смонтированы резервный насос-дозатор, насос для воды и смеситель. Подавая в смеситель в определен-

Таблица 27.3

Техническая характеристика панелей распределения ингибиторов гидратообразования и коррозии

Показатели	ПРГ-1	ПРИ-250, ПРИ-350
Число обслуживаемых точек	6	12
Условное давление, МПа	3,2	25
Общая подача, л/сут	520—13800	60—1400
Погрешность, %	—	±10
Объем дозы мерного цилиндра, л	—	0,34—0,5
Управляющий агент	—	Воздух
Число генераторов пневмоимпульсов	—	2
Частота импульсов, мин ⁻¹	—	0,25—5
Напряжение питания постоянным током, В	24 ^{+2,4} _{-3,6}	—
Габариты, мм	1485×550	1200×1200×400
Масса, кг	350	340

Примечание. Среда: ПРГ-1 — гликоли, метанол, ПРИ-250 — ингибитор гидратообразования, ПРИ-350 — ингибитор коррозии; температура среды от -40 до 50 °С, вязкость 0,4—4,16 МПа·с.

ных соотношениях воду и концентрированный реагент, в установке БР-25 можно при необходимости готовить и дозировать водный раствор реагентов. В комплект поставки входят установки в сборе, запасные части и инструмент.

Для распределения ингибиторов гидратообразования или с площадок УКПГ по скважинам используют специальные панели распределения (табл. 27.3).

Для автоматического удаления жидкости, скапливающейся на забое газовых скважин, применяют установки «Лотос-1» с автоматическим вводом ПАВ и «Забой-1», основанную на принципе периодической работы скважины.

Техническая характеристика систем удаления жидкости с забоя газовых скважин «Лотос-1» и «Забой-1»

Давление на входе, МПа	0,7—10
Давление выходных сигналов, МПа, при:	
0	0—0,01
1	0,11—0,168
Контролируемые перепады давления, МПа	0,3—2
Время подачи порции ПАВ в скважину, мин	0,5—5,0
Интервал времени между подачами порций ПАВ, ч	0,5—2,0
Среда	Природный газ без Н ₂
Температура среды, °С	-30+50
Относительная влажность (при 25 °С), %	95±3
Габариты, мм:	
щита автоматики	1060×600×350
блока питания	660×400×250
Масса, кг	≤250

К запорной, регулирующей и предохранительной арматуре (или трубопроводной и технологической арматуре) в газовой промышленности относят разнообразные приспособления и устройства, монтируемые на трубопроводах, резервуарах, аппаратах и приборах и являющиеся исполнительными механизмами при управлении потоками рабочей среды (газообразное, жидкое, газожидкостное, порошкообразное, суспензионное и иное агрегатное состояние). При их помощи осуществляется включение, отключение, переключение и регулирование потоков.

подавляющее большинство видов арматуры состоит из запорного или дроссельного устройства и привода. Запорное или дроссельное устройство включает корпус с присоединительными концами и затвор. Перемещение затвора внутри корпуса относительно его седел изменяет площадь прохода для рабочей среды, что сопровождается изменением гидравлического сопротивления. В запорных устройствах уплотнительная поверхность между затвором и седлом обеспечивает выполнение арматурной функции регулирования тех или иных параметров потока рабочей среды.

При монтаже и эксплуатации трубопроводной и технологической арматуры должны выполняться следующие требования:

перед установкой арматуры присоединительные трубопроводы необходимо очистить от песка, грязи, окалины;

устанавливать арматуру таким образом, чтобы направление движения потока среды совпадало с направлением стрелки, нанесенной на корпусе арматуры;

при монтаже фланцевой арматуры необходимо обеспечить соответствие фланцев арматуры подсоединительным патрубкам и соосность болтовых отверстий в этих фланцах;

устанавливать арматуру в местах, обеспечивающих доступ к ней для осмотра и обслуживания;

при гидравлическом испытании трубопроводов на прочность затворы промежуточной арматуры должны быть полностью открыты;

использовать запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается; запорную арматуру следует открывать полностью до упора и закрывать с нормальным усилием для создания плотности; при закрывании и открывании арматуры изменять добавочные рычаги не допускается;

наружную резьбу шпинделей необходимо смазывать не реже одного раза в месяц.

Классификация арматуры по назначению.

Запорная — для периодических герметичных отключений ап-

паратуры, приборов или отдельных участков трубопровода от общей системы.

Предохранительная — для частичного выпуска среды из трубопроводов, сосудов и аппаратов при повышении давления сверх установленной величины или до величины, угрожающей прочности системы.

Обратного действия — для предотвращения возможности движения среды в направлении, обратном рабочему.

Аварийная и отсечная — для автоматического закрытия потока среды к аварийному участку и автоматического мгновенного отключения сосудов, аппаратов, приборов или отдельных участков трубопровода при нарушении заданного контролируемого параметра.

Конденсатоотводящая — для автоматического удаления жидкости (конденсата) по мере ее накопления в трубопроводах, сборниках и отстойниках.

Регулирующая — для изменения и поддержания заданного давления, расхода.

Условное рабочее и пробное давление. Арматуру рассчитывают на условное давление p_y , которое устанавливается в зависимости от рабочего давления p_r , температуры среды и свойств металла, из которого изготовлены детали запорных и регулирующих устройств.

По значению условного давления арматуру делят на три основные группы: низкого давления ($p_y \geq 1$ МПа), среднего давления ($p_y = 1,6 \div 6,4$ МПа); высокого давления ($p = 1,0 \div 100,0$ МПа).

В связи с тем что прочность металлов с повышением температуры понижается, ГОСТ 356—80 предусматривает для арматуры и соединительных частей, рассчитанных на условное давление p_y (давление при нормальной температуре), максимальное рабочее давление p_r (давление при фактической рабочей температуре), при котором они могут применяться в зависимости от свойств металла и температуры рабочей среды. С ростом рабочей температуры допустимые рабочие давления снижаются по отношению к условному. Для первой температурной ступени ($-30 \div +120^\circ\text{C}$) рабочее давление принимают равным условному.

ГОСТ 356—80 нормализует условное давление — величину, по которой должны рассчитываться арматура и соединительные части, и одновременно устанавливает пробное давление $p_{пр}$, при котором производятся гидравлические испытания арматуры на прочность (табл. 28.1).

Условным проходом D_y в арматуре называют номинальный диаметр прохода в присоединительных трубках, который должен быть примерно равен размеру трубы в свету на данное давление.

Таблица 28.1

Соотношение пробного и условного давления, МПа

P_y	$P_{пр}$	P_y	$P_{пр}$
0,10	0,20	12,50	19,00
0,16	0,30	16,00	24,00
0,25	0,40	20,00	30,00
0,40	0,60	25,00	35,00
0,63	0,90	32,00	45,00
1,00	1,50	40,00	56,00
1,60	2,40	50,00	65,00
2,50	3,80	63,00	80,00
4,00	6,00	80,00	100,00
6,30	9,50	100,00	125,00
10,00	15,00		

Таблица 28.2

Диаметры условных проходов (в мм) трубопроводов и арматуры (условные проходы арматуры, применяемой в газовой промышленности, ограничиваются 1400 мм)

D_y	D_y	D_y	D_y
1*	25	350	2600*
1,2*	32	400	2800*
1,6*	40	450*	3000
2*	50	500	3200*
2,5*	63**	600	3400
3	65	700	3600*
4*	80	800	3800*
5*	100	900*	4000
6	125	1000	
8*	150	1200	
10	160**	1400	
12*	175*	1600	
13*	200	1800*	
15	225*	2000	
16**	250	2200*	
20	300	2400	

* Для арматуры общего назначения применять не допускается.

** Допускается применять только для жидких и газовых сред.

Диаметры условных проходов, с которыми могут изготавливаться арматура и соединительные части, определены СТ СЭВ 254—76 (табл. 28.2).

Стандартные размеры проходов не распространяются на размеры проходов в корпусе и в седлах запорных и дроссельных устройств. Они определяются в зависимости от требований, предъявляемых к конструкции.

Условные обозначения арматуры, состоящие из наименования, номера конструктивного типа и использования, условного прохода в мм, условного давления в МПа в соответствии с ГОСТ нормализованы. Например, вентиль II-A-50-40: II — номер конструктивного типа, А — использования, 50 — условный проход, 40 — условное давление. В каталогах и номенклатурных справочниках на арматуру, в ведомостях для заказа арматуры и в прейскурантах часто применяют отраслевые условные обозначения.

Отраслевые обозначения общепромышленной арматуры состоят из ряда цифр и букв, например 14с17ст. Первые две цифры обозначают конструктивный тип арматуры, следующие за ним буквы — материал корпуса. Цифры после букв означают порядковый номер модели (одна, две или три цифры, начинающиеся с 0,1 или 2). Если в этих трех цифрах первая больше 2, то она означает тип привода. Ручной привод — маховик или рукоятка — не отмечается. Буквы после второй группы цифр означают материал деталей уплотнения или внутреннего покрытия корпуса. Иногда после букв, обозначающих материал уплотнения, стоит еще одна цифра, показывающая вариант конструктивного исполнения.

Условные обозначения арматуры для нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и газовой отраслей промышленности построены по другой системе. Обычно сначала идет ряд букв, обозначающих сокращенное наименование изделия, а затем цифры, указывающие условное давление. Например, СППКР-40 — специальный полноподъемный пружинный (предохранительный) клапан с рычагом для продувки на $p_y = 4,0$ МПа (40 кгс/см²). Иногда в условное обозначение включают и условный проход. Например, СППКР-40-50, где 50 — условный проход предохранительного клапана.

ОТРАСЛЕВЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Конструктивный тип арматуры

Кран пробно-спускной	10
Кран трубопроводный	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Вентиль	13, 14, 15
Клапан обратный подъемный и приемный с сеткой	16
Клапан предохранительный	17
Клапан обратный поворотный	19
Регулятор давления	21
Клапан запорный отсечной	22
Клапан регулирующий	25
Клапан смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Материал корпуса арматуры

Углеродистая сталь	с	Монель-металл	мн
Легированная сталь	лс	Пластмассы (кроме винипласта)	п
Коррозионно-стойкая сталь	нж	Винипласт	вп
Серый чугун	ч	Керамика, фарфор	к
Ковкий чугун	кч	Титан	тн
Бронза, латунь	б	Стекло	ск
Алюминий	а		

Тип привода

Механический с червячной передачей	3
Механический с цилиндрической зубчатой передачей	4
Механический с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электродвигательный	9

Внутреннее покрытие корпуса

Гуммирование	гм	Футерование пластмассой	п
Эмалирование	эм	Футерование наиритом	н
Свинцевание	св		

Материал деталей уплотнения

Бронза, латунь	бр
Монель-металл	мн
Коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь	нж
Нитрированная (азотированная) сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вн

Соединения арматуры к трубопроводу делятся на разъемные и неразъемные. Разъемные соединения осуществляются сваркой арматуры в трубопровод.

Способ присоединения арматуры к трубопроводу при помощи сварки производят тогда, когда необходимо обеспечить надежную герметичность. При этом к арматуре предъявляется требование большой надежности в работе, так как демонтаж для ремонта связан с большими трудностями. Этот способ присоединения широко применяют при сооружении магистральных газопроводов и нефтепроводов, где желателен минимум обслуживания. Кроме того, сварное соединение дает большую экономию металла и снижает массу арматуры и трубопровода.

Цапковое соединение, имеющее наружную резьбу, используют для ввинчивания арматуры непосредственно в тело сосудов, аппаратов, приборов и машин. Как правило, такие соединения применяют для арматуры с малыми условными прохода-

Таблица 28.3

Фланцы

Соединения	p_y , МПа/ D_y , мм					
	литой из серого чугуна	литой из ковкого чугуна	литой стальной	стальной с шейкой на резьбе	стальной плоский приварной	стальной приварной встык
С соединительным выступом	$\leq 1,6$ ≤ 3000	1,6—4,0 ≤ 80	1,6—20,0 ≤ 1600	$\leq 1,0$ ≤ 150	$\leq 2,5$ ≤ 1600	$\leq 20,0$ ≤ 1600
Выступ-впадина	$\leq 1,6$ ≤ 800	1,6—4,0 ≤ 80	1,6—20,0 ≤ 800	—	$\leq 2,5$ ≤ 800	$\leq 20,0$ ≤ 800
Шип-паз	$\leq 1,6$ ≤ 800	1,6—4,0 ≤ 80	1,6—10,0 ≤ 800	—	—	$\leq 10,0$ ≤ 800
Без выступа	—	—	1,6—4,0 ≤ 1600	$\leq 1,0$ ≤ 150	$\leq 2,5$ ≤ 1600	$\leq 4,0$ ≤ 800
Под линзовую прокладку	—	—	6,4—20,0 ≤ 400	—	—	6,4—20,0 ≤ 400
Под прокладку овального сечения	—	—	6,4—20,0 ≤ 400	—	—	6,4—20,0 ≤ 400

Примечания: 1. Максимальные проходы D_y не всегда соответствуют наибольшим указанным давлениям p_y .

2. Не отражены стандартные типы фланцев — стальной свободный на приводном кольце и стальной свободный на отбортованной трубе, редко применяющиеся в арматуростроении.

ми. Цапковые концы должны быть выполнены по ГОСТ 2822—78.

Муфтовое соединение применяют обычно в литой арматуре с небольшими условными проходами, в основном для 25-мм с конической резьбой по ГОСТ 6111—52 и до 50-мм с цилиндрической трубной резьбой. Муфтовые концы должны быть выполнены по ГОСТ 6527—68.

Наиболее распространенным способом соединения трубопроводов и арматуры является фланцевый. Фланцевые соединения трубопроводов и арматуры, рассчитанные на условное давление 0,1—20 МПа (табл. 28.3), стандартизированы.

Требования, предъявляемые к арматуре, вытекают из ее назначения — переключать, открывать или регулировать поток рабочей среды, текущей по трубопроводу, в зависимости от технологического процесса.

Основные требования, предъявляемые к арматуре, — герметичность и взрывобезопасность привода. Герметичность по отношению к внешней среде определяется герметичностью саль-

Таблица 28.4

Классы плотности арматуры в зависимости от ее назначения
(по ГОСТ 9544—75)

Класс плотности	Назначение	Среда для испытания на плотность
I	Арматура для опасных сред, энергетических и ответственных установок, а также концевая арматура	Вода, керосин, воздух
II III	Арматура для безопасных сред Арматура для безопасных сред на $p_y \leq 4,0$ МПа	Вода, воздух Вода

Примечания: 1. Классификация распространяется на все виды затворов запорной арматуры с $D_y < 2000$ на $p_y < 20$ МПа.

2. Допускаемый пропуск среды при испытании арматуры на плотность (ГОСТ 9544—75).

ника. Герметичность соединения корпуса с крышкой и с трубопроводом обнаруживается наружным осмотром.

Обнаружить негерметичность затвора при эксплуатации очень сложно, а для устранения ее требуются демонтаж арматуры, разборка и притирка уплотнения. Негерметичность затвора может оказывать решающее влияние на ход технологического процесса. Поэтому герметичность затвора нормирована по ГОСТ 9544—75, и ее проверяют специальными испытаниями. Методику испытаний на герметичность устанавливают техническими условиями на изготовление арматуры. Требования к герметичности затвора арматуры определяются характером технологического процесса, для которого предназначена арматура: они должны быть экономически обоснованы и оптимальны.

По степени герметичности затворы разбиты на три класса по ГОСТ 9544—75 (табл. 28.4). Нормы допускаемого пропуска среды через затвор арматуры зависят от класса плотности и условного прохода (табл. 28.5).

При одинаковом качестве изготовления и пригонки уплотнительных поверхностей с увеличением условного прохода растет допустимое количество пропускаемой среды.

К арматуре предъявляются требования высокой надежности. Она должна обладать легкостью закрытия после длительной эксплуатации в открытом положении. Должна иметь минимальное гидравлическое сопротивление. Арматура по возможности выбирается равнопроходной.

Долговечность арматуры является важной характеристикой, так как замена арматуры, например на промыслах и магистральных газопроводах, при эксплуатации обходится значительно дороже, чем при строительстве.

Надежная работа привода арматуры должна быть обеспечена дублированием от какого-либо запасного источника энергии или вручную.

Таблица 28.5

Нормы допускаемого пропуска воды и керосина (см³/мин)
и воздуха (дм³/мин) через затвор

Класс плотности	Условный проход, мм									
	< 50	≤ 70	80—100	125—150	200—250	300—400	500—600	800—1000	1200—1400	1600—2000
I	Пропуск не допускается						1	3	5	7
II	Пропуск не допускается			1	2	3	5	8	12	18
III	Пропуск не допускается	1	2	3	7	12	20	40	70	100

Примечание. Допускается образование росы на краях уплотняющих поверхностей, не превращающейся в стекающие капли (при испытании водой или керосином), а также образование неотрывающихся пузырьков (при испытании воздухом).

Для арматуры, в особенности при прокладке в труднодоступных районах трубопроводов больших диаметров, особое значение имеют масса и габариты, ограничивающие условия транспортировки.

К арматуре с учетом технологических режимов и условий ведения тех или иных процессов предъявляются требования по: взрывобезопасности самой арматуры и привода, герметичности прокладочных и сальниковых уплотнений, коррозионной стойкости материалов корпуса, затвора и уплотнений, стойкости уплотнений в углеводородных средах.

В зависимости от конкретных условий работы некоторые из требований к арматуре становятся первостепенными. Так, при размещении технологического оборудования в помещении наиболее важным требованием становится герметичность прокладочных соединений и сальников, так как их негерметичность может создавать опасность взрыва. При эксплуатации арматуры на открытой площадке требования к герметичности по отношению к внешней среде могут быть менее жесткими.

При работе арматуры в агрессивных средах главным требованием становится коррозионная стойкость металлов, которая определяет герметичность деталей затвора и влияет на надежность и долговечность всей арматуры.

Конструкция арматуры должна обеспечить возможность ремонта, например замены прокладок и набивок, без демонтажа. Для этого у вентилях и задвижек применяют верхнее уплотнение. При эксплуатации арматуры в углеводородных средах к материалам прокладок, набивок и смазок предъявляют особые требования — маслобензостойкость.

Часть III МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 29

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Основной характеристикой глины является коллоидность, (табл. 29.1), определяющая выход раствора с заданными вязкостью (25—30 с) и содержанием песка.

Таблица 29.1

Плотность глинистого раствора, г/см ³	Глина	Выход глинистого раствора, м ³ /т
1,06	Высококоллоидная Коллоидная Среднеколлоидная Малоколлоидная* Тяжелая	10—18
1,06—1,15		4—10
1,16—1,30		3—4
1,30—1,40		1,6—3
1,40		1,6

* При использовании малоколлоидных глин целесообразно готовить глинистый раствор не на воде, а на жидком 10%-ном УЩР с добавлением 2—3% раствора кальцинированной соды 15%-ной концентрации. Растворы, подлежащие утяжелению, также лучше готовить из этих глин.

Показатели качества глин по ТУ

Сорт	I	II	III	IV
Выход раствора из 1 т сухой глины, м ³	10	8	6	<6
Содержание песка, %	6	7	7	7

Чтобы установить выход раствора, следует определить его плотность при вязкости 25—30 с, при этом плотность сухой глины может быть принята 2,6 г/см³. Выход раствора из глин в среднем составляет 2—3 м³/т.

Глинопорошки представляют собой высушенную и измельченную глину с химическими реагентами или без них. Для приготовления промывочных жидкостей используют в основном глинопорошки из бентонитовых, гидрослюдистых (местных) и палыгорскитовых глин, каждая из которых содержит различные примеси других минералов. В бентонитовых глинопорошках содержится 70% и более минерала монтмориллонита.

На ряде заводов с целью повышения качества глинопорошков всех типов при их помоле глинистое сырье модифицируют путем химической обработки различными реагентами.

Основные рецептуры модифицирования:

глинопорошок + 5% Na_2CO_3 ;

глинопорошок + MgO ;

глинопорошок + КМЦ-500 + Na_2CO_3 ;

глинопорошок + 0,3% метаса + 3% Na_2CO_3 ;

глинопорошок + М-14;

глинопорошок + ССБ + Na_2CO_3 .

В соответствии с техническими условиями и в зависимости от качества сырья глинопорошки делят на пять сортов.

Показатели качества глинопорошков по ТУ 39-043—74

Сорт	Высший	I	II	III	IV
Плотность раствора (при вязкости 25 с по вискозиметру СПВ-5), г/см ³ , не более	1,043	1,054	1,073	1,100	>1,100
Выход раствора (при вязкости 25 с), м ³ /т, не менее	15	12	9	6	<6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8
Влажность, %	6—10	6—10	6—10	6—10	6—10

Примечание. Тонкость помола (остаток на сите): с сеткой № 0,5 равна 0, а с № 0,071 — 10%.

Утяжелители используют для получения промывочных жидкостей более высокой плотности, чем те, которые можно получить из глин или глинопорошков. Утяжелители в зависимости от плотности делят на три группы.

1 группа. Плотность до 3 г/см³; это мергели; малоколлоидные глины; мел; известняки и др. С их помощью можно увеличить плотность промывочных жидкостей до 1,4—1,5 г/см³.

2 группа. Плотность 3,8—5,0 г/см³: это барит (табл. 29.2) и железистые утяжелители (гематит, магнетит).

Для улучшения качества и ослабления (нейтрализации) вредного влияния различных примесей баритовый концентрат при помоле обрабатывают водными растворами обезвоженных фосфатов, что позволяет гидрофилизировать поверхность частичек, нейтрализовать загущающее воздействие тонкодисперсных частичек барита и связать ионы кальция, вызывающие коагуляцию растворов.

Растворы на водной основе, подлежащие утяжелению, должны иметь следующие параметры: СНС = 1,5 ÷ 2,0 МПа; T = 25 ÷ 40 с; максимальная водоотдача не более 15 см³ за 30 мин.

Ввиду высоких абразивности и твердости применение гематита ограничено. Магнетит при такой же твердости и плотности обладает магнитными свойствами, что создает условия для прихватов бурильных труб.

Таблица 29.2

Нормы для флотационного баритового концентрата (по ГОСТ 4682—84)

Показатели	КБ-1	КБ-2	КБ-3	КБ-4	КБ-5	КБ-6
Содержание сернистого бария, %, не менее	95	92	90	87	85	80
Содержание водорастворимых солей, %, не более	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,45
В том числе кальция, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Содержание фракций размером 5 мкм, %, не более	5	5	10	15	20	20

Примечания: 1. Содержание двуоксида кремния, железа в пересчете на Fe_2O_3 , суммы кальция и магния в пересчете на CaO и реакция водной вытяжки не нормируются.

2. Содержание влаги 2%.

3. Остаток после просева на сите с сеткой N 009K не более 4%.

3 группа. Плотность 6—7 г/см³ и более (ферромарганец, феррофосфор, ферросилиций). Вследствие гидролитического разложения железных сплавов с образованием токсичных и взрывчатых продуктов она не получила широкого применения.

Химические реагенты. В настоящее время существует около 50 основных и более 500 модификаций реагентов, используемых при химических обработках для общего улучшения качества промывочных жидкостей (табл. 29.3). Все наиболее распространенные химические реагенты разделяют на следующие группы:

по действию на свойства промывочных жидкостей:

понижители водотдачи, вязкости;

пептизаторы, структурообразователи, коагуляторы и т. д.;

по отношению к действию солей:

солестойкие;

несолестойкие;

по отношению к действию температуры:

термостойкие;

нетермостойкие.

В ряде случаев реагенты — понизители вязкости — способны снижать водоотдачу промывочных жидкостей.

Основные типы, составы и свойства промывочных жидкостей. В настоящее время в нефтегазопромывочной практике для проведения работ по сооружению, ремонту скважин используют различные промывочные жидкости: глинистые, на углеводородной основе, безглинистые, аэрированные и др. (табл. 29.4).

Различные геолого-технические, физические, химические, физико-химические и другие условия, при которых проводят сооружение скважин, а также различный характер проводимых операций и предъявляемые требования для обеспечения оптималь-

Таблица 29.3

Основные данные о химических реагентах и материалах

Химические реагенты и материалы	Разновидность реагента	Цена, руб/т	Основание	Массовые добавки, %	Примечание
			Понижители водоотдачи		
Угщелочной реагент	Порошок, сорт А для слабосцементированных растворов	56	ТУ 39-01-247—76	По массе от объема раствора ≤ 5	—
То же	Порошок, сорт Б для пресных растворов	34,3	СТУ 27-916—65	—	—
Торфщелочной реагент	Порошок	—	—	≤ 5	—
Карбоксиметилцеллюлоза	Порошок	930	МРТУ 6-05-1098—67	≤ 3	—
	80-90/250			$\leq 2,5$	—
	80-90/350			≤ 2	—
	80-90/500			$\leq 1,5$	—
Карбофен	Порошок	—	Опытно-промышленные партии	$\leq 2,5$	—
				То же	$\leq 2,5$
Карбонил Карбаминол	То же	—	Опытно-промышленные партии	≤ 2	—
	Порошок	—	Опытно-промышленные партии	≤ 2	—
Модифицированная метилцеллюлоза КССБ	То же	—	ТУ 39-08-047—74	—	—
	Жидкость	42	ТУ 84-39—68	Сухого вещества по массе от объема раствора ≤ 5	—
КССБ-1 КССБ-2 КССБ-3	Порошок	217	—	—	—
	То же	217	ТУ 39-9-33—72	—	—
	»	—	—	—	—
Нейтральный сульфитный щелок	Жидкость	—	—	—	—

Декстрин	Порошок	660	ГОСТ 6034—74	≤4	—
Крахмал	То же	386	ГОСТ 7699—78	≤3	—
Крахмал модифицированный	»	500	ТУ 18 РСФСР-91—74	≤3	—
Гипан гидролизованный полиакрилонитрил:	Жидкость	135	ТУ 801-166—74	≤3	—
К-4	То же	308—320	ТУ 01—68	≤1	—
К-9	»	—	—	≤1	—
РС-2; РС-4	Жидкость	325	СТУ 12-1093—60	≤2	—
Гидролизный полиакриламид	Сухой ПАА	—	—	—	—
Метас М-14	Порошок	1020	ТУ 6-01-125—67	≤2,5	Полиакриламид выпускается в виде порошка, а также в виде 8%-ной жидкости
	То же	—	Опытно-промышленные партии ВНИИКра	≤1,5	То же
Высокоокисленный битум	»	100	ТУ 38-УССР-2-01-84-75	—	Применяется для растворов на нефтяной основе

Понизители вязкости

Сульфит-спиртовая барда	Жидкость	15	—	≤5	Применяется для растворов на нефтяной основе
Концентрат сульфитно-дрожжевой бражки	То же	15	ОСТ 81-79—74	≤5	То же
Феррохромлигносульфонат	Порошок	—	—	≤3	»
Окзил	23—27%-ная жидкость	68	ТУ 84-229—71	От объема раствора	»
				≤10	
				≤3	»
Окисленная сульфит-спиртовая барда	Жидкость	—	—	—	»
Нитрониглин	Порошок	180	МРТУ 59-11—69	По массе от объема раствора	»
				≤0,5—0,6	

Химические реагенты и материалы	Разновидность реагента	Цена, руб/т	Основание	Массовые добавки, %	Примечание
Хлорлигнин	Порошок	—	Опытно-промышленные партии ТУ 05-01—66	≤ 1	Применяется для растворов на нефтяной основе То же
Сунил	Жидкость	419		Сухого вещества по массе от объема раствора $\leq 0,5$	
Игетан	Порошок	265	ВТУ на производство заводской продукции	По массе от объема $\leq 0,5$ раствора	»
Сулькор Полифеноллесохимический	То же	381	—	$\leq 0,5$	»
	Паста, гранулы	387	МРТУ 13-05-18—66	$\leq 0,5$	»
Декстриновая крошка Алюминат натрия	Порошок	160	—	≤ 1	»
	Жидкость	150—240	ВТУ 2-114—70	От объема раствора $\leq 0,4$	»
Реагенты-пеногасители					
Суспензия резины	Жидкость	146 (резиновая крошка)	ТУ 38-10436—70 (на резиновую крошку)	Сухого вещества по массе от объема раствора $\leq 0,5$	Отходы шиноремонтных заводов
Суспензия полиэтилена	Жидкость	700 (полиэтиленовая крошка)	—	$\leq 0,3$	
Соапсток	То же	180	—	От объема ССБ или КССБ $\leq 0,5$	Отходы химических комбинатов
Карболинеум	»	80—120	—	От объема раствора ≤ 1	
Кальцевый мылонафт Т-66	»	—	ГОСТ 13302—77	≤ 1	
Нейтрализованный черный контакт	»	—	ТУ 38-103243—74	≤ 5	Отходы лесохимической промышленности Отходы нефтеперерабатывающих заводов
	»	—	ТУ 156—55	≤ 3	

Сивушное масло	»	886 (за 100 дл)	—	≤ 1	Отходы спиртовых заводов
ПМС-200А и ПМС-1000А	»	12 500 и 14 000	ГОСТ 13032-77	0,001	
СЭ-6	Жидкость	2550	—	$\leq 0,1$	По массе от объема раствора $\leq 0,5$
Альфонол 79	То же	—	—	$\leq 1,5$	
ВМС-12	Паста	100	ТУ 2-68	$\leq 0,1$	От объема раствора $\leq 0,5$
ВМС	То же	158	ТУ 2-68	$\leq 0,5$	
Оксидат ВЖС	Жидкость	230	ТУ 38-1-07-3-70	$\leq 0,5$	По массе от объема раствора $\leq 0,8$
Несульфированные соединения	То же	130	—	$\leq 0,2-0,3$	
Синтетические жирные кислоты	Паста	650	—	—	От объема раствора ≤ 2
Кубовые остатки СЖК	Паста:				
	I сорт	44	—		Отходы мясокомбинатов
	II сорт	10	—		
ОКП-50 (окисленный парафин)	Жидкость	111	ТУ 325-48 (на окисленный парафин)		Отходы нефтеперерабатывающих заводов
ГЖЖ-50 (технический животный жир, III сорт)	Твердое вещество	450	ГОСТ 1045-73		
Стеарат алюминия	Жидкость	—	—		То же
Полиамид	Крошка:				»
	первичная	1900	ОСТ 60609-75		
НГВ	вторичная	1600	ОСТ 60604-76		»
	Жидкость	—	—		
АГ-3	То же	—	—		»
АГ-2	»	—	—		
Стеарокс	Маслообразная жидкость или паста	—	ГОСТ 8980-75		»

Химические реагенты и материалы	Разновидность реагента	Цена, руб/т	Основание	Массовые добавки, %	Примечание
Реагенты, связывающие ионы кальция					
Кальцинированная сода: техническая синтетическая	Порошок	43	ГОСТ 5100—85Е	$\leq 0,5$	Отходы нефтеперерабатывающих заводов
	»	40	ГОСТ 10689—75	$\leq 0,5$	
Триполифосфат натрия	Твердое кристаллическое вещество	368	ГОСТ 13493—86Е	$\leq 0,25$	
Гексаметафосфат	То же	425	МРТУ 6-08-5—64	$\leq 0,25$	
Реагенты, поставляющие ионы кальция					
Известь: гашеная (строительная) негашеная	Порошок	17,3	—	По массе от объема раствора $\leq 0,5$	Знак качества
	То же	25,0	ГОСТ 9179—77	То же	
Гипс строительный	Порошок	12,3	ГОСТ 125—79	По массе от объема раствора $\leq 0,5$	
		117	ГОСТ 450—77	≤ 3	
Кальций хлористый технический	Жидкость, кристаллогидрат, порошок (плав)	117	ГОСТ 450—77	≤ 3	То же
Реагенты, поставляющие ионы калия и магния					
МИН-1 и МИН-2	Кристаллический порошок	14—16	ТУ 48-0513-50—77	≤ 35	Заменитель карналлита, бишофита
Бишофит	То же	50	ГОСТ 7759—73	≤ 306	
Регуляторы щелочности					
Каустическая сода: техническая улучшенная	Твердое вещество	138,6	ГОСТ 2263—79	По массе ≤ 50	—
	Жидкость	43,0		От объема химического реагента ≤ 50	—

Реагенты, придающие термостойкость

Бихромат калия	Кристаллический порошок	251	ГОСТ 2652—78	По массе от объема раствора $\leq 0,1$	—
Бихромат натрия технический	То же	309	ГОСТ 2651—78	То же	—
	I и II сорт	305			—
Фенолы эстонских сланцев	Жидкость	—	—	—	—
Гидрохинон	То же	—	—	От объема раствора $\leq 0,25$ $\leq 1,5$	—
Смолы фенолоформальдегидные	»	—	ГОСТ 20907—75		—

Реагенты-структурообразователи

Хлористый натрий технический	Кристаллический порошок	20	ГОСТ 13830—84	По массе от объема раствора ≤ 30	—
	Жидкое стекло	60	ГОСТ 13078—81	От объема раствора ≤ 5	
Асбест	Порошок	60	ГОСТ 12871—83Е	По массе от объема ≤ 2	Знак качества
Окисленный петролатум Пальгорскит	Твердое вещество	37,2	МРТУ 12Н-64—63 ТУ 39-180—76	—	Солестойкий глинопорошок
	Порошок	38		≤ 10	
Глинопорошки	Сорт:				
	I	35,9	ТУ 39-043—74	—	—
	II	33,7	То же	—	—
	III	22,4	»	—	—
	IV	17,3	»	—	—

Смазочные добавки

СМАД-1	Жидкость	58	ТУ 38-1-192—68	До 4 от объема раствора	—
Графит	Порошок:	143	ГОСТ 17022—81	До 1 по массе от объема раствора	—
	ГС-1				
	ГС-2				
	ГС-3				

Химические реагенты и материалы	Разновидность реагента	Цена, руб/т	Основание	Массовые добавки, %	Примечание
Нефть сырая	Жидкость	24	—	До 10 от объема раствора	Предприятия нефтедобычи, нефтебаза Расход жидкого сульфанола в 2 раза больше
Сульфонол НП-1 и НП-3	Порошок	280	ТУ 6-01-1816—75 ТУ 84-509—74	От объема раствора (в виде 1%-ной концентрации) ≤ 3	
ОП-10	Маслянистая жидкость или паста	280	—	От объема раствора ≤ 1	Масложиркомбинаты
Гудрон соапстока	Жидкость	25	—	$\leq 3,0$	
Утяжелители					
Мел сыромолотый	Порошок марки ММПК	5,20	ГОСТ 17498—72	—	Флотационный баритовый концентрат Модифицированный баритовый концентрат Флотационный баритовый концентрат
Баритовый концентрат	Порошок марок:				
	КБ-1	44,50	—	—	
	КБ-2	37,0	—	—	
	КБ-3	32,0	—	—	
	КБ-4	—	—	—	
Баритовый утяжелитель	КБ-5	—	—	—	
	КБ-6	—	—	—	
	Порошок:		ТУ 39-126—76	—	
	I сорт			—	
	II сорт			—	
	III сорт			—	
Железистые утяжелители	Порошок	20,5	ТУ 1966	—	Флотационный баритовый концентрат Модифицированный баритовый концентрат Флотационный баритовый концентрат

Соли для получения хлормagneиных и калиевых рассолов

Карналлит товарный	Кристаллический	2,9	ТУ НУХН-762—41	8—40 (до насыщения)	—
Карналлит искусственный	То же	9,0	ГОСТ 16109—70	8—40 (до насыщения)	—
Карналлит обезвоженный	Порошок	31,0	—	8—40 (до насыщения)	—
Бишофит	—	—	—	8—40 (до насыщения)	—
Каинит	Кристаллический	4,0	СТУ 75-1057—64	8—40 (до насыщения)	Руда для производства минеральных удобрений То же »
Калимагнезия	Кристаллический	4,0	МРТУ 6-12-5—66	8—40 (до насыщения)	
Сильвин	Кристаллический	4,0	ГОСТ 4568—83	8—40 (до насыщения)	

Таблица 29.4

Типы, составы и свойства промывочных жидкостей

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтра	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м ³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
1	1.1.	Гуматный	1.1.1.	Бентонит УЩР Вода	50—60 10—40 970—940	140	20—30	300	—	—
			1.1.2.	Бентонит УЩР	50—60 10—40					

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата			
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л		
1.2.	Полисахаридный		1.1.3.	Бихроматы или хроматы натрия или калия	0,2—0,5	160	20—30	200	—	—		
				Вода	970—940	140	20—30	400	—	—		
			1.2.1.	Бентонит УЩР	30—50							
					20—30							
			1.2.2.	Бентонит КМЦ	50—60		100	30	200	—	—	
					3—5							
			1.2.2.	Бентонит Игетан	2—3							
					975—970							
1.2.3.	Бентонит КМЦ	50—60		100	30	200	—	—				
		3—5										
1.2.3.	Бентонит ПФЛХ	2—5										
		975—970		120	50	200	—	—				
1.2.4.	Бентонит КМЦ	50—60										
		3—5										
1.2.4.	Фосфаты (ГМФН, ТПФН)	0,5—1,5										
		980—970		70	30	—	—	—				
2	2.1.	Известковый	2.1.1.	Бентонит	80—100	110	30—50	—	—	200—300		
				ССБ (КБП, КБЖ)								

2.2.	Лигносультонатный и полимерно-лигно-сультонатный	2.1.2.	Окзил	25—30	110	30—50	—	—	200—300					
			NaOH	5—7										
			Ca(OH) ₂	3,5—5										
			Вода	940—925										
			Бентонит	80—100						110	30—50	—	—	200—300
			ССБ (КБП, КБЖ)											
		Окзил	25—30											
		NaOH	5—7											
		Ca(OH) ₂	3,5—5											
		КССБ	20—30											
		Вода	920—895											
		2.1.3.	Бентонит	80—100	110	30—50	—	—	200—300					
ССБ (КБП, КБЖ)														
Окзил, ФХЛС	(15—20)													
NaOH	5—7													
Ca(OH) ₂	3,5—5													
КМЦ	3—5													
Вода	12—3 940—920 (950—935)													
2.1.4.	Бентонит	80—100	110	30—50	—	—	200—300							
	КССБ (ФХЛС)	40—50												
	NaOH	3—5												
		(5—7)												
	Ca(OH) ₂	3,5—5												
	Вода	925—905												
2.2.1.	Бентонит	40—50	160	20—30	300	—	—							
	Окзил	10—15												
	NaOH	3—5												
	КМЦ	3—5												
	Вода	970—960												

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м ³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
2	2.2.	Лигносульфатный и полимерно-лигносульфатный	2.2.2.	Бентонит Окзил NaOH KССБ Вода	40—50 20—30 3—5 20—30 945—920	180	20—30	600	—	—
			2.2.3.	Бентонит Окзил NaOH Полиакрилаты (метас, М-14, гипан и др.) Вода	40—50 10—15 2—3 3—5 970—960	200	20—30	200	—	—
			2.2.4.	Бентонит KССБ NaOH	40—50 40—50 1—2	180	20—30	600	—	—
			2.2.5.	Бентонит ФХЛС КМЦ NaOH Вода	40—50 20—30 3—5 3—5 960—945	160	20—30	300	—	—
			2.2.6.	Бентонит ФХЛС KССБ	40—50 20—30 20—30	180	20—30	600	—	—

3	2.3.	Недиспергирующий		NaOH	3—5	180	20—30	600	—	—			
				Вода	945—920								
			2.2.7.	Бентонит	40—50	200	20—30	200	—	—			
				ФХЛС	20—30								
				Полиакрилаты	3—5								
		NaOH	3—5										
		Вода	960—945										
	2.3.1.	Бентонит	30—40	100	20—30	200	—	—					
		ПАА	0,1—0,4										
		ГКЖ-10(11) (л)	2—4										
	Вода	988—983											
2.3.2.	Бентонит	50—60	180	100	300	—	—						
	КССБ	3—6											
	ГКЖ-10(11) (л)	5—6											
	Вода	970—967											
3.1.	Гипсоизвестковый	Бентонит	80—100	160	20—30	—	—	1200—1500					
		Окзил (ФХЛС)	20—30										
		CaSO ₄ ·2H ₂ O	15—20										
		КМЦ-600	3—5										
		(КССБ)	(20—30)										
		NaOH	3—5										
		Ca(OH) ₂	1—3										
		Вода	960—915										
3.2.	Хлоркальциевый	Бентонит	100—120						100	50—100	—	—	2000—2500
		КССБ	25—30										
		КМЦ-600	10—20										
		Ca(OH) ₂	2—5										
		CaCl ₂	5—6,5										
		Вода	920—900										

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л
3	3.3.	Хлоркалийевый	3.3.1.	Бентонит КССБ КМЦ КОН КСІ Вода	50—80 30—50 3—5 3—6 30—50 930—885	160	50—100	300	—	—
			3.3.2.	Бентонит Крахмальный реагент (МК, ЭКР) КОН КСІ Вода	50—80 10—15 3—6 30—50 955—925	130	50—100	300	—	—
			3.3.3.	Бентонит Полиакрилаты КОН КСІ Вода	50—80 10—15 3—6 30—50 955—925	200	50—100	200	—	—
	3.4.	Малосиликатный	3.4.1.	Бентонит Na₂SiO₃ КМЦ Вода	80—100 20—50 10—20 950—890	180—190	До насыщения —	350	—	—

4	4.1.	Хлоркалийевый	3.4.2.	Бентонит Na ₂ SiO ₃ МК (ЭКР) Вода	80—100 20—50 10—20 950—980	130	До насыще- ния	350	—	—
			3.4.3.	Бентонит Na ₂ SiO ₃ Полиакрилаты Вода	80—100 20—50 10—20 950—890	180	До насыще- ния	200	—	—
			4.1.1.	Бентонит КССБ КМЦ КОН КСІ Вода	50—80 30—50 5—10 3—6 50—70 920—870	160	50—100	300	—	—
			4.1.2.	Бентонит МК (ЭКР) КОН КСІ Вода	50—80 10—15 3—6 50—70 945—915	130	50—100	300	—	—
			4.1.3.	Бентонит КМЦ КОН КСІ Вода	50—80 10—15 3—6 50—70 945—915	160	50—100	300	—	—
			4.1.4.	Бентонит Полиакрилаты КОН КСІ Вода	50—80 10—15 3—6 50—70 945—915	200	50—100	200	—	—

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м ³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
4	4.2.	Хлоркальциевый	4.2.1.	Бентонит КССБ КМЦ-600 Ca(OH) ₂ CaCl ₂ Вода	80—100 20—30 10—20 2—5 6,5—10 935—905	100	50—100	—	—	2500—3500
	4.3.	Малосиликатно-солевой	4.3.1.	Бентонит КМЦ Na ₂ SiO ₃ NaCl Вода	80—100 10—25 20—50 102—155 905—855	160	До насыщения	300	—	—
	4.4.	Минерализованный	4.4.1.	Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) NaCl NaOH Вода	100—120 (60—80) 10—20 103—157 3—5 920—875	130	До насыщения	500	—	—
	4.4.2.		Бентонит (палыгорскит) КМЦ NaCl NaOH Вода	100—120 (60—80) 10—20 103—157 3—5 920—875	160	До насыщения	—	—	—	

5	5.1.	Известково-битумный	4.4.3.	Бентонит (пальгорскит) Полиакрилаты NaCl NaOH Вода	100—120 (60—80) 10—20 103—157 3—5 920—875	200	До насыщения	200	—	—
			5.1.1.	Дизельное топливо (л) Битум высокоокисленный Известь Вода Сульфол	985	220	До насыщения	До насыщения	—	—
					160					
	320									
	62									
	12									
5.2.	Инвертный эмульсионный	5.2.1.	Дизельное топливо или нефть (л) СМАД (л) Эмультан (л) Бентонит Вода CaCl ₂ или MgCl ₂	450	70	До насыщения	До насыщения	—	—	
				30—40						
				15—20						
				10—15						
				410—395						
235—225										
5.2.2.	Дизельное топливо или нефть (л) СМАД (л) Эмульгал (л) Бентонит Битум высокоокисленный Вода CaCl ₂ или MgCl ₂	450	100—150	До насыщения	До насыщения	—	—			
		30—40								
		15—20								
		10—15								
		10—30								
400—360										
230—210										

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л
5	5.2.	Инвертный Эмульсионный	5.2.3.	Нефть СЖКс ₂₀ CaCl ₂ NaOH ГКЖ-10,11 Вода	490 10 190 1—2 15—20 314—308	120—130	До насыщения	До насыщения	—	—
			5.2.4.	Дизельное топливо или нефть (л) ИКБ-2 (украин) Вода CaCl ₂ или MgCl ₂ Мел высокодисперсный	420 40 420 245 40	150	До насыщения	До насыщения	—	—
			5.2.5.	Дизельное топливо (л) СМАО (л) Известь (окись кальция) Бентонит АБДМ-хлорид CaCl ₂ Вода	355 50 30 25 10 213 475	150	До насыщения	До насыщения	—	—

5.3.	Соленасыщенный	5.3.1.	Бентонит (пальгорскит)	100—120	130	До насыщения	500	318	—
			МК (ЭКР)	(60—80)					
			NaOH	10—30					
				3—5					
	NaCl	300—293							
			(306—296)						
	Вода	810—790							
			(825—800)						
5.3.	Соленасыщенный	5.3.2.	Бентонит (пальгорскит)	100—120	160	До насыщения	300	318	—
			КМЦ	(60—80)					
			NaOH	10—30					
				3—5					
	NaCl	300—293							
			(306—296)						
	Вода	810—790							
			(825—800)						
5.3.	Соленасыщенный	5.3.3.	Бентонит (пальгорскит)	100—120	180	До насыщения	200	318	—
			Полиакрилаты	(60—80)					
			NaOH	10—30					
				3—5					
	NaCl	300—293							
			(306—296)						
	Вода	810—790							
			(825—800)						
5.3.	Соленасыщенный	5.3.4.	Бентонит (пальгорскит)	100—120	130	До насыщения	300	318	—
			МК (ЭКР)	(160—80)					
			КМЦ	10—15					
			NaOH	10—15					
		3—5							
	NaCl	300—296							
			(306—300)						
	Вода	810—795							
			(820—810)						

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтра	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
5	5.3.	Соленасыщенный	5.3.5.	Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) КССБ NaOH	100—120 (60—80) 8—10 20—30 3—5	130	До насыщения	500	318	—
				NaCl Вода	300—295 (302—298) 800—790 (815—800)					
			5.3.6.	Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) ССБ (КВП, КБЖ) NaOH NaCl Вода	100—120 (60—80) 10—15 30—50 5—7 296—288 (300—294) 795—775 (785—710)	130	До насыщения	500	318	—
			5.3.7.	NaCl Вода	718 850	—	До насыщения	—	318	—

		5.3.8.	Бентонит (пальгорскит) NaCl Нефть Вода	100—150 (60—80) 298—303 (307—310) 50—100 800—805 (835—825)	—	До насыщения	—	318	—
5.4.	Гидрогельмаг- невый	5.4.1.	MgCl ₂ NaOH или Ca(OH) ₂ МК (ЭКР) Вода	200—250 18—20 20—30 880—850	130	До насыщения	(1—1,5) · 10 ⁵	300	—
		5.4.2.	MgCl ₂ NaOH или Ca(OH) ₂ КМЦ-600	200—250 18—20 20—30	110	До насыщения	(1—1,5) · 10 ⁵	300	—
6	6.1. Вода	6.1.1.	Вода	—	—	—	—	—	—
7	7.1. Аэрированный раствор	7.1.1.	Бентонит Сульфонат (сульфонат) NaOH (Na ₂ CO ₃) Вода	100—120 1—2 1—2 (5—25) 898—876 (894—851)	—	—	—	—	—

Тип	Индекс	Вид	Подвид	Рецептура		Предел термостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
				Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м ³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
8	8.1.	Воздух	8.1.1.	Воздух	—	—	—	—	—	—
9	9.1.	Пена	9.1.1.	Сульфонол («Прогресс») КМЦ (ПАА, ПВС) NaCl (тринатрийфосфат) Вода	0,5—5,0 2—7,5 1—5 996—937	—	—	—	—	—

- Примечания: 1. Концентрации химических реагентов и материалов приведены в расчете на сухое вещество.
 2. Приведены рецепты при применении КМЦ-500 (600). Если используется КМЦ-350, то указанный расход реагента следует увеличить в 1,5 раза.
 3. При забойной температуре более 70 °С в буровые растворы, содержащие лигносульфонаты или гуматы, вводят бихроматы натрия или калия массой 0,1—0,5 кг на 1 м³ бурового раствора.
 4. В качестве смазочной добавки в буровой раствор необходимо вводить: СМАД-1 (20—40 кг); СГ (20—40 кг); нефть (100—120 кг); графит (5—10 кг); Т-66 (50—70 кг) на 1 м³ раствора.
 5. При вспенивании бурового раствора вводят пеногасители: РС (20—30 кг); ПЭС (10—20 кг); Т-66 (30—100 кг); трибутилфосфат (0,1—0,5 кг); МАС-200 (0,5—0,2 кг) на 1 м³ раствора.
 6. В качестве сероводороднейтрализующих добавок используют ВНИИТЬ-1,2 (0,05—2,0 кг); ЖС-7 (5—40 кг) на 1 м³ раствора.
 7. При поступлении в раствор ионов Ca²⁺ из разбуриваемых пород и пластовых вод в рецептурах 1.1; 1.2; 2.2; 2.3.1; 2.3.2; 3.3.1; 3.3.2; 3.3.3; 3.4; 4.1; 4.3; 4.4.2; 4.4.3; 5.3.2; 5.3.3 надо предусмотреть ввод кальцинированной соды в количестве 0,1—0,2 кг на 1 м³ раствора.

ных условий для вскрытия продуктивных пластов требуют применения большого ассортимента промывочных жидкостей, обладающих широкой гаммой свойств, функций и параметров.

В целом при выборе типа, состава и свойств *промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин* необходимо учитывать характеристику пород пластов-коллекторов, их проницаемость, свойства пластовых флюидов и жидкостей, пластовые давления (табл. 29.5).

В нефтегазопромысловой практике для вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин наиболее широко используют:

воду, обработанную ПАВ;

глинистые растворы, обработанные ПАВ; в зависимости от конкретных геолого-физических условий они могут быть терmostойкими, хлоркальциевыми, эмульсионными и т. д.;

безглинистые жидкости (меловые, полимерные);

безводные жидкости (нефть, дизельное топливо, различные смеси мазутов) с низкой плотностью;

известково-битумные растворы (смесь дизельного топлива, окисленного битума и извести), могут быть обработаны ПАВ (сульфонол) в количестве 1—3% от общего объема, в случае необходимости вводится барит;

гидрофобные эмульсионные растворы (смеси дизельного топлива, битумного порошка, молотой негашеной извести с водой в соотношении 1:1 или 1:1,5, где дисперсионной средой является углеводородный компонент, дисперсионной фазой — вода).

Для глушения газовых скважин наиболее целесообразно применять меловые растворы (табл. 29.6).

В ряде случаев, особенно при низких пластовых давлениях, глушение скважин осуществляют пенами. Плотность пены находится в прямой зависимости от плотности пенообразующей жидкости, степени аэрации и условий, в которых ее применяют. Пену готовят с помощью газожидкостного эжектора.

Один из используемых составов пены (из расчета на 1 м³ пенообразующей жидкости):

Вода, л	900—940
Глина бентонитовая, кг	100—150
ПАВ (сульфонол), кг	7—15

Для глушения газовых скважин при капитальном ремонте рекомендуется применять стабильные высоковязкие эмульсии. Эмульсии не фильтруют и полностью извлекают из пласта. Они обеспечивают восстановление начальной проницаемости.

Для получения эмульсий используют сочетание ионоактивного вещества лиссанол и ионоактивного органического соединения КМЦ, которое служит эффективным активатором для создания стабильной высоковязкой эмульсии. Плотность раствора

Таблица 29.5

Выбор промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных горизонтов и глушения скважин

Категория пород	Характеристика пород	Группа пород по проницаемости (поровой), мкм ²	Сочетание типов пластовых жидкостей	Рекомендуемые типы буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов (см. табл. 29.4)	
				в остаточной воде преобладают катионы натрия	в остаточной воде преобладают катионы кальция
1	Песчано-алевритовые породы слабо уплотненные. Цемент преимущественно глинистый	0,001—0,01	Л	5.1; 5.2	5.1; 5.2
		0,01—0,1	А	(5.2); 3.3; 4.1	(5.2); 3.1; 3.2; 4.2; 4.4; 5.3
		0,01—0,1	Н	(5.2); 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1; 5.3 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8	С ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
		≥0,1	А	3.3; 4.1	
2	Песчано-алевритовые породы со средней степенью уплотнения. Цемент глинисто-карбонатный со следами раскристаллизации	0,001—0,04	Н	(5.2); 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1; с ПАВ	(5.2); 3.1; 3.2; 4.2;
		0,001—0,04	А	3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 (с ПАВ)	4.4; 5.3 (с ПАВ), кроме 5.3.7; 5.3.8
		0,04—0,1	Н	3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ	3.1; 3.2; 4.2; 4.4; 5.3 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
		0,04—0,1	А	3.3; 4.1	
		≥0,1	Л	1—5 (кроме 3.4; 4.3)	1—5 (кроме 3.4; 4.3)
3	Песчано-алевритовые породы сильно уплотненные. Цемент кварцевый и карбонатно-глинистый с признаками	0,001—0,02	Н	(5.2); 4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.4 с ПАВ кроме 5.3.7; 5.3.8	(5.2); 4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2

4	Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, аргиллиты, порфириты, базальты и другие породы с развитой трещиноватостью	0,001—0,02	А	(5.2); 3.3; 4.1	(с ПАВ), кроме 5.3.7; 5.3.8
		0,02—0,05	Н	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2 (с ПАВ), кроме 5.3.7
		0,02—0,05	А	5.3.7; 5.3.8 3.3; 4.1	5.3.8
		≥0,05	Н	1—5 с ПАВ (кроме 3.4; 4.3)	1—5 с ПАВ (кроме 3.4; 4.3)
		≥0,05	А	3.3; 4.1	То же
		0,001—0,05	Н	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ и наполнителем	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2 с ПАВ и наполнителем, кроме 5.3.7; 5.3.8
		0,001—0,05	А	Кроме 5.3.7; 5.3.8 3.3; 4.1	То же
		≥0,05	Л	1—5 с наполнителем (кроме 3.4; 4.3)	1—5 с наполнителем (кроме 3.4; 4.3)

Примечания: 1. А — сочетание активных типов нефти и воды; Л — любое сочетание типов нефти и воды, в том числе А; Н — любое сочетание типов нефти и воды, кроме А.

2. Указанный в скобках тип бурового раствора следует применять при значении проницаемости породы (базисной) менее половины от указанных в графе 3 интервала ее значений. Целесообразность широкого применения в этом случае указанного типа раствора для вскрытия продуктивных пластов в эксплуатационных скважинах должна обязательно оцениваться для каждого нефтяного месторождения.

Таблица 29.6

Состав и свойства меловых растворов

Состав	Содержание, %	Водоотдача, см ³ /30 мин	Вязкость СПВ-5, с	Плотность, г/см ³	Суточный отстой, %
1. Бентонитовая глина	10				
Мел	25				
0,2%-ная каустическая сода	65	45	24	1,28	1,75
2. Бентонитовая глина	10				
Мел	35				
0,2%-ная каустическая сода	55	42	39	1,39	0
3. Бентонитовая глина	10				
Мел	25				
Каустическая сода	0,1				
КМЦ	0,4				
Вода	64,5	8	52,5		0
4. Крахмал	0,19				
Каустическая сода	0,53				
Бентонитовая глина	10				
Мел	25				
Вода	64	8	54	1,3	0
5. Для работы в зимних условиях:					
каустическая сода	0,13				
бентонитовая глина	10				
поваренная соль	14,5				
Мел	25				
Кальцинированная сода	1,0				
Вода*	49,3	72	29	1,44	0
6. Хлористый кальций	14,4				
Каустическая сода	0,54				
Кальцинированная сода	0,5				
Крахмал	0,5				
Бентонитовая глина	10				
Мел	25				
Вода**	48,9	72	26	1,48	0
Тяжелые растворы					
1. Хлористый кальций	15,3				
2. Каустическая сода	0,5				
Вода	34,2				
Барит	50,0	100	40	1,68	0
3. Хлористый кальций	15,3				
Каустическая сода	0,5				
Барит	40,0				
Мел	10,0				
Вода	34,2	75	35	1,62	0

* Температура замерзания раствора —20 °С.

** Температура замерзания раствора —21 °С.

повышают с помощью насыщенного раствора хлористого кальция.

Состав гидрофобных эмульсий, %
(плотность 1,03 г/см³, вязкие — не текут)

Газовый конденсат	20
5%-ный водный раствор КМЦ	80
Лиссанол (от общего объема жидкости)	0,1
Газовый конденсат	20
5%-ный водный раствор КМЦ в насыщенном растворе NaCl	80
Лиссанол (от общего объема жидкости)	0,1

Для глушения скважин при ремонтных работах рекомендуется применять также полимерные жидкости. В качестве компонентов для их получения используют товарный 8%-ный ПАА, технические соли CaCl₂; FeCl₃, ZnCl₂, неионогенные ПАВ, техническую воду (пресную и соленую).

Полимерные жидкости (табл. 29.7) готовят следующим образом:

приготавливают водные растворы ПАА, содержащие 0,3—0,5% препарата и имеющие вязкость по СПВ-5 19—22 с, показатель водородных ионов pH=6,9÷7,0;

к раствору ПАА добавляют неионогенные ПАВ и техническую соль.

Для глушения скважин при высоких пластовых давлениях можно использовать поверхностно-активный полимерный раствор ПАПР (табл. 29.8).

Буферные жидкости применяют для предотвращения смешения цементных и промывочных растворов, обеспечения высокой степени вытеснения промывочного раствора из затрубного пространства, удаления глинистых корок со стенок скважины и очистки скважины от выбуренной породы. С помощью некоторых типов жидкостей осуществляют повторную герметизацию резьбовых соединений, тампонирование зон поглощений.

Таблица 29.7

Состав и свойства полимерных хлоркальциевых жидкостей

Добавка реагентов, кг/м ³				Показатели полимерных жидкостей				
ПАА	ПАВ	CaCl ₂	Вода	Плотность, г/см ³	Вязкость по СПВ-5, с	Водоотдача, см ³	Поверхностное натяжение, Н/м	СНС, ГПа
37,5	—	300	Пластовая*	1,26	20	10	2,72	1,420
37,5	0,5	300	То же	1,25	18	8	1,14	1,170
62,5	—	300	»	1,27	24	8,5	2,81	1,500
62,5	0,5	300	»	1,26	20	6,0	1,23	1,460
37,5	—	300	Пресная	1,25	22	8	2,78	1,840
37,5	0,5	400	То же	1,25	21	16,5	1,03	1,580
62,5	—	400	»	1,26	26	6	2,41	2,400
62,5	0,5	400	»	1,26	23	4	0,88	1,890

* Пластовая вода хлоркальциевого типа плотностью 1,18 г/см³.

Таблица 29.8

Состав и основные свойства поверхностно-активных полимерных растворов

Добавка, кг/м ³			Вязкость, с	Плотность, г/см ³
ПАА	ПАВ	Соль		
62,5	—	600*	95	1,46
62,5	0,5	600*	87	1,46
—	—	600*	18	1,36
37,5	—	600*	23	1,36
37,5	0,5	600**	21	1,36
62,5	—	600**	27	1,36
62,5	0,5	600**	24	1,36
37,5	—	900***	20	1,51
62,5	0,5	2000***	98	1,89

* FeCl₃.

** CaCl₂.

*** ZnCl₂.

Таблица 29.9

Краткая характеристика буферных жидкостей

Буферная жидкость, ее состав	Назначение и область применения	Химическая активность
Вода	Отделение тампонажного раствора от промывочных жидкостей. Исключение коагуляции в зоне смешения растворов	Инертная
Водная суспензия крахмала	Повышение коэффициента вытеснения	То же
Утяжеленная жидкость на основе полимеров (гипан, барит, вода) с плотностью до 1,7—2,4 г/см ³	Повышение коэффициента вытеснения при наличии зон осыпей и пластов с аномально высокими давлениями. Предотвращение выпадения утяжелителя в зоне смешения	»
7%-ный водный раствор КМЦ	Повышение коэффициента вытеснения	»
Эмульсии	То же	»
Вязкоупругий разделитель (ВУР) на основе полиакриламида	»	»
Нефтепродукты (нефть, дизельное топливо с ПАВ)	Повышение коэффициента вытеснения в случаях использования нефтеэмульсионных буровых растворов	»
Эрозионная жидкость (вода, песок, КМЦ, цемент)	Удаление остатков бурового раствора и фильтрационной корки	»
15%-ный водный раствор соляной кислоты	То же	Активная
20%-ный водный раствор сульфаминовой кислоты	»	То же

Буферная жидкость, ее состав	Назначение и область применения	Химическая активность.
5%-ный водный раствор едкого натра	Удаление глинистой корки и пленки глинистого раствора	Активная
5%-ный водный раствор кальцинированной соды	То же	То же
Раствор солей соляной кислоты	»	»
Полимерная суспензия в виде	»	»
5%-ного водного раствора кремнийорганического продукта КЭ-1408	»	»
3—10%-ный водный раствор сернокислого алюминия	»	»
3—10%-ный водный раствор сернокислого железа	»	»
Водный раствор кислого пирофосфата натрия	Удаление глинистого бурового раствора с высокой щелочностью из каверн и застойных зон в кольцевом пространстве	»
Водный раствор ВНИИП-117	Удаление остатков бурового раствора и фильтрационной корки	»
1—2%-ный водный раствор ССБ (КССБ)	То же	Инертная
Незамерзающая жидкость (вода, диэтиленгликоль, песок)	Разделение тампонажного и бурового растворов.	То же
Активная жидкость (вода, пуццолан, расширяющийся перлит) Аэрированная жидкость (вода, песок, цемент, ПАВ, газ или воздух)	Использование при цементовании в районах распространения вечномерзлых пород	»
Жидкостная пробка, состоящая из трех секций: 1) эмульсия типа «вода в нефти» с добавкой эмульгатора и карбонатной пудры; 2) 15%-ный раствор с антикоррозионным ингибитором; 3) водный раствор CaCl ₂ , NaCl или ZnCl ₂ требуемой концентрации	Очистка ствола скважин от остатков глинистого раствора Повышение коэффициента вытеснения, особенно при наличии зон поглощения и гидро-разрывов	»
Раствор с тампонирующими свойствами 35—70%-ный раствор ортофосфорной кислоты	Исключение перемешивания цементного раствора с буровым, обеспечение полного вытеснения последнего	Инертно-активная
	Повышение коэффициента вытеснения	Активная
	Отверждение глинистой корки	То же

В промышленной практике используют следующие виды буферных жидкостей: воду; утяжеленные (на солевой или полимерной основах); комбинированные; аэрированные; эрозионные; незамерзающие; с низкой водоотдачей; вязкоупругий разделитель; нефть; растворы кислот.

Буферные жидкости классифицируют по основе. Например, водные — на нефтяной или полимерной основе или на основе других органических соединений (табл. 29.9).

ГЛАВА 30

ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Состав тампонажных материалов. Тампонажный цемент состоит из нескольких вяжущих (портландцемент, известь и др.), минеральных (кварцевый песок, асбест, глина, шлак и др.), органических (отходы целлюлозного производства, хлопковые очесы) и других добавок, дающих после затворения в воде раствор, а затем камень (табл. 30.1—30.6).

В зависимости от вида вяжущей основы тампонажные цементы делят на следующие виды:

- на базе портландцемента;
- на базе доменных шлаков;
- белитокремнеземистый;
- известково-песчаные смеси;
- прочие виды (гипсовые на основе природных минералов и горных пород);
- органические крепители на полимерной основе.

В зависимости от температуры испытания и применения тампонажные цементы делят на три класса:

- 1) для «холодных» скважин — ХЦ с температурой испытания 22 ± 2 °С;
- 2) для «горячих» скважин — ГЦ с температурой испытания 75 ± 3 °С;
- 3) для глубоких скважин (высокотемпературных) — ВЦ, который подразделяется на четыре группы:

Группа цемента	ВЦА	ВЦБ	ВЦВ	ВЦГ
Температура испытания, °С	100 ± 3	125 ± 3	150 ± 3	200 ± 3
Давление, МПа	30,0—50,0	30,0—50,0	40,0—60,0	50,0—100,0

По роду добавок-наполнителей тампонажные цементы классифицируют на песчаные, волокнистые, гельцементы, пуццолановые, перлитовые, гематитомagnetитовые и другие, а по устойчивости в агрессивной среде — на нормальные и сульфатостойкие.

Тампонажный портландцемент представляет собой смесь измельченных материалов заданного минералогического состава (%):

Окись кальция CaO	60—67
Кремнезем SiO_2	17—25
Глинозем Al_2O_3	3—8
Окись железа FeO_3	0,3—0,6
Окись магния MgO	0,1—4,5
Сернистый ангидрид SO_3	0,3—1,0
Фосфорный ангидрид P_2O_5	0,1—0,3
Окись калия и натрия ($\text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$)	0,5—1,3
Двуокись титана TiO_2	0,2—0,5

Свойства тампонажного раствора и камня существенно зависят от содержания перечисленных выше окислов (в %). Активные свойства тампонажного портландцемента в основном определяются химически связанной окисью кальция (CaO) с кремнеземом, глиноземом и окисью железа.

Тампонажные материалы и растворы для ремонтно-восстановительных работ в скважинах.

Волокнистый тампонажный портландцемент используют для предупреждения и ликвидации поглощений. Он представляет собой смесь тампонажного портландцемента с волокнистыми добавками (асбеста отходов целлюлозной, текстильной промышленности и др.), вводимыми в цементный раствор в количестве 2—3%. Размер волокон составляет 1—3 мм. Физико-механические свойства волокнистого цемента должны соответствовать ГОСТ 1581—85.

Облегченный тампонажный портландцемент рекомендуется применять для предупреждения и ликвидации поглощений. Цемент получают путем совместного помола тампонажного портландцементного клинкера, облегчающей добавки и гипса (или путем тщательного смешения этих же компонентов, измельченных отдельно). Массовое содержание клинкера в цементе должно быть не менее 30%.

В качестве облегчающих добавок используют пемзу, опоку, трепел, диатомит и др. Кроме того, цемент на месте потребления смешивают с добавками пористых неорганических материалов (перлит, керамзит, гильсонит, нефтяной кокс, углеродистые материалы и др.).

Требования к облегченному тампонажному портландцементу

Цемент для скважин	«холодных»	«горячих»
Температура, °С	22±2	75±3
Сроки схватывания, ч:		
начало	2	18
конец	1,75	8
Предел прочности при изгибе, МПа, при плотности, г/см ³ :		
≤1,45	0,5	1,0
1,45—1,55	0,7	1,5
1,55—1,65	1,0	1,5

Таблица 30.1

Параметры портландцементов, контролируемые при приемке

Тип	Основание	Тонкость помола (остаток на сите № 0,08), %, не более	Удельная площадь поверхности, см ² /г, не менее	Растекаемость раствора, мм
Портландцемент тампонажный для «холодных» скважин	ГОСТ 1581—85	15	—	180—240
Портландцемент утяжеленный тампонажный для «холодных» скважин	ГОСТ 1581—85	15	—	180—220
Портландцемент песчаный тампонажный для «холодных» скважин	ГОСТ 1581—85	15	—	180—220
Портландцемент солеустойкий тампонажный для «холодных» скважин	ГОСТ 1581—85	15	—	180—220
Портландцемент низкогигроскопичный тампонажный для «холодных» скважин	ГОСТ 1581—85	15	—	180—240
Портландцемент тампонажный для «горячих» скважин	ГОСТ 1581—85	20	—	180—240
Портландцемент утяжеленный тампонажный для «горячих» скважин	ГОСТ 1581—85	20	—	180—220
Портландцемент песчаный тампонажный для «горячих» скважин	ГОСТ 1581—85	20	—	180—220
Портландцемент солеустойкий тампонажный для «горячих» скважин	ГОСТ 1581—85	20	—	180—220
Портландцемент низкогигроскопичный тампонажный для «горячих» скважин	ГОСТ 1581—85	20	—	180—240
Цемент тампонажный, шлакопесчаный:	ОСТ 39-017-80			
ШПЦС-120		—	2500	180—240
ШПЦС-200		—	2500	180—240
Цемент глиноземистый марки:	ГОСТ 969—77			
400		10	—	—
500		10	—	—
600		10	—	—
Цемент гипсоглиноземистый расширяющийся	ГОСТ 11052—74	10	—	—

Водоцементное отношение	Условия испытаний		Сроки схватывания, ч-мин		Предел прочности образцов, МПа, через время твердения, ч			
	Температура, °С	Давление, МПа	Начало, не менее	Конец, не более	Изгиб		Сжатие	
					24	48	24	72
0,5	22±2	Атмосферное	2—00	10—00	—	2,7	—	—
—	22±2	То же	2—00	12—00	—	1,0	—	—
—	22±2	»	2—00	12—00	—	2,0	—	—
—	22±2	»	2—00	20—00	—	1,0	—	—
0,5	22±2	»	2—00	12—00	—	2,7	—	—
0,5	75±3	»	1—45	5—00	3,5	—	—	—
—	75±3	»	1—45	5—00	—	2,0	—	—
—	75±3	»	1—45	5—00	—	4,0	—	—
—	75±3	Атмосферное	1—45	10—00	—	1,5	—	—
0,5	75±3	То же	1—45	5—00	3,5	—	—	—
0,43	90±3	40±2	2—00	8—00	2,5	—	—	—
0,40	160±3	60±3	3—00	8—00	4,5	—	—	—
—	20±2	Атмосферное	0—30	12—00	—	—	23,0	40,0
—	20±2	То же	0—30	12—00	—	—	28,0	50,0
—	20±2	»	0—30	12—00	—	—	33,0	60,0
0,30	20±2	»	0—10	4—00	—	—	—	28,0

Тип	Основание	Тонкость помола (остаток на сите № 0,08), %, не более	Удельная площадь поверхности, см ² /г, не менее	Растекаемость раствора, мм
Цемент термосолеостойкий	ТУ 39-081—75	—	2100	200—220
Портландцемент облегченный тампонажный:	ТУ 21-20-36—78	—	—	—
для «холодных» скважин типа:				
1		15	—	180—230
2		15	—	180—230
для «горячих» скважин типа:				
1		20	—	180—230
2		20	—	180—230
Цемент тампонажный облегченный для «горячих» скважин	ТУ 39-01-08-469—79	—	7000	200—220
Цемент тампонажный утяжеленный шлаковый:	ОСТ 39-014—80			
УШЦ-120		—	2300	180—240
УШЦ-120		—	2000	180—240
УШЦ1-200		—	2300	180—240
УШЦ2-200		—	2000	180—240
Цемент тампонажный утяжеленный:	ТУ 39-01-08-535—80			
УЦГ-1		—	2600	180—210
УЦГ-2		—	2300	180—210
Цемент тампонажный облегченный шлаковый типа ОШЦ	ТУ 30-01-08-297—77	15	—	180—240

Примечание. Прочерк в таблице означает, что значение данного параметра не

В промышленном масштабе выпускают три вида готовых к употреблению облегченных тампонажных цементов:

Сенгелеевский цементный завод — в качестве облегчающей добавки используется диатомит (20—25%);

цементный завод «Комсомолец» (г. Вольск) — в качестве облегчающей добавки используется опока (40—55%);

Карадагский цементный завод — в качестве облегчающей добавки используется пемза (30—45%).

Глиноземистый цемент (ГОСТ 969—77) применяют для предупреждения и ликвидации поглощений. Он является ускорителем срока схватывания цементных растворов, состоит из 40% глинозема, 40% окиси кальция, 10% окиси кремния, 9% окиси или закиси железа. Сроки схватывания: начало — от 20 мин до 4 ч, конец — от 1 до 12 ч. Цементный камень высокопрочный и водонепроницаемый по сравнению с портландце-

Водоце- ментное отношение	Условия испытаний		Сроки схватывания, ч-мин		Предел прочности об- разцов, МПа, через время твердения, ч			
	Темпе- ратура, °С	Давление, МПа	Начало, не менее	Конец, не более	Изгиб		Сжатие	
					24	48	24	72
—	200±5	60±2	3—00	8—00	3,0	—	—	—
—	22±2	Атмосферное То же	1,50—1,65	2—00	18—00	—	—	0,7
—	22±3		1,40—1,50	2—00	18—00	—	—	0,7
—	75±3	Атмосферное > >	1,50—1,65	1—45	8—00	—	—	1,0
—	75±3		1,40—1,50	1—45	8—00	—	—	1,0
—	75±3		1,40—1,50	—	—	90	—	1,1
0,35	90±3	40±2	2,06—2,15	2—00	8—00	—	2,5	—
0,32	90±3	40±2	2,16—2,30	2—00	8—00	—	2,5	—
0,35	160±3	60±3	2,06—2,15	3—00	10—00	—	2,5	—
0,32	160±3	60±3	2,16—2,30	3—00	10—00	—	2,5	—
0,35	75±3	Атмосферное То же	1—45	2,06—2,15	5—00	—	—	2,0
0,32	75±3		1—45	2,16—2,30	5—00	—	—	2,0
0,95±0,05	150±5	40±5	1,45—1,55	2—00	8—00	—	1,5	—

регламентируется в соответствующей НТД и он не подлежит контролю при приемке.

ментом. Ввиду дефицитности этот цемент используют в основном в смеси с портландцементом.

Глиноземистый цемент затворяется только на пресной воде при оптимальной для него температуре 15—20°С. При повышении температуры прочность цемента снижается и при затворении необходимо вводить ускорители схватывания.

Требования к глиноземистому цементу

Марка	400	500	600
Предел прочности при изгибе, МПа, через время, сут:			
1	3,5	4,0	4,5
3	5,5	6,0	6,5
Предел прочности при сжатии, МПа, через время, сут:			
1	20,0	27,5	35,0
3	40,0	50,0	60,0

Таблица 30.2

Сохранность заводского тампонажного цемента при 6-месячном хранении в бумажной таре (в условиях Западной Сибири)

Вид цемента	Тонкость помола (остаток на сите № 008), %	Растекаемость конуса, мм	Сроки схватывания, ч-мин		Предел прочности при изгибе через 2 сут, МПа
			Начало	Конец	
Исходный: в свежемолотом виде после хранения	6,8	240	6—20	8—35	3,5
	Не регламентируется	230	9—20	12—10	2,3
С добавкой: в свежемолотом виде после хранения	4,8	212	6—55	9—55	4,4
	Не регламентируется	240	7—00	9—60	4,6

Таблица 30.3

Влияние температуры и давления на прочность портландцементного раствора

Температура, °С	Давление, МПа	Предел прочности при изгибе, МПа, через период времени, ч					
		12	24	48	98	168	336
22	5,0	—	0,8	2,7	3,4	3,9	4,3
22	70,0	—	1,3	3,2	3,9	—	4,6
75	5,0	4,0	6,2	6,3	6,4	6,4	—
75	70,0	4,2	6,4	6,4	6,4	6,3	—
110	5,0	3,9	4,3	4,4	—	4,5	—
110	70,0	3,7	4,4	4,3	4,4	4,3	—
140	5,0	2,0	2,0	1,9	1,6	1,7	1,6
140	70,0	1,9	2,0	1,6	1,6	—	—
200	5,0	1,1	1,0	—	—	—	1,1
200	70,0	0,9	1,0	—	—	—	0,8

Растворяющийся водонепроницаемый цемент (ВРЦ) применяют при ликвидации поглощений с добавкой ускорителей или замедлителей схватывания. Он является быстросхватывающимся и быстротвердеющим, вяжущим, получаемым путем тщательного смешения глиноземистого цемента (до 75%), высокопрочного (или строительного) гипса (20—22%) и высокоосновного гидроалюмината кальция.

Перлито-глиноцементные цементные растворы используют для ликвидации поглощений (плотность 1,10—1,50 г/см³). Раствор готовят из тампонажного портландцемента, вспученного перлита и глинопорошка. Вспученный перлит как самостоятельную добавку вследствие всплывания зерен в цементном растворе.

Таблица 30.4

Влияние облегчающих добавок на свойства цементных растворов

Добавка		Добавка к цементу, %	Водопогло- тельность, см ³ /г	В/Ц	Растекае- мость кону- са началь- ная, см	Плотность, г/см ³	Двухсуточ- ная проч- ность на из- гиб при 75°С, МПа
Вид	Характеристика						
Диатомит	Удельная поверх- ность, см ² /г:						
То же	17 000	50	1,40	1,20	19,0	1,55	2,6
»	20 000	30	2,80	1,35	26,0	1,49	2,9
»	22 000	50	1,50	1,25	19,5	1,52	2,8
Обожженный диа- томитовый поро- шок	Молотый	30	1,75	1,025	22,5	1,57	1,9
Вспученный перли- товый порошок	Объемная масса, г/см ³ :						
	0,14	14,2	4,00	1,12	24,0	1,57	2,0
	0,26	26,0	2,30	0,10	21,0	1,56	2,2
	0,47	47,0	1,10	0,95	21,0	1,59	2,0
Трепел	Удельная поверх- ность, 20 500 см ² /г	21,0	2,50	0,92	25,0	1,60	2,0

ре не применяют. Одновременно со вспученным перлитом необ-
ходимо в раствор вводить бентонит (% от массы цемента):

Перлит	10—15	15—20
Бентонит	4—8	8—10
Водопогло- тельность таких растворов	0,7—1,8 см ³ /г.	

Газоцементные растворы служат для ликвидации катастро-
фических поглощений. Они состоят из 100% тампонажного це-
мента, 50% воды, 2% жидкого стекла, 2% поваренной соли и
0,2% алюминиевого порошка.

Цементно-зольные растворы рекомендуется использовать для
изоляции притока агрессивных пластовых вод, содержащих ще-
лочи. Они состоят из тампонажного цемента, облегчающей до-
бавки (пылевидная топливная зола — отходы ТЭЦ или ГРЭС)
и воды. Раствор затворяют на 10%-ном растворе NaCl при со-
отношении цемента и золы 0,5:0,5 и водоцементном отношении,
равном 0,35—0,5. Раствор можно применять при температуре
до 120°С.

В кислой среде камень этого раствора легко растворяется.

Смолопесчано-цементные тампонажные растворы рекоменду-
ется использовать при ликвидации поглощений. Они состоят из
водного раствора смолы ТСД-9 (1:1), отвердителя смолы —
формалина (0,3 ч), песчано-цементной смеси (или портландце-
мента). Цементно-песчаную смесь, содержащую 10—90% пес-
ка, затворяют в водном растворе ТСД-9.

Нефтецементные растворы (НЦР) рекомендуется применять
для ликвидации поглощений, изоляции пластовых вод и при

Таблица 30.5

Влияние добавки бентонита на свойства цементного раствора и камня (температура 75 °С; давление атмосферное)

Добавка бентонита, %	В/Ц	Плотность, г/см ³	Схватывание, ч-мин		Предел прочности, МПа, через 2 сут при	
			Начало	Конец	изгибе	сжатии
0	0,50	1,87	1—45	2—30	6,40	20,0
5	0,69	1,70	2—22	2—57	5,45	19,1
7,5	0,84	1,68	2—30	3—00	3,03	12,2
10	0,96	1,57	2—37	3—10	2,47	11,7
12,5	1,06	1,49	2—56	3—27	2,20	9,0

Таблица 30.6

Влияние добавки песка на прочность цементно-песочного камня

Состав смеси, части		Предел прочности при изгибе через 2 сут, МПа				
		Температура, °С				
Цемент	Песок	110	130	160	180	200
		Давление, МПа				
		30,0	30,0	40,0	45,0	50,0
3	1	4,62	6,20	7,95	8,52	9,40
2	1	4,57	5,83	7,12	8,23	9,15
1	1	4,68	5,31	7,01	7,98	9,06
1	2	4,34	5,26	6,27	5,23	4,85

цементирования скважин в условиях трещиноватых коллекторов. При смешении с водой растворы быстро теряют подвижность, превращаясь в камень с одновременным выделением нефтепродуктов. Для увеличения подвижности растворов служат ПАВ: крезол (до 1%), кубовые остатки, нафтафт кальция, осидол, димеру.

Нефтецементные растворы готовят из цемента и нефти (или дизельного топлива) в количестве 40—50% от массы цемента.

Преимущество нефтецементных растворов заключается в их несхватываемости при отсутствии воды и высокой прочности камня. На основе НЦР готовят быстросхватывающиеся смеси. Растворы без добавления воды не схватываются, наличие воды способствует их загустеванию, а введение ускорителя — схватыванию. При необходимости в НЦР вводят наполнители.

Отверждаемые глинистые растворы служат в основном для ликвидации поглощений и при ремонтно-изоляционных работах. Растворы на основе стабилизированного глинистого раствора получают путем введения смолы ТС-10 (или ТСД-9) и отвердителя (формалина). При введении смолы ТСД-9 в раствор, обра-

Таблица 30.7

Характеристика отверждаемых глинистых растворов

Температура, °С	Объемный состав, %			Сроки загустевания, ч-мин		Прочность при изгибе, МПа
	ТС-10	Формалин	Глинистый раствор	Начало	Конец	
5	26	17	57	4—40	7—00	1,2
10	25	17	58	2—50	3—40	1,2
15	26	16	58	2—20	2—40	1,3
20	24	12	64	2—20	2—40	1,6
25	24	12	64	1—50	2—10	1,8
30	24	12	64	1—20	1—35	1,9
35	24	12	64	0—55	1—20	2,0
40	24	10	66	0—45	1—10	1,6
45	23	9	68	0—55	1—00	1,7
50	22	8	70	0—35	0—40	1,3

ботанный УЩР, объемы раствора и смолы должны быть для предупреждения получения малоподвижной смеси равны. Эти растворы можно применять до температуры 50 °С.

В процессе приготовления отверждаемых глинистых растворов (табл. 30.7) смеси из смолы и глинистого раствора, формалина и глинистого раствора готовят отдельно.

Тампонажная отверждаемая смесь СКМ-19 отличается устойчивостью к разбавлению пластовыми водами, содержит 100 г мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62 и 0,03—2,00 мас. частей технического хлорного железа (ТУ 6-02-602-70), являющегося эффективным отвердителем смолы М-19-62 (ГОСТ 14231—78). При перемешивании смолы с отвердителем смесь загустевает через определенное время, а затем затвердевает с интенсивным набором прочности.

Свойства смеси СКМ-19 при температуре 24 °С

Состав смеси, массовые части:

М-19-62	100	100	100	100
хлорное железо	2,0	1,00	0,75	0,5
Сроки схватывания, ч—мин:				
начало	0—09	0—50	1—25	2—00
конец	0—17	1—17	1—55	3—00

Примечание. Через 6 ч получают «упругий» образец, т. е. ход поршня в приборе Михаэлиса при давлении более 15 МПа.

Для повышения закупоривающей способности смеси СКМ-9 в нее вводят различные наполнители. Она имеет низкую чувствительность к разбавлению пластовыми водами, содержащими хлориды натрия, кальция, магния и сульфат натрия.

Метасоцементные пасты применяют для изоляции зон поглощений. Тестообразные однородные пасты такого рода с низким содержанием хлорида кальция и метаса готовят путем смешения

ния 10—15%-ного водного раствора метаса с цементным раствором, приготовленным на водном растворе хлорида кальция при В/Ц=0,4÷0,5, при следующем соотношении компонентов (массовые части): 100 — тампонажного цемента, 0,125—0,50 — метаса; 0,021—0,17 — кальцинированной соды, 5,00 — хлорида кальция. Метас растворяют в щелочной среде (в кальцинированной или каустической соде) при отношении его к воде 3:6.

Метасоцементные пасты с высоким содержанием хлорида кальция и метаса получают путем введения водного раствора в цементный раствор, приготовленный на водном растворе хлорида кальция высокой концентрации при следующих соотношениях сухих компонентов (массовые части): 100 — тампонажного цемента, 0,72—1,00 — метаса; 0,12—0,33 — кальцинированной соды, 15—18 — хлорида кальция, 54—40 — воды.

Структурно-механические свойства метасоцементных паст
(на основе цементного раствора с В/Ц=0,4÷0,45 и 10%-ного водного раствора метаса с метасосодовым соотношением 3—3,5)

Состав:

цемент, г	200	200	200	200
вода, г	80	90	100	80
CaCl ₂ :				
г	10	10	10	20
%	5	5	5	10
метас в 10%-ном растворе:				
г	1,0	0,8	0,6	7,5
%	0,5	0,4	0,3	0,75
В/Ц	0,4	0,45	0,5	0,4
Густота через 2—5 мин по Тетмейеру, мм	7—24	6—22	2—18	12—26
Сроки схватывания, ч — мин:				
начало	4—30	4—15	5—15	1—20
конец	9—50	8—10	9—10	3—20

Примечания: 1. Для приготовления был использован цементный раствор с растекаемостью 18 см.

2. Растекаемость полученной смеси равна нулю.

Структурно-механические свойства метасоцементных паст при В/Ц=0,4

Состав:

цемент, г	200	200
вода, г	80	80
CaCl ₂ :		
г	30	30
%	15	15
метас:		
г	1,5	2,0
%	0,75	1,0
Густота через 2—5 мин по Тетмейеру, мм	19—19	18—18
Сроки схватывания, ч — мин:		
начало	2—20	3—30
конец	4—20	5—30

Примечание. Растекаемость полученной пасты равна нулю.

Применяют метасоцементные пасты, содержащие (в массовых частях): 100 — тампонажного цемента, 40—50 — воды, 4—8 — хлорида кальция, 0,033—1 — кальцинированной соды, 0,1—3 — метаса. Эти пасты при растекаемости, равной 0, показали пластическую прочность через 3 ч с момента приготовления 7,0 кПа, начало схватывания 2 ч 00 мин — 5 ч 00 мин, конец схватывания 3 ч 30 мин — 9 ч 00 мин, прочность на сжатие через 48 ч твердения при температуре 20 °С составила 3—5 МПа.

Полиакриламидцементные пасты служат для ликвидации поглощений. Товарный технический гелеобразный полиакриламид является слабым пастообразователем цементных суспензий. Для повышения активности ПАА вначале на его водном растворе получают цементную суспензию с В/Ц = 0,6 ÷ 0,7. В этом случае происходит гидратация цемента с образованием щелочной среды гидрооксида кальция и частично гидроксидов калия, натрия (KOH, NaOH), а затем частичное дополнительное омыление амидных и карбоксильных групп одновалентных солей ПАА. Это позволяет получать полиакриламидные пасты путем смешения двух цементных суспензий.

Полиакриламидцементные пасты (ПААЦП) получают путем смешения двух цементных суспензий (на водном растворе ПАА и на водном растворе хлористого кальция) при следующем соотношении компонентов (массовые части):

Портландцемент тампонажный	100
Полиакриламид	0,14—0,2
Хлористый кальций	3,5—4
Вода пресная	55—60

Для повышения структурно-механических свойств ПААЦП, полученных методом смешения двух цементных суспензий, в ее состав дополнительно вводится добавка бентонитового глинопошка при следующем соотношении компонентов (массовые части):

Портландцемент тампонажный	100
ПАА	0,15
Бентонит модифицированный	1
Хлористый кальций	5
Вода	55—60

Смеси на основе латексов используют для борьбы с поглощениями. Смеси на основе малоконцентрированных латексов (МКЛ) содержат в качестве основного компонента латексы СКМС-30 АРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х, СКС-30 ШХП с содержанием 25—30% сухого вещества, которые коагулируют в водном растворе хлористого кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Перед применением МКЛ структурируют путем введения 0,5—1% к их массе порошкообразной КМЦ при кру-

говой циркуляции латекса. Если КМЦ используют в виде раствора, то следует вводить 10% латекса и 5—7% раствора КМЦ.

Структурно-механические свойства ПААЦП

В/Ц	0,55	0,6	0,6
Суспензия на основе ПАА			
Состав, г:			
цемент	100	100	100
ПАА	0,15×2	0,15×2	0,15×2
В/Ц	0,65	0,65	0,65
Суспензия на основе хлористого кальция			
Состав, г:			
цемент	100	100	100
хлористый кальций	3,5×2	5×2	5×2
глинопорошок	—	2×2	1×2
В/Ц	0,45	0,45	0,5
Пустота по ГОСТ 310, 6—85, мм	12	18	22
Давление по ГОСТ 1440—78, кПа	1,8	2,4	2,9
Сроки схватывания, ч—мин:			
начало	3—30	2—55	2—30
конец	8—20	4—20	3—55

Структурирование латексов способствует равномерному распределению в них наполнителей. Оптимальная добавка наполнителей (опилки, кордное волокно, мелкий керамзит, мелкая резиновая крошка) составляет 100—120 кг на 1 м³ латексов.

Смесь на основе латекса и глинистого раствора служит для борьбы с поглощениями.

Характеристика смеси на основе латекса и глинистого раствора

Отношение латекса и 40%-ного глинистого раствора	1:1,15	1:1	1,5:1
Массовый состав, %:			
латекс СКС-50 КГП	34,7	44,4	54,5
глинопорошок	26,1	22,3	18,2
вода	39,2	33,3	27,3
Плотность, г/см ³	—	1,12	—
Давление, кПа	1,6	3,2	5,0

ГЛАВА 31

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ

Материалы, реагенты и составы растворов для кислотных обработок призабойной зоны пласта скважин. При всех видах кислотных обработок скважин соляная кислота является основным химическим материалом, от качества которого в значительной степени зависит успех проводимых работ.

Для кислотных обработок скважин используют синтетическую кислоту (ГОСТ 857—78), а также кислоты из абгазов и техническую соляную кислоту I сорта (табл. 31.1) при условии обязательной препарировки их хлористым барием, уксусной

Таблица 31.1
Характеристика соляной кислоты

Содержание, %	Синтетическая (ГОСТ 857—78)	Из абгазов органических производств ТУ БУ 33-53	Техническая	
			I сорт	II сорт
Хлористого водорода, не менее	31	27,5	27,5	27,5
Железа, не более	0,02	0,03	0,03	Не нормируется
Серной кислоты в пересчете на SO ₃ , не более	0,005	Не установлено	0,4	0,6
Мышьяка, не более	0,0002		0,1	Не нормируется
Свободного хлора, не более	—	0,1	—	—

кислотой и добавкой ингибитора. Кислота II сорта не пригодна для кислотных обработок скважин.

Во всех случаях, когда кислотный раствор содержит железа больше чем 0,02%, необходимо добавлять 1—1,5% уксусной кислоты, чтобы предупредить выпадение в пласте осадка хлорного железа.

Для удаления из состава примесей серной кислоты в разбавленный рабочий раствор соляной кислоты добавляют 0,02—0,05% хлористого бария. После длительного отстоя осадок сернокислого бария удаляют из рабочего раствора.

На заводах-поставщиках соляную кислоту препарируют специальными добавками, снижающими степень коррозионного воздействия на металл:

ингибированная синтетическая соляная кислота (ВТУ СПХ 2345-50) с показателями в соответствии с ГОСТ 857—78, но с концентрацией, пониженной до 19—25%;

ингибированная соляная кислота, полученная из абгазов органических производств (ТУ МХП 3354-52) с концентрацией 18—20%.

В качестве ингибиторов в эти кислоты добавляют 0,8—1% ПБ-5 и 0,01—0,15% хлористого мышьяка.

Часть соляной кислоты может быть заменена кислотными стоками различных химических производств (табл. 31.2).

Введение в состав промышленного рабочего кислотного раствора кислотных стоков, содержащих уксусную кислоту, исключает необходимость добавления в раствор товарной уксусной кислоты.

Кислотные стоки должны удовлетворять следующим требованиям:

Таблица 31.2

Состав кислотных стоков некоторых заводов

Общая кислота в пересчете на уксусную кислоту, %	В том числе уксусные кислоты в стойках, %	Содержание кислоты от общей кислотности, %			
		Муравьиная	Уксусная	Пропионовая	Масляная
15,0	15,0	—	100,0	—	—
15,0	3,8	53,3	26,7	10,0	10,0
28,8	12,2	35,4	42,3	13,6	8,2

общая кислотность не должна быть ниже 15% в пересчете на уксусную кислоту;

содержание уксусной кислоты должно быть не ниже 25% от общей кислотности, выраженной в уксусной кислоте;

не должны содержать механических примесей более 15 мг/л и веществ, которые могут выпасть в осадок после нейтрализации кислотного раствора.

Концентрацию рабочего состава соляной кислоты подбирают в зависимости от конкретных пластовых условий и вида обработки (табл. 31.3—31.9).

Вязкость гидрофобных эмульсий по СПВ-5, с

1. 80—90% 14%-ной HCl 10—20% конденсата 0,3% эмульгатора Т-1 0,1% ОП-7	100—1000
2. 80—90% 14%-ной HCl 10—20% конденсата 0,3% эмульгатора Т-2 0,1% авиважа К-2 0,025% ОП-10	100—1000
3. 80—90% 14%-ной HCl 10—20% конденсата 0,5% диаминдиолеата	100—1000
4. 80—90% 14%-ной HCl 10—20% конденсата 0,3% авиважа БВ 0,1% «Чимаролл»	100—1000
5. 70—90% воды 10—30% конденсата 0,3% эмульгатора Т-1 0,1—0,2% эмульгатора ОП-10	45
6. 70—90% воды 10—30% керосина 0,3% эмульгатора Т-1 0,1% эмульгатора ОП-10	35—500
7. 85—90% воды 10—15% конденсата 0,3% эмульгатора Т-1 (Т-2) 0,1% авиважа К-2 0,03% эмульгатора ОП-10	400—500

Таблица 31.3

Количество технической соляной кислоты (числитель) и воды (знаменатель) (в л), необходимое для приготовления 1 м³ раствора различной концентрации

Расчетная концентрация раствора, %	Исходная концентрация раствора, %											
	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	37
5	290	255	227	205	186	170	157	145	134	125	118	114
	710	745	773	795	814	830	843	855	866	875	882	886
6	348	306	273	246	223	204	188	174	162	151	141	136
	652	694	727	754	777	796	812	826	838	849	859	864
7	406	357	318	286	261	238	220	202	188	176	165	159
	594	643	682	714	739	762	780	798	812	824	835	841
8	463	409	364	328	297	272	251	232	215	200	188	182
	537	591	636	672	703	728	749	768	785	800	812	818
9	522	459	409	368	335	306	282	260	242	226	211	204
	478	541	591	632	665	694	718	740	758	774	789	796
10	579	511	455	410	372	340	313	289	269	252	235	228
	421	489	545	590	628	660	687	711	731	748	765	772
12	695	613	546	492	447	408	376	347	329	301	282	273
	305	387	454	508	553	592	624	653	677	699	718	727
14	811	715	636	573	520	477	438	405	377	351	329	318
	189	285	364	427	480	523	562	595	623	649	671	682
16	—	816	727	655	595	544	502	463	430	402	376	364
	—	184	273	345	405	456	498	537	570	598	624	636
18	—	—	818	737	669	612	564	521	484	452	423	410
	—	—	182	263	331	388	436	479	516	548	577	590
20	—	—	—	819	743	680	626	579	538	501	470	455
	—	—	—	181	257	320	374	421	462	499	530	545
22	—	—	—	—	—	850	783	723	672	627	588	569
	—	—	—	—	—	150	217	277	328	373	412	431

Материалы и реагенты для гидроразрыва пластов газовых скважин. Эффективность метода гидравлического разрыва пласта в основном зависит от правильного выбора рабочих жидкостей, который обусловлен конкретными условиями: скоростью закачки; степенью трещиноватости и проницаемости пласта; содержанием глинистых частиц в продуктивном пласте; наличием известняка в породе; температурой и давлением пласта; смачиваемостью породы; насыщенностью жидкостью.

Для проведения гидроразрывов пласта необходимы рабочие жидкости: разрыва пласта, песконосители, продавочные.

В качестве жидкостей разрыва и песконосителей целесообразно использовать гидрофобные и гидрофильные эмульсии. При работе в коллекторах, не содержащих карбонатных соеди-

Таблица 31.4

Требуемое количество ингибиторов в зависимости от температуры

Ингибитор	Рекомендуемая концентрация ингибитора в 10—14%-ной HCl, %	Температура, °C	Кратность снижения коррозионного действия	Состояние раствора после полной нейтрализации кислоты
В-2	0,05—0,1	60—100	100	Осадка нет
ПБ-5	1	80—100	30	Выпадение осадка, для предотвращения которого необходимо извлекать отреагированную кислоту с остаточной кислотностью не менее 1%
Уротропин	1			
ПБ-5	0,5	80—100	40	То же
Уротропин	0,5			
Катапин	0,5			
Реагент И-1-А	1	75—100	90	Осадка нет
Уротропин	1			
Уротропин	1			

Таблица 31.5

Количество плавиковой кислоты (в л), необходимое для приготовления 1 м³ раствора глинокислоты различной расчетной концентрации

Расчетная концентрация плавиковой кислоты в глинокислоте, %	Исходная концентрация плавиковой кислоты, %		Плотность плавиковой кислоты, г/см ³ (концентрация)
	40	60	
1	22,2	14,1	1,13 (40%-ная)
2	44,4	28,2	
3	66,6	42,3	
4	88,8	56,4	1,184 (60%-ная)
5	111,0	70,5	
6	133,2	84,6	

нений, целесообразнее применять гидрофобные эмульсии на водной основе, которые не надо разбавлять водой, так как они стабильны. Для работы в зимних условиях в качестве рабочих жидкостей целесообразнее использовать незамерзающие гидрофильные кислотно-конденсатные эмульсии (табл. 31.10).

В породах с низкой прочностью в качестве рабочих жидкостей часто служат техническая вода, слабые растворы соляной кислоты (1,5—2,0%-ной концентрации), дизельное топливо, растворы неорганических солей, газовый конденсат, нефть.

Таблица 31.6

Количество технической 24%-ной соляной кислоты, 40%-ной плавиковой кислоты и воды (в л), необходимое для приготовления 1 м³ глинокислоты различной концентрации

Расчетная концентрация плавиковой кислоты, %	Расчетная концентрация, %																	
	6			8			10			12			14			16		
	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода
1	223	22,2	754,8	297	22,2	680,8	372	22,2	605,8	447	22,2	530,8	520	22,2	457,8	595	22,2	382,8
2	223	44,4	732,6	297	658,6	658,6	372	44,4	583,6	447	44,4	586,0	520	44,4	435,6	595	44,4	360,6
3	223	66,6	710,4	297	66,6	636,4	372	66,6	561,4	447	66,6	486,4	520	66,6	413,4	595	66,6	338,4
4	223	88,8	688,2	297	88,8	614,2	372	88,8	614,2	372	88,8	464,0	520	88,8	391,2	595	88,8	316,2
5	223	111,0	666,0	297	111,0	592,0	372	111,0	317,0	447	111,0	442,0	520	111,0	111,0	595	111,0	294,0
6	223	133,2	643,8	297	133,2	569,8	372	133,2	494,8	447	133,2	419,8	520	133,2	346,8	595	133,2	271,8

Таблица 31.7

Количество технической 27%-ной соляной кислоты, 40%-ной плавиковой кислоты и воды (в л), необходимое для приготовления 1 м³ глинокислоты различной концентрации

Расчетная концентрация плавиковой кислоты, %	Расчетная концентрация, %																	
	6			8			10			12			14			16		
	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода
1	196	22,2	781,8	261	22,2	716,8	326	22,2	651,8	391	22,2	568,8	457	22,2	520,8	522	22,2	455,8
2	196	44,4	759,6	261	44,4	694,6	326	44,4	629,6	391	44,4	564,6	457	44,4	498,6	522	44,4	433,6
3	196	66,6	734,4	261	66,6	672,4	326	66,6	607,4	391	66,6	542,4	457	66,6	476,4	522	66,6	411,4
4	196	88,8	715,2	261	88,8	650,2	326	88,8	585,2	391	88,8	520,2	457	88,8	454,2	522	88,8	389,2
5	196	111,0	693,0	261	111,0	628,0	326	111,0	563,0	391	111,0	498,0	457	111,0	432,0	522	111,0	367,0
6	196	133,2	670,8	261	133,2	606,8	326	133,2	541,8	391	133,2	476,8	457	133,2	410,8	522	133,2	345,8

Таблица 31.8

Количество технической 32%-ной соляной кислоты, 40%-ной плавиковой кислоты и воды (в л), необходимое для приготовления 1 м³ глинокислоты различной концентрации

Расчетная концентрация плавиковой кислоты, %	Расчетная концентрация, %																	
	6			8			10			12			14			16		
	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода
1	162	22,2	185,8	215	22,2	762,8	269	22,2	708,8	323	22,2	654,8	377	22,2	600,8	430	22,2	547,8
2	162	44,4	763,6	215	44,4	740,6	269	44,4	686,6	323	44,4	632,6	377	44,4	578,6	430	44,4	525,6
3	162	66,6	771,4	215	66,6	718,4	269	66,6	664,4	323	66,6	610,4	377	66,6	556,4	430	66,6	503,4
4	162	88,8	749,2	215	88,8	696,2	269	88,8	696,2	269	88,8	588,2	377	88,8	534,2	430	88,8	481,2
5	162	111,0	727,0	215	111,0	674,0	269	111,0	620,0	323	111,0	566,0	377	111,0	512,0	430	111,0	459,0
6	162	133,2	704,8	215	133,2	651,8	269	133,2	597,8	323	133,2	543,8	377	133,2	489,8	430	133,2	436,8

Таблица 31.9

Количество технической 37%-ной соляной кислоты, 40%-ной плавиковой кислоты и воды (в л), необходимое для приготовления 1 м³ глинокислоты различной концентрации

Расчетная концентрация плавиковой кислоты, %	Расчетная концентрация, %																	
	6			8			10			12			14			16		
	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода	Соляная кислота	Плавиковая кислота	Вода
1	136	22,2	841,8	182	22,2	695,8	228	22,2	749,8	273	22,2	704,8	318	22,2	659,8	364	22,2	613,8
2	136	44,4	819,6	182	44,4	673,6	228	44,3	727,6	273	44,4	682,6	318	44,4	637,6	364	44,4	591,6
3	136	66,6	797,4	182	66,6	651,4	228	66,6	715,4	273	66,6	660,4	318	66,6	615,4	364	66,6	569,4
4	136	88,8	775,2	182	88,8	629,2	228	88,8	683,2	273	88,8	638,2	318	88,8	593,2	364	88,8	547,2
5	136	111,0	753,0	182	111,0	607,0	228	111,0	661,0	273	111,0	616,0	318	111,0	571,0	364	111,0	525,0
6	136	133,2	730,8	182	133,2	584,8	228	133,2	638,8	273	133,2	593,8	318	133,2	548,8	364	133,2	502,8

Таблица 31.10

Рецептуры рабочих жидкостей и их параметры

Состав	Содержание, %	Плотность, т/см ³	Вязкость по СПВ-5, с	Пескоудерживающая способность, %	Набухаемость, %	Температура расслоения, °С	Восстановление пропускной способности пород, %	Стабильность эмульсии при 18—20 °С
Газовый конденсат 6%-ная HCl «Сапаль»	80 20 0,1	0,848	169	44	2,1	58—72	53,2	72
Газовый конденсат 14%-ная HCl «Сапаль»	80 20 0,1	0,782	270	45	4,2	58—72	50,8	180
Газовый конденсат Вода «Сапаль»	80 20 0,1	0,858	99	55	3,4	80—100	76,34	96
Газовый конденсат 6%-ная HCl Лиссапол	80 20 0,05	0,842	240	11,2	1,9	50—53	57,2	120
Газовый конденсат 14%-ная HCl Полиэтоксамин	80 20 0,1	0,724	210	8	0,9	90—95	141,3	10
Газовый конденсат 14%-ная HCl Синтанол ДТ-7 марки Б	80 20 0,1	0,768	56	20,5	0,18	60—65	70,03	24
Газовый конденсат Вода Конокс	80 20 0,1	0,844	72	3,5	2,5	60—65	43,13	720
Газовый конденсат 14%-ная HCl Превоцелл Е-0	85 15 0,1	0,830	150	24,3	1,5	80—85	133,6	60
Газовый конденсат Вода Превоцелл Е-0	80 20 0,1	0,809	91	4,8	1,6	70—90	40,8	120
Газовый конденсат Вода Смачиватель СВ ₁₀₁₇	90 10 0,1	0,862	98	13,5	1,8	95—100	57,6	48
Газовый конденсат Кислые стоки Синтанол ДТ-7	70 30 0,1	0,768	106	20,5	0,2	60—65	70,03	24
Газовый конденсат Кислые стоки ОП-7	80 20 0,2	0,885	385	38,6	0,3	75—82	53,4	14

Состав	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Вязкость по СПВ-5, с	Пескоудерживающая способность, %	Набухаемость, %	Температура расслоения, °С	Восстановление про-ницаемости пород, %	Стабильность эмульсии при 18—20°С
Газовый конденсат	80							
Кислые стоки	20	0,982	380	36	2	70—75	60	148
Тержитол	1,5							
Газовый конденсат	20							
Вода	80	0,988	220	32	1,5	82	93	13
Неонол П ₁₂₋₁₄ ⁻²								
Газовый конденсат	20							
Вода	80	1,024	105	30,5	0,3	80—82	125,4	720
Моноэтаноламид	0,25							
Неонол П ₁₂₋₁₄ ⁻²	0,25							

В качестве рабочих жидкостей используют загущенные растворы на основе воды, кислот, спиртов и углеводородных жидкостей с добавками загустителей различного химического состава — смолы, полимеры, производные целлюлозы и крахмала, аморфные материалы и т. д.

Для проведения гидроразрыва сильноглинистых газовых пластов рекомендуется использовать рабочие жидкости состава (%):

1. ССБ								
5—20%-ный водный раствор NaCl (вязкостью 3,0—50,0 мПа·с)								20—50
2. Газовый конденсат								50—80
Вода								12
Моноэтаноламин (эмульгатор)								88
								0,3

Для проведения гидроразрыва пласта в карбонатных породах рекомендуется использовать стабильную гидрофобную эмульсию (%):

12%-ная соляная кислота								50—90
Газовый конденсат или дизельное топливо, керосин								10—50
Сульфонол НП-1								0,3—1
или								
Смесь сульфонол хлорный								0,3
Стеарокс-6								0,5

В качестве расклинивающего материала применяют кварцевый песок фракционного состава 0,5—2,5 мм, предварительно отмытый в 2—8%-ном растворе соляной кислоты.

С целью повышения производительности скважин, повышения эффективности кислотных обработок, селективной изоляции притока пластовых вод, ускорения освоения скважин и в ряде

других случаев призабойную зону скважин обрабатывают водными растворами ПАВ.

Реагенты и материалы, используемые при подземном текущем и капитальном ремонтах газовых скважин. Для устранения песчаных пробок, образовавшихся в стволе скважины вследствие выноса пластового песка, служат: вода; водные растворы солей; водные растворы ПАА, КМЦ; водные растворы ПАВ (в % к воде: 0,1÷0,3 сульфонола; 1,0÷2,0 сульфонатриевых солей, 0,05—0,1 ОП-7, ОП-10, 0,5—1,0 ДС-РАС); аэрированные растворы с добавками ПАВ (соотношение воды и воздуха выбирают в зависимости от пластового давления, в среднем степень аэрации воздуха на 1 м³ воды составляет 15—50 м³); стабильные пены, получаемые при определенной концентрации в воде ПАВ и соотношениях этого раствора к воздуху в пределах 1/20—1/40.

Промывку песчаных пробок пенами рекомендуется проводить в скважинах с низкими пластовыми давлениями (на 20—30% ниже гидростатического). В качестве пенообразователей рекомендуется использовать анионоактивные ПАВ (ДС-РАС, сульфонол) с объемной концентрацией 0,4—0,6.

Фенолоспирт — маслянистая жидкость темно-вишневого цвета — выпускается химической промышленностью (ТУ МХП—2309—51), хранится в металлической или стеклянной таре при температуре 15—25 °С в течение 2 мес.

Допускается использовать вместо фенолоспиртов смолу ВР-1 (ВТУ 35 ХП-707-63), которая хранится в металлической или стеклянной таре при температуре не выше 20 °С в течение 6 мес.

Физико-химические свойства фенолоспиртов и смолы ВР-1

Материал	Фенолоспирт	Смола ВР-1
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,14—1,16	1,14—1,16
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	15—30	17—35
Сухой остаток веса, %	≥48	≥40
Водорастворимость, не менее	1:2	1:1
Содержание свободного фенола по весу, %	≤9	≤6

Качество фенолоспирта или смолы ВР-1 оценивают по их водорастворимости: фенолоспирт с водорастворимостью менее 1:1,5 не пригоден для приготовления смоляной смеси. Водорастворимость от 1:10 до 1:7 целесообразно снизить до 1:4 путем нагревания до температуры 50—60 °С и выдерживания необходимого времени. После снижения водорастворимости до 1,5 фенолоспирт охлаждают.

Бензолсульфокислота (БСК) выпускается химической промышленностью (ТУ МХП 307—54) в виде кристаллического вещества, плавящегося при температуре 43—44 °С, легко растворимого в воде, особенно горячей (60—80 °С):

Весовая концентрация, %	25	30	35	40	45	50
Плотность, г/см ³	1,09	1,11	1,12	1,14	1,17	1,19

Раствор БСК 50%-ной концентрации готовят путем смешения равных весовых количеств технической воды и кристаллической БСК.

Для определения водорастворимости фенолоспирта, смолы ВР-1 и концентрации раствора БСК используют:

- натр едкий (0,01 н. раствор);
- метил оранжевый (0,2%-ный раствор);
- воду дистиллированную.

Жидкости АГМ-3, АГМ-9 служат для повышения адгезии смолы к породе. Они являются аминифункциональными кремнийорганическими силанами.

Основные свойства жидкостей АГМ-3 и АГМ-9

Жидкость	АГМ-3	АГМ-9	
Внешний вид	Прозрачная темно-коричневого цвета	Прозрачная бесцветная	бес-
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,945—0,965	0,944	
Содержание двуокиси кремния, %	19—22		

Примечание. При концентрации до 5% растворимость полная.

Для приготовления 1 м³ водного раствора продукта АГМ-3 или АГМ-9 необходимо 5—10 л продукта предварительно разбавить двойным количеством гидролизного спирта и смесь влить в 1 м³ воды, подогретой до 80—90 °С.

Водный раствор каустической соды 5—10%-ной концентрации используют для промывки насосных агрегатов и ликвидации возможных осложнений (табл. 31.11). При растворении безводной каустической соды необходимо пользоваться только горячей (60—80 °С) водой.

Таблица 31.11

Плотность растворов каустической соды различной концентрации

Весовая концентрация, %	Плотность, г/см ³	Весовая концентрация, %	Плотность, г/см ³
4	1,043	32	1,349
6	1,065	34	1,370
8	1,087	36	1,390
10	1,109	38	1,410
12	1,131	40	1,430
14	1,153	42	1,449
16	1,175	44	1,469
20	1,219	46	1,487
22	1,241	48	1,507
24	1,263	50	1,525
26	1,285		
28	1,306		
30	1,329		

Для крепления слабосцементированных пород призабойных зон также служат: карбамидная смола МФС-0,1; синтетические смолы (ТСД-9, ТС-10, СФЖ-3012); минеральные вяжущие с наполнителем (цементный раствор и поризованный уголь, песок); пластмасса, катализируемая кислотой.

Для создания проницаемого фильтра за перфорированной эксплуатационной колонной при температуре 35—80 °С применяют тампонажный материал ТС-10 на основе смеси суммарных сланцевых фенолов, этиленгликоля и водного раствора едкого натра. Это жидкость темно-коричневого цвета, растворимая в воде 1:10, плотность 1,16 г/см³, температура замерзания —30 °С. Состав выпускается в соответствии с ТУ 38-1988—74.

Тампонажный проницаемый материал получают путем смешения: ТС-10, уротропина, едкого натра, воды, наполнителя ШРС-С (шлак — руда — соль).

Уротропин *технический* — мелкокристаллический порошок плотностью 1,25 г/см³ — выпускается согласно ГОСТ 1381—73 Е. Растворимость в воде при 5—35 °С составляет около 45% при плотности насыщенного водного раствора 1,1 г/см³.

Едкий натр используют как ингибитор коагуляции и регулятор срока начала загустевания. Его выпускают в соответствии с ГОСТ 2263—79 в виде твердой бесцветной массы (или в гранулах) плотностью 2,13 г/см³, растворимость в воде при 20 °С составляет 52%.

Наполнитель ШРС-С — это продукт совместного помола поваренной соли, руды англомерата и шлака доменного. Он выпускается в соответствии с ТУ 39-08-144—78 и поставляется в бумажных мешках массой 50 или 30 кг.

Основные свойства тампонажного проницаемого материала (Кантарен-2)

Состав:

ТС-10, л	270	300
уротропин, кг	90	110
едкий натр, кг	12	15
вода, л	220	240
ШРТ-С, кг	900	1000
Время загустевания*, ч, при температуре, °С:		
30	45/65	50/72
35	22/35	24/38
60	2/4,5	4/5
80	0,5/1,5	1/1,7
Прочность при сжатии, МПа, через 24 ч:		
до вымыва водорастворимого наполнителя	6,8	6,8
после вымыва	3,5—4,5	3,5—4,5
Коэффициент проницаемости:		
до вымыва водорастворимого наполнителя	0,1—0,3	0,1—0,3
после вымыва	1—5	1—5

* В числителе — начало загустевания, в знаменателе — конец.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), способные даже в небольших дозах вызывать резкое изменение межфазного натяжения в газожидкостных системах и адсорбироваться на поверхности раздела газ — жидкость, широко используют в качестве вспенивателей и эмульгаторов в пенных системах, а также в обратных процессах — при пеногашении в деэмульсации технологических потоков.

ПАВ-вспениватели в зависимости от их химической природы по-разному проявляют себя как пенообразователи. Установлено, что пенообразующая способность возрастает, как правило, с увеличением длины углеводородного радикала молекул анионоактивных ПАВ и молекулярной массы неионогенных ПАВ. Аналогичные свойства проявляются для катионоактивных и амфотерных ПАВ, хотя они изучены в меньшей степени.

С увеличением разветвленности гидрофобного радикала пенообразующая способность анионоактивных и катионоактивных ПАВ несколько снижается. Согласно данным табл. 32.1, анионоактивные ПАВ характеризуются большей пенообразующей способностью, чем неионогенные. Последние пригодны для использования в качестве веществ, усиливающих вспениваемость. Смеси анионоактивных и неионогенных ПАВ могут хорошо вспенивать газожидкостные системы. Смеси неионогенных ПАВ с катионоактивными и амфотерными ПАВ обладают меньшей вспениваемостью.

Концентрация ПАВ в газожидкостной системе существенно влияет на процесс вспенивания. Как правило, рост концентрации ПАВ до некоторого значения приводит к увеличению пенообразующей способности, затем она начинает снижаться. Рост концентрации сложных композиций (нескольких) ПАВ в растворе не обязательно приводит к снижению пенообразования после достижения некоторого максимума (табл. 32.2).

С повышением температуры раствора пенообразующая способность ПАВ обычно падает. Анионоактивные ПАВ с повышением температуры обнаруживают сначала увеличение пенообразующей способности, а затем — ее уменьшение. Для неионогенных ПАВ при достижении раствором температуры помутнения ПАВ характерно резкое понижение пенообразования.

Жирные кислоты и их щелочные соли в кислой среде практически не образуют пену. Максимальное пенообразование жирных кислот отмечается при $\text{pH}=8\div 9$, а для их солей — при $\text{pH}\geq 9$.

Пенообразующая способность алкилбензолсульфонатов снижается при $\text{pH}\geq 12$.

Таблица 32.1

Пенообразующая способность ПАВ (по Росс — Майлсу)

Общая формула	Радикал R	Концентрация ПАВ, %	Температура, °С	Высота столба пены, мм
RCH ₂ C ₆ H ₄ SO ₃ Na (<i>n</i> -изомеры) — натриевые соли первичных алкилароматических сульфокислот (натрий алкилбензолсульфонат)	C ₇ H ₁₅	0,15	60	135
	C ₉ H ₁₉			185
	C ₁₁ H ₂₃			200
R(CH ₃)CHC ₆ H ₄ CO ₃ Na (<i>n</i> -изомеры) — натриевые соли вторичных алкилароматических сульфокислот (вторичный натрий алкилбензолсульфонат)	C ₉ H ₁₉	0,15	60	160
	C ₁₁ H ₂₃			210
	C ₁₃ H ₂₇			175
	C ₁₅ H ₃₁			130
RN(CH ₃) ₂ CH ₂ OSO ₂ четвертичные аммониевые соли (алкилдиметиламмоний метилсульфонат)	C ₁₂ H ₂₅	0,2	45	1030
	C ₁₂ H ₃₇			130
RSO ₃ Na соли сульфоновых кислот (натрий алкилсульфонаты)	C ₁₂ H ₂₅	0,25	60	210
	C ₁₄ H ₂₉			220
	C ₁₅ H ₃₁			250
	C ₁₆ H ₃₃			230
	C ₁₈ H ₃₇			230
$\begin{array}{l} \text{COOR} \\ \diagup \\ \text{C}_7\text{H}_{15} \\ \diagdown \\ \text{SO}_3\text{Na} \end{array}$ натрий моноалкилоктаноатосульфонат	C ₂ H ₅	0,25	60	4
	C ₅ H ₁₁			8
	C ₇ H ₁₅			210
	C ₉ H ₁₉			230
	C ₁₀ H ₂₁			240
	C ₁₂ H ₂₅			210
C ₉ H ₁₉ C ₆ H ₄ O(C ₂ H ₄ O) <i>n</i> H (<i>n</i> -изомеры) оксиэтилированный нанилфенол (монононилфениловый эфир полиэтиленгликоля)	<i>n</i> =8	0,25	49	20
	9			105
	10			120
	12			140
C ₁₀ H ₂₁ O(C ₂ H ₄ O) <i>n</i> H моноалкиловый эфир полиэтиленгликоля (на основе деканола)	<i>n</i> =3	0,2	18—20	50
	9			160
	19			140
C ₁₄ H ₂₉ O(C ₂ H ₄ O) <i>n</i> H оксиэтилированный высший жирный спирт (на основе тетрадеканола)	<i>n</i> =9	0,2	18—20	20
	14			130
	26			110

Пенообразующая способность неионогенных ПАВ практически не зависит от pH=3÷9.

Белковые ПАВ, растворы желатина и лактальбулина имеют максимальную вспениваемость при pH=2÷4,5. Увеличение вспениваемости раствора желатина наблюдается и в щелочной среде. Уменьшение поверхностного натяжения раствора ПАВ, как правило, характеризует возрастание пенообразования.

Некоторые добавки, например фосфаты, сода (для жестких сред), увеличивают вспениваемость. Карбоксиметилцеллюлоза

Таблица 32.2

Пенообразующая способность ПАВ по Росс — Майлсу
(при температуре 20 °С)

ПАВ	Концентрация, %	Пенообразующая способность (мм) при времени, мин			
		0	3	5	10
Сульфонат	0,5	425	345	335	260
	0,25	400	305	290	250
	0,125	370	270	255	230
ДНС-А (паста)	0,5	212		146	146
	0,25	150	—	100	96
	0,062	188		135	135
Сульфонол	0,5	400	310	304	296
	0,25	368	306	300	295
	0,125	338	283	272	268
Алкалюн 2 Д	5*	380	290	285	285
Лаурилпиридиний сульфат	1,25*	160	150	140	140
	2,50*	320	260	260	260
	5*	370	310	300	290
ОС-20	1,25*	170	140	110	110
	2,50*	250	190	180	160
	5*	315	260	250	240
ОП-7	1,25*	205	150	150	40
	2,50*	230	180	150	40
	5*	290	220	160	60
ОП-10	1,25*	230	180	160	60
	2,50*	290	240	180	60
	5,0*	310	260	200	60

* Концентрация в г/л.

повышает вспениваемость при росте температуры, хотя при больших добавках ее пенообразование замедляется вследствие увеличения вязкости раствора. Для повышения пенообразующей способности ПАВ в них добавляют моно- и диэтаноламида жирных кислот, растворимые в воде полиэтаноламида, некоторые жирные спирты и эфиры глицерина.

Различные ПАВ также комбинируют, чтобы получать композиции, отличающиеся хорошими пенообразующими характеристиками для вспенивания конкретных газожидкостных потоков.

В табл. 32.3 приведены некоторые физические свойства анионоактивных, катионоактивных, неионогенных, амфотерных и высокомолекулярных ПАВ.

ПАВ-пеногасители должны отвечать следующим основным требованиям:

обладать высокой эффективностью пеногасящего действия;
не способствовать изменению физических свойств технологических потоков и их качества;

не оказывать токсическое воздействие;

быть стабильными при длительном хранении.

Индивидуальные вещества-пеногасители редко применяют при пеногашении технологических потоков. Как правило, в технических целях используют пеногасители, являющиеся сложной смесью нескольких пеногасящих компонентов (2—3 и более), растворителей (диспергаторов) пеногасящих компонентов, эмульгаторов и стабилизаторов эмульсии.

Технические пеногасители не отличаются жесткостью (постоянством) состава.

Особенно широкое применение нашли в качестве пеногасителей кремнийорганические соединения, используемые в виде водных растворов или в виде растворов органических веществ (в керосине, толуоле, циклогексане). Повышение эффективности пеногасящего действия силиконов достигается добавкой наполнителей (диоксид кремния, тальк, оксид алюминия, твердеющие амиды). Растворяющий агент сложных композиций пеногасителей (скипидар, вазелиновое масло, толуол, диоксан, спирт и др.) должен способствовать пеногашению или по крайней мере не ухудшать эти свойства основных пеногасящих компонентов композиции.

Обнаружено стимулирующее действие парафинового масла на эффективность пеногашения алкатерджем-С.

Пеногасители (табл. 32.4) часто применяют в виде водных эмульсий, поскольку эмульгирование позволяет добиться значительного снижения расхода основного агента пеногашения. Эмульгаторами служат крахмал, ОП-7, поливиниловый спирт. Иногда в эмульсию вводят добавки (тальк, аэросил, желатин, олеат натрия).

Особо следует отметить амфотерные ПАВ, которые в зависимости от условий могут быть использованы и как вспениватели, и как пеногасители. Они изменяют свои свойства при изменении рН среды, температуры. Амфотерными свойствами обладают силоксаны типа $(\text{CH}_3)_3\text{SiO} [(\text{CH}_3)_2\text{SiO}]_n (\text{CH}_3)_2$, а также катионоактивные продукты конденсации аспарагиновой кислоты.

Таблица 32.3

Пенообразующие поверхностно-активные вещества

ПАВ: состояние и внешний вид; состав		Содержание ос- новного вещест- ва, %	d_4^{20}	η_{20} , Па·с	ККМ
Анионоактивные					
Соли алкилсерных кислот (алкилсульфаты)	Первичные алкилсульфаты натрий додецилсульфат: белый поро- шок; $C_{12}H_{25}OSO_3Na$	98,5	—	—	8,11 ммоль/л
	алкилсульфаты: пастообразная масса от желтого до светло-коричневого цве- та; $C_nH_{2n+1}OSO_3Na$, где $n=16\div 18$	30	—	—	0,03 % (массо- вая)
	Соли вторичных алкилсульфатов «Прогресс»: жидкость от светло-жел- того до янтарного цвета; $C_nH_{2n+1}CH(CH_3)OSO_3Na$, где $n=6\div$ $\div 16$		—	—	0,02 % (массо- вая)
	марка 20	20 ± 1			
	марка 30	30 ± 1			
Сульфозетоксилаты: оксанол Л-3С: прозрачная масляни- стая жидкость; $C_nH_{2n+1}O(C_2H_4O)_mSO_3Na$, где $n=10\div 12$, $m=3$	30	1,026	0,029	0,007 % (массо- вая)	
неонол П1013-3НС: густая прозрач- ная жидкость; $C_nH_{2n+1}O(C_2H_4O)_mSO_3Na$, где $n=10\div 13$, $m=3$	35	—	—	0,015 % (массо- вая)	

Поверхностное напряжение ККМ, мН/м	Горючесть, взрывоопасность	Биоразлагаемость, %	Растворитель	Токсичность	Область применения	Примечания
------------------------------------	----------------------------	---------------------	--------------	-------------	--------------------	------------

ПАВ

28	—	95	Вода, хлороформ, метанол, бутанол (не растворяется в бензоле и диоксане)	Порог раздражающего действия на кожу 12%, ПДК=20 мг/л	Хороший пенообразователь, смачиватель, диспергатор. Основа моющих композиций	Устойчив в жесткой воде и в разбавленных растворах минеральных кислот и щелочей
30	—	95	Холодная вода	ПДК=20 мг/л	Пенообразователь, активная основа моющих композиций	То же
30	Невзрывоопасен	90	Вода (хорошо растворяется)	ПДК=20 мг/л	Основа жидких моющих композиций	Устойчив в жесткой воде, гигроскопичен
31	Негорюч, невзрывоопасен ($t_{всп} = 57^\circ\text{C}$, $t_{воспл.} = 75^\circ\text{C}$)	90	Вода (полностью растворяется)	Порог раздражающего действия на кожу 10%, ПДК=40 мг/л	Хороший пенообразователь, диспергатор, смачиватель, стабилизатор пены	Устойчив в жесткой воде
37,5	—	90	Вода (полностью растворяется)	ПДК=40 мг/л	Хороший пенообразователь, смачиватель, диспергатор, стабилизатор пены	То же

Соли алкан- и алкилароматических сульфокислот (сульфонаты)

ПАВ: состояние и внешний вид; состав	Содержание ос- новного вещест- ва, %	d_4^{20}	η_{20} , Па·с	ККМ
Алкансульфонаты сульфонат: чешуйки или расплав от белого до светло-желтого цвета; $C_nH_{2n+1}CHSO_3Na$	90	—	—	0,037 % (массо- вая)
Сульфонаты карбоновых кислот, их эфиров и амидов ДНС-паста: паста от белого до свет- ло-желтого цвета; динатрий моноал- килсукцинатосульфонат на основе первичных жирных спиртов $NaO_3SCH(COONa)CH_2COONH_{2n+1}$, где $n=10\div 16$ или $n=10\div 18$	35	—	—	0,05 % (массо- вая)
Алкилароматические сульфокислоты и их соли сульфанол: белый или светло-желтый порошок, гранулы или чешуйки; $C_nH_{2n+1}C_6H_4SO_3Na$, где $n=12\div 18$	80	—	—	1,88 г/л

Поверхностное натяжение ККМ, мН/м	Горючесть, взрывоопасность	Биоразлагаемость, %	Растворитель	Токсичность	Область применения	Примечания
34	—	90	Дистиллированная вода (хорошо растворяется). Жесткая вода (образует муть). Слабо растворим этанол, уайт-спирит и CCl_4 (слабо растворяется) Бензол (не растворяется)	Порог раздражающего действия на кожу 3%	Хороший пенообразователь, смачиватель, эмульгатор. Активная основа моющих композиций и мягких мыл	—
30	—	90	Вода (хорошо растворяется). Органические растворители (не растворяются)	—	Хороший пенообразователь, диспергатор, стабилизатор. Активная основа моющих и очищающих композиций	Устойчив в жесткой воде, в окислительных средах
35,5	—	80	Дистиллированная вода (хорошо растворяется) Этанол, уайт-спирит, бензол, CCl_4 (слабо растворяется)	Порог раздражающего действия на кожу 6%; малотоксичен	Хороший пенообразователь, эмульгатор, смачиватель	Не выпадает в осадок из разбавленных растворов минеральных кислот, щелочей и солей Ca ; в жесткой воде, растворах $NaCl$ выпадает в осадок в жесткой воде, растворах солей Al и Ba

	ПАВ: состояние и внешний вид; состав			
	Содержание основного вещества, %	d_4^{20}	η_{20} , Па·с	ККМ
Соли алкан- и алкилароматических сульфокислот (сульфонаты)	<p>Раствор рафинированного алкиларилсульфоната ДС-РАС: вязкая масса от желтого до светло-коричневого цвета ($t_{\text{заст}}=50^\circ\text{C}$); натриевые соли алкилароматических сульфонокислот на основе керосина фракции 160—310 °С или каталитического газойля фракции 200—300 °С</p> $C_nH_{2n+1}ArSO_3Na$, где $n=8\div 10$	45	—	—
	<p>Нафталин-сульфонаты</p> <p>смазочный НБ: нерасплаивающаяся серая или светло-коричневая паста; натрий бутилнафталинсульфонат</p> $C_4H_9C_{10}H_6SO_3Na$	55	—	3,6 г/л
	<p>Четвертичные аммониевые соли алкамон 2Д: желтая или желтовато-красная подвижная жидкость изододецилоксиметил метилдиэтиламмоний метилсульфат</p> $[C_4H_9\underset{\substack{ \\ C_2H_5}}{CH}(CH_2)_3\underset{\substack{ \\ C_2H_5}}{CH}CH_2OCH_2N(C_2H_5)_2]^+ [CO_4CH_3]^-$	90	—	4 г/л
	<p>Четвертичные соли пиридиния лаурилпиридиний: темно-коричневая жидкость: $[C_{12}H_{23}NC_5H_5]^+ HSO_4^- \cdot 4H_2O$</p>	90	—	0,06 % (массовая)

Катионоактивные

Поверхностное натяжение ККМ, мН/м	Горючесть, взрывоопасность	Биоразлагаемость, %	Растворитель	Токсичность	Область применения	Примечания
35 (1%-ный раствор)	—	35—40 (10 мг/л)	Вода (хорошо растворяется)	Токсичен. Не допускается к сбросу в водоемы	Обладает высокой пенообразующей и смачивающей способностью даже в морской воде	Устойчив в растворах минеральных кислот, щелочей и в присутствии солей жесткости
33,7	—	30 (10 мг/л)	Дистиллированная вода (хорошо растворяется). В присутствии солей жесткости образует осадок. Этанол, уайт-спирит, бензол CCl_4 не растворяется	Токсичен. Не допускается к сбросу в водоемы	Хороший пенообразователь, смачиватель, эмульгатор	Устойчив в растворах кислот

ПАВ

25	—	—	Мягкая и жесткая вода (хорошо растворяется). Этанол, уайт-спирит, CCl_4 (не растворяется)	Слаботоксичен	Хороший пенообразователь, смачиватель в нейтральных и кислых средах, антитатик	Не выпадает без разбавленных растворов минеральных кислот и щелочей, а также в присутствии солей Ca , Al , Ba
34	—	—	Вода, этанол (хорошо растворяется). Не растворяется в бензоле, уайт-спирите, CCl_4	Слаботоксичен	Обладает высокой пенообразующей, эмульгирующей и смачивающей способностью	Не выпадает в осадок в разбавленных растворах минеральных кислот и солей щелочных металлов.

Соли алкан- и алкилароматических сульфокислот (сульфонаты)

Оксиэтилированные высшие жирные спирты (алкиловые эфиры полиэтиленгликоля)

ПАВ: состояние и внешний вид; состав

Содержание основного вещества, %

d_{4}^{20}

η_{20} , Па·с

ККМ

Окиси аминов
окись алкилдиметиламина АО: светло-желтая жидкость;
 $C_nH_{2n+1}(CH_3)_2NO$, где $n=8\div 10$

30 ± 2

—

—

0,1 %
(массовая)

Синтанол ДС-10: белая или желтоватая паста; моноалкиловые эфиры полиэтиленгликоля на основе первичных жирных спиртов
 $C_nH_{2n+1}O(C_2H_4O)_mH$, где $n=10\div 18$, $m=8\div 10$

99

—

—

Неионогенные

0,009 %
(массовая)

ОС-20: воскообразная масса от белого до желтого или светло-коричневого цвета; моноалкиловые эфиры полиэтиленгликоля на основе первичных спиртов $C_nH_{2n+1}O(C_2H_4O)_mH$, где $m=20$, $n=18$ для марки А, $n=14\div 18$ для Б, $n=16\div 18$ для В (спирты кашалотового жира)

—

—

$\eta_{40}=0,1$
 $\eta_{45}=0,09$

0,2 г/л

Поверхностное натяжение ККМ, мН/м	Горючесть, взрывоопасность	Биоразлагаемость, %	Растворитель	Токсичность	Область применения	Примечания
30	—	—	Вода (хорошо растворяется)	Раздражает глаза. Порог раздражающего действия на кожу 1%. ПДК = 0,8 г/л	Пенообразователь и стабилизатор пен в кислых, щелочных средах и в растворах электролитов. Эмульгатор, смачиватель	В жесткой воде и в присутствии солей Си, А1, Ва выпадает в осадок То же
ПАВ						
30,8	$t_{\text{помут}} = 64 \div 74 \text{ } ^\circ\text{C}$ (1%-ный водный раствор)	78 ± 1	Вода, этанол, бензол, СС1 ₄ (хорошо растворяется)	Малотоксичен, ПДК = 20 мг/л	Хороший пенообразователь, активная основа СМС, смачиватель, эмульгатор	Устойчив в растворах минеральных кислот, щелочей и солей, в жесткой воде. При концентрации NaOH > 7—8% высаливается
40	$t_{\text{заст}} = 33 \div 36$ $t_{\text{всп}} = 171 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t_{\text{воспл}} = 322 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t_{\text{с воспл}} = 396 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t_{\text{помутн}} = 88 \div 92 \text{ } ^\circ\text{C}$ (1%-ный водный раствор)		Мягкая и жесткая вода, этанол, бензол (хорошо растворяется) СС1 ₄ , уайт-спирит (плохо растворяется)	ПДК = 0,1 мг/л	Пенообразователь, эмульгатор, смачиватель, стабилизатор суспензий	—

ПАВ: состояние и внешний вид; состав		Содержание основного вещества, %	d_{4}^{20}	η_{20} , Па·с	ККМ
Оксиэтилированные алкилфенолы	<p>ОП-7: маслообразная жидкость; моноалкилфениловый эфир полиэтиленгликоля на основе полимердистиллята $C_nH_{2n+1}C_6H_4(C_2H_4O)_mH$, где $n=8\div 10$; $m=6\div 7$</p> <p>ОП-10: паста от светло-желтого до коричневого цвета; моноалкилфениловый эфир полиэтиленгликоля на основе полимердистиллята $C_nH_{2n+1}C_6H_4(C_2H_4O)_mH$, где $n=8\div 10$; $m=10\div 12$</p>	1,06÷ ÷1,08	—	—	0,1 г/л 0,15 г/л
Полиэтиленгликоль моноалканоаты	<p>Нафтенокс: смесь полиэтиленгликолевых эфиров нафтенных кислот $C_nH_{2n+2}COO(C_2H_4O)_mH$, где $n=16\div 25$, $m=10\div 16$</p>	—	—	—	0,4 г/л
Алкиламины и продукты их оксиэтилирования	<p>Синтаמיד-5: желтая пастообразная масса; полиэтиленгликолевые эфиры моноэтаноламидов СЖК $C_nH_{2n+1}CONHCH_2CH_2O(C_2H_4O)_mH$, где $n=10\div 16$, $m=5\div 6$</p>	90	—	—	0,05 % (массовая)

Поверхностное натяжение ККМ, мН/м	Горючесть, взрывоопасность	Биоразлагаемость, %	Растворитель	Токсичность	Область применения	Примечания
29	$t_{\text{плотн}} = 55 \div 65 \text{ } ^\circ\text{C}$ (ОП-7) $80 \div 90$ (ОП-10) (1% -ный водный раствор) $t_{\text{заст}} \cong 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ (ОП-7) не разлагается до $300 \text{ } ^\circ\text{C}$	40 % (10 мг/л)	Мягкая и жесткая вода, этанол, бензол (хорошо растворяется) CCl_4 ($< 10\%$) (хуже растворяется) в уайт-спирите, дизельное топливо (не растворяется)	При контакте вызывает сухость кожи, раздражение слизистой оболочки глаз, при длительном воздействии легко проходящий дерматит. Сбросу в водоемы не подлежит	Хороший пенообразователь, эмульгатор и смазочиватель, компонент моющих и обезжиривающих композиций; деэмульгатор эмульсий, стабилизатор глинистых дисперсий	Не выпадает из разбавленных растворов минеральных кислот, солей, щелочей; высаливается из растворов щелочи выше $8 \div 10\%$
—	—	—	—	—	Активная основа моющих композиций, смазочиватель, эмульгатор	Не выпадает из разбавленных растворов минеральных кислот, щелочей и NaCl . Водные растворы устойчивы к солям Ba , Al , Cu
30	—	65—70	Хорошо растворяется. Мягкая и жесткая вода, этанол, бензол (хорошо растворяется), CCl_4 (умеренно растворяется). Уайт-спирит (не растворяется)	Порог раздражающего действия на кожу 10% , ПДК = 20 мг/л	Пенообразователь и стабилизатор пены, эмульгатор, смазочиватель, обезжириватель	Не выпадает из растворов минеральных кислот NaCl , солей Ba и Al в присутствии NaOH растворы мутнеют

ПАВ: состояние и внешний вид; состав		Содержание основного вещества, %	d_4^{20}	η_{20} , Па·с	ККМ
Алконоламиды и продукты их оксигенирования	Алкидиметилкарбоксибетайн: жидкость соломенного цвета [C _n H _{2n+1} N ⁺ (CH ₃) ₂ CH ₂ COO ⁻], где $n=10\div 18$	30	—	—	0,01 % (массовая)
	Сульфобетайны: [(C _n H _{2n+1}) ₃ N ⁺ CH ₂ SO ₃ ⁻], где $n=10\div 18$	30	—	—	0,01 % (массовая)
	Гидролизат белковый: прозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета H ₂ NR'(CONHR'') _n COONa, где $n=3\div 6$ (R' и R'' — остатки расщепления низкомолекулярных белков; молекулярная масса 500—800)	40	—	—	0,01 % (массовая)
Анионные	Карбоксиметилцеллюлоза техническая: белый или кремовый мелкодисперсный порошок; [C ₆ H ₇ O ₂ (OH) _{3-m} (OCH ₂ COONa) _m] _n , где $m=1\div 3$, $n \leq 500$ для марки 85/500 $n \leq 570$ для марки 85/600	52	—	0,012— (0,5%-ный раствор)	—
Высокомолекулярные					

Поверхностное натяжение ККМ, мН/м	Горючесть, взрывоопасность	Биоразлагаемость, %	Растворитель	Токсичность	Область применения	Примечания
ПАВ						
34	—	—	—	—	Хороший пенообразователь в жесткой воде, стабилизатор пен, диспергатор кальциевых мыл, солибилизатор, эмульгатор, смачиватель	Устойчив в присутствии солей жесткости, в растворах минеральных кислот и щелочей. Выпадает из растворов, содержащих Zn^{2+} , Fe^{3+}
34	—	—	—	—	Пенообразователи, эмульгаторы, солибилизаторы, диспергаторы, дезинфицирующие вещества; синергисты анионных ПАВ — сульфатов и сульфонатов	То же
34	—	95	Вода	Малотоксичен, ПДК = 10 мг/л	Пенообразователь, смачиватель	Устойчив в кислотах и щелочах
ПАВ						
—	—	—	Вода:	Нетоксичен	Антирессорбционная добавка в моющих средствах, загуститель, эмульгатор	То же
			99,3%			
			98,0%			
			Гирскопична			

Таблица 32.4

Физико-химические свойства пеногасителей и производственных отходов, применяемых для составления пеногасящих композиций

Пеногаситель	Основные компоненты		Температура плавления, °С	Плотность, г/см ³	Поверхностное натяжение, мН/м	Область применения (преимущественная)	Форма применения	Расход пеногасителя, %
	Название	Содержание, %						
Несульфированные соединения	Спирты	27—30	20—23	0,84	26,8	Производство дрожжей	Раствор в водном аммиаке (1:2)	≤2,3% от сухих дрожжей
	Алканы	20—30						
	Олефины	23—27						
	Кетоны	10—12						
	Сложные эфиры	5—7						
Кислоты	1,5—2							
Сивушное масло	Этанол	4—11	—	0,82—0,84	22,1	Буровые работы; добыча нефти и газа	Раствор в дизельном топливе (10%-ный)	1—2
	Изопентанол	55—72						
	Другие высшие спирты	18—23						
	Вода	6—12						
Соапсток	Неомыляемые жиры	10—15	—	0,82—0,84	22,1	Бродильное производство; буровые работы; добыча нефти и газа	Эмульсия в воде (1:10)	1—1,5
	Омыляемые жиры	До 25						
	Свободная щелочь	До 0,5						
	Вода	До 60						

Карболинеум (отходы лесотехнической промышленности)	Нейтральные масла	47	—	0,97	22,1	Буровые работы; добыча нефти и газа	В чистом виде	1—2
	Технические мыла	42						
	Фенолы	До 10						
	Щелочь	До 2						
Парафин окисленный	Жирные кислоты	До 55	~40	0,97	22,1	Буровые работы; добыча нефти и газа	Раствор в дизельном топливе (50%-ный)	0,3—0,5
	Алканы	До 45						
Мылонафт кальция	Нафтеновые кислоты	43	—	0,97	22,1	Буровые работы; добыча нефти и газа	Раствор в керосине (до 1:6)	0,8—1
	Неомыляемые вещества	До 15						
	Минеральные соли	4—6						
Талловое масло	Жирные кислоты	До 90	≤10	0,9—0,92	22,1	Производство дрожжей; бумажное производство	С добавкой 10—25% этоксилированных спиртов	~0,1
	Смоляные кислоты	До 3						
Спирты синтетические жирные «Альфанол-79»	$C_7H_{15}OH$ ÷ $C_9H_{19}OH$		≤5	0,82—0,83	27—29	Буровые работы; добыча нефти и газа	Раствор в дизельном топливе (20%)	0,1—0,2

Растворителями и ингибиторами осадков минеральных солей могут быть как неорганические, так и органические реагенты.

Вода как неорганическое вещество является универсальным растворителем многих веществ и соединений, в том числе минеральных солей.

Обычно приводят данные о растворимости неорганических соединений (в граммах) в 100 г воды при температурах раствора от 0 до 100°C. Они могут быть использованы для оценки равновесной растворимости (насыщения) бинарных систем неорганическое вещество — вода. При многокомпонентном составе минеральных солей в пластовой воде равновесная растворимость каждого неорганического соединения будет отличаться от этих сведений. Растворимость неорганических солей и соединений в многокомпонентной системе минеральные соли — вода может быть определена в промышленных условиях при исследовании пластовых вод.

Общим правилом является то, что для хлорнатриевых вод (наиболее широко распространенные пластовые воды) равновесная растворимость других минеральных солей в пластовой воде будет выше и указывает на минимально возможную равновесную растворимость минеральных солей в хлорнатриевых пластовых водах.

В табл. 33.1—33.3 приведены данные о растворимости в воде и водно-солевой системе сульфатов кальция и бария, а также карбоната кальция.

Другими неорганическими растворителями солей являются кислоты (HCl , H_2SO_4 , HF) и водные растворы солей NaCl , KCl , NH_4Cl и др.

Приведенные в табл. 33.4 и 33.5 данные о растворимости в водно-солевой системе ангидрита и гипса получены для массовой концентрации (%) ионов:

0,9114—Na

0,0315—K

0,1059—Mg

0,340—Ca

1,629—Cl

0,2283— SO_4

Общая сумма 2,940

Ингибиторы отложения минеральных солей по способности растворяться в воде и углеводородных средах подразделяют на

водо- и нефтерастворимые соединения. В водных системах, как правило, используют водорастворимые реагенты. Вода является наиболее дешевым растворителем, причем универсальным. Сама по себе вода также растворитель осадков минеральных солей. Сочетание этих факторов обусловило преимущественное применение водорастворимых ингибиторов солеосадков в водных системах.

Условно ингибиторы минеральных солеосадков подразделяют на однокомпонентные и многокомпонентные, а однокомпонентные ингибиторы — на анионные и катионные.

Выделяют также группу амфотерных ингибиторов (аминофосфаты). Однако, учитывая их малочисленность, указанные ингибиторы солеосадков рассматривают в группе анионных. Среди анионоактивных ингибиторов выделяют три класса: производные карбоновых кислот; производные сульфокислот и фосфорпроизводные.

Производные карбоновых кислот представлены полимерными соединениями акрилового ряда и сополимерами на основе maleinového ряда.

Фосфорпроизводные ингибиторы — неорганические полифосфаты и фосфорорганические соединения, а фосфорорганические соединения — эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты и аминоксидаты.

Среди катионоактивных ингибиторов выделяют производные алкилениминов (полиалкиленимины, моноамины, полиэтоксированные амины) и четвертичные аммониевые основания.

Многокомпонентные ингибиторы солеосадков (табл. 33.6) готовят из двух и более компонентов. При этом выделяют две группы составов. Во-первых, составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложения солей (обычно неионогенный ПАВ), а лишь усилителем действия ингибирующего компонента или имеет другое самостоятельное значение,

Таблица 33.1

Растворимость сульфатов кальция и бария в воде (мг/л)

Сульфатные соли	Температура, °C								
	0	20	25	40	50	80	92	95	100
Ангидрит	—	3000	—	2200	—	1080	—	—	660
Гипс	1759	2036	2080	2097	—	1966	—	—	1619
Барит	—	—	2,8	—	3,2	3,2	3,9	3,6	—

Таблица 33.2

Растворимость некоторых солей в воде (мг/л)

Соли	Температура, °С	Минерализация воды (NaCl), г/л									
		0	40	50	100	120	150	200	250	300	350
Карбонат кальция	20	—	—	1632	1736	1750	1720	1576	1416	1256	1056
Сульфат бария	25	2,8	18,4	—	26,8	28,4	—	—	—	—	—
Сульфат кальция	20	3200	—	6000	7000	—	7280	7200	—	—	—

Таблица 33.3

Растворимость системы CaSO_4 — CaCO_3 в воде (твердая фаза системы — CaCO_3)

Массовая доля в растворе, %		CaCO_3 , моль/л	pH	Массовая доля в растворе, %		CaCO_3 , моль/л	pH
CaSO_4	CaCO_3			CaSO_4	CaCO_3		
Температура раствора 18—19 °С							
0,200	0,0048	0,96	7,5	0,200	0,0035	0,69	7,8
0,175	0,0038	0,76	7,4	0,175	0,0034	0,67	7,8
0,150	0,0038	0,76	7,5	0,150	0,0035	0,69	7,8
0,125	0,0045	0,89	7,4	0,125	0,0038	0,75	7,8
0,100	0,0054	1,08	7,5	0,100	0,0036	0,72	7,8
0,075	0,0048	0,96	7,4	0,075	0,0039	0,77	7,8
0,050	0,0058	1,15	7,5	0,050	0,0044	0,88	7,9
Температура раствора 30 °С							

но не ухудшает действия ингибирующего компонента. Во-вторых, составы, в которых все компоненты служат ингибиторами отложений солей. При их смешении получают композицию, обладающую синергетическим эффектом ингибирующего действия. Обычно анионные ингибиторы комбинируют с анионными и амфотерными. Встречаются комбинации анионных ингибиторов с катионными.

Составление необходимых композиций — результат эмпирического подбора компонентов. Следует отметить, что принци-

Таблица 33.4

Растворимость ангидрита (CaSO_4) в многокомпонентной водно-солевой системе

Массовая доля ионов Cl , %	Жидкая фаза при температуре, °C					
	25		50		100	
	%	г/см ³	%	г/см ³	%	г/см ³
0	—	—	0,164	0,9897	0,065	0,9590
1	—	—	0,282	1,0041	0,151	0,9761
2	—	—	0,363	1,0168	0,180	0,9872
3	—	—	0,384	1,0291	0,191	0,9983
4	—	—	0,388	1,0415	0,194	1,0098
5	—	—	0,380	1,0545	0,188	1,0220
6	—	—	0,359	1,0681	0,176	1,0353
7	—	—	0,326	1,0821	0,161	1,0498
8	—	—	0,285	1,0960	0,145	1,0641
9	—	—	0,248	1,1096	0,130	1,0783
10	0,29	1,136	0,217	1,1235	0,116	1,0926
11	0,26	1,150	0,191	1,1368	0,105	1,1065
12	0,22	1,163	0,167	1,1502	0,095	1,1200
13	0,19	1,177	0,143	1,1636	0,085	1,1337
14	0,15	1,190	0,120	1,1769	0,075	1,1473
15	0,12	1,204	0,099	1,1902	0,065	1,1611

Таблица 33.5

Растворимость гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) в многокомпонентной водно-солевой системе

Массовая доля ионов Cl , %	Жидкая фаза при температуре, °C					
	25		50		75	
	%	г/см ³	%	г/см ³	%	г/см ³
0	0,208	0,9991	0,209	0,9903	0,191	0,9777
1	0,360	1,0136	0,375	1,0050	0,360	0,9917
2	0,424	1,0269	0,435	1,0175	0,428	1,0043
3	0,447	1,0399	0,458	1,0298	0,452	1,0167
4	0,456	1,0529	0,466	1,0423	0,461	1,0290
5	0,455	1,0661	0,466	1,0554	0,460	1,0421
6	0,443	1,0798	0,457	1,0691	0,451	1,0554
7	0,415	1,0940	0,436	1,0834	0,429	1,0694
8	0,373	1,1083	0,398	1,0972	0,395	1,0829
9	0,332	1,1222	0,358	1,1109	0,355	1,0969
10	0,295	1,1363	0,319	1,1246	0,317	1,1105
11	0,260	1,1500	0,283	1,1378	—	—
12	0,226	1,1635	0,247	1,1511	—	—
13	0,192	1,1767	0,211	1,1644	—	—
14	0,158	1,1900	0,175	1,1774	—	—
15	0,127	1,2037	0,140	1,1906	—	—

Таблица 33.6

Рекомендуемые области применения, дозировка и защитный эффект некоторых ингибиторов отложений минеральных солей

Ингибитор	Область применения	Дозировка, мг/л	Защитный эффект, %
Анионные			
Гидролизированный (ПАА)	полиакриламид	Предотвращение отложений в теплообменниках, фильтрах, используемых при обогащении руд	1—50 —
		Предотвращение отложений и удаление грязи, ржавчины и осадка в системах водяного охлаждения	1—3 —
Полиакриловая кислота (ПАК), полиметакриловая кислота (ПМАК)		Препятствует забиванию осадками солей отстойников, трубопроводов, фильтров, прессов, фильер и прочего оборудования, применяемого при извлечении металлов из руд	5—50 —
		Препятствует отложению солей в нефтяных и газовых скважинах, продуктивных пластах, аппаратах подготовки нефти и теплообменниках	1—200 (оптимально 10—20)
		Препятствует отложению осадка в испарителях морской воды	0,1—20 (оптимально 1—3) 68—71
Гипан		Препятствует отложению солей в бойлерах Диспергирует и предотвращает осаждение взвешенных частиц	1—20 0,1—100 (оптимально 0,5—10) 60—80 —
Полималеиновая кислота		Предотвращает образование накипи в испарителях морской воды и в бойлерах	2—3 97—98

Сополимеры малеинового ангидрида с виниловыми мономерами	Любые водные системы, например бойлеры	5—15	≤ 100
Гидролизованная лигнинсульфокислота	Испарители морской воды	0,2—2,5	—
Сополимер фумаровой или малеиновой кислоты с алкилсульфокислотой	Бойлеры, испарители, парогенераторы	2—35	—
2-акриламидо-2-метилпропилсульфокислота или ее сополимер с акриловой кислотой	Оборудование для производства соды	10—50	—
Полифосфаты щелочных металлов	Бойлеры, теплообменники, трубопроводы, фильтры и т. д.	10—20	90—100
	Любые водные системы	10—20	90—100
	Предотвращают отложение солей в скважинах, насосах, выкидных линиях, снижают засорение фильтров асфальтосмолистыми веществами и сульфидом железа	—	—
	Уменьшают шламообразование (заиливание призабойной зоны) в нагнетательных скважинах, улучшают их приемистость	10—20	—
Фосфатированные оксиэтилированные эфиры многоатомных спиртов	Предотвращают отложение солей в скважинах, выкидных линиях, теплообменниках, градирнях и в продуктивных пластах	2—10	90—100
Фосфатированные оксиэтилированные амины и аминоспирты	Нефтяные скважины	5—10	≤ 100
Фосфатированные оксиэтилированные одноатомные спирты	Предотвращение отложения солей в нефтяных и газовых скважинах, выкидных линиях, теплообменниках, градирнях и в продуктивных пластах	10—50	≤ 100
Органические эфиры полифосфорной кислоты	Предотвращение отложения солей в нефтяных и газовых скважинах, выкидных линиях, теплообменниках, градирнях и в продуктивных пластах	10—100	≤ 100
1,1-оксиалкилидендифосфоновая кислота	Любые водные системы	5—15	80—100
Аммониево-цинковая соль 1,1-оксиэтилидендифосфоновой кислоты	Предотвращение отложения солей, предотвращение коррозии, диспергация взвешенных в воде частиц (ила, глины и т. д.)	0,25—1	90
Эпоксиполифосфоновая кислота	Предотвращение отложения солей	—	—
Аминофосфоновые кислоты	Любые водные системы	10—25	90—100
Полиалкиленполиаминополи(кисметиленфосфоновая) кислота	Предотвращают отложение солей и коррозию в нефтяных и газовых скважинах	2—20	≤ 100

Ингибитор	Область применения	Дозировка, мг/л	Защитный эффект, %
Катионные			
Производные полиалкилениминов (алкилированные, оксиалкилированные, ацилированные и др.) Триметилалкиламмоний Основания, содержащие оксипропилированный радикал 1-алкилпиридининовые основания Полиэтокселированные амины Аминоспирты (триэтанолламин)	Нефтепромысловое оборудование	2—5	—
	То же	2—40	≤ 100
	»	10—50	≤ 100
	»	4—20	≤ 100
	»	10—20	—
	Любые водные системы	0,1—500	—
Многокомпонентные			
ПАА, ПАК или их сополимеры + неионогенный ПАВ	Предотвращение и удаление отложений солей глины или в водных системах	0,1—500	—
Полифосфат + неионогенный ПАВ (оксиэтилированный кокосовый амин $C_{16}H_{25}(C_2H_4O)_nN_2$)	Предотвращение отложений солей и коррозии в нефтепромысловом оборудовании	80—400	≤ 100
Эфир фосфорной кислоты + неионогенный ПАВ	Нефтепромысловое оборудование, системы заводнения пластов и утилизации сточных вод, паровые котлы, системы водяного охлаждения	0,5—100	—
Гипан + полифосфат	Охлаждающие системы	0,5—10	85—90
ПАК или ПАА + полифосфат; ПАК, ПМАК, ПАА + полифосфат	Препятствует забиванию осадками отстойников и трубопроводов, фильтров, прессов, фильер и прочего оборудования, применяемого при извлечении металлов из руд методом цианирования	25—100	40—99

ПАА или ПАК+аминофосфат в соотношении 1:0,5 до 1:5	Любые водные системы против накопления шламовых, иловых и иных отложений, а также для их удаления	0,1—100 (оптимально ≤ 25)	70—98
Лигнинсульфонат или нафталинсульфонат+аминофосфонат	Испарители морской воды	≤ 100	—
Пирофосфат калия+аминофосфонат калия	Нефтяные скважины	2—4	92—100
Аминофосфат+дикарбоновая кислота (себациновая, адипиновая, глутаровая и др.)	Испарители морской воды для предотвращения накипи, защита от коррозии, диспергация глинистых и иловых частиц	0,25—100 (оптимально 1—10)	90—99
Полиэтиленмин, полифосфат, фосфонат или амина фосфонат	Испарители морской воды	0,1—10 (оптимально 0,5—5)	—
Полифосфат+N,N-дигидроксиэтилглицинат щелочного металла	Нефтяные скважины, трубопроводы, скрубберы, резервуары, теплообменное оборудование	10—20	95—100
Трилон Б+аминофосфоновая кислота	Бойлеры	0,5—1000	80
Нитротриуксусная кислота или аминотриметиленфосфоновая кислота+полиэлектролит (ПАК, ПМАК или сополимер его со стиролом)	То же	1—100	85—90
Аминотриметиленфосфоновая кислота+соль цинка или железа, меди, кадмия, алюминия, марганца или др.	Нефтепромысловое оборудование	1—50	—

пы комбинирования ингибиторов для получения композиций с заданными свойствами нуждаются в разработке.

Образовавшиеся осадки минеральных солей удаляют из скважин, трубопроводов и оборудования с использованием неорганических и органических реагентов.

В качестве неорганических реагентов обычно используют неорганические кислоты (соляную, серную, фосфорную и др.), гидроксиды и хлористые соли щелочных металлов, щелочные фосфаты (гексаметафосфаты натрия, триполифосфаты натрия и др.), а в качестве органических (для удаления осадков минеральных солей) — органические кислоты (акриловую, тиогликолевую, сульфосалициловую и др.), синтетические жирные кислоты (монокарбоновую, уксусную, пропионовую, масляную, муравьиную и др.), их смеси, а также фосфорорганические соединения.

ГЛАВА 34

ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ

Реагенты, используемые в качестве ингибиторов коррозии, обычно классифицируют по категориям растворимости в жидкостях (воде, углеводородах, газовом конденсате, нефти):

растворимые в углеводородных жидкостях;

растворимые в углеводородных жидкостях и диспергируемые в воде;

диспергируемые в воде и в углеводородных жидкостях;

растворимые в воде и диспергируемые в углеводородных жидкостях;

растворимые в воде.

Поскольку в промышленных условиях при добыче газа и газового конденсата в скважинах, системах сбора и установках подготовки газ и жидкость (вода — углеводородный конденсат) двигаются вместе, причем соотношение воды и углеводородного конденсата изменяется в значительных пределах, то растворимость ингибиторов коррозии в воде и углеводородных жидкостях имеет важное значение для их выбора применительно к конкретным условиям эксплуатации.

Растворимость ингибиторов коррозии в воде и углеводородных жидкостях сильно зависит от концентрации ингибитора в растворителе, температуры и давления системы, уровня солености воды (концентрация NaCl), состава углеводородной жидкости (нефть, газовый конденсат, дизельное топливо, керосин, ароматические углеводороды), уровня концентрации ионов водорода (рН) и т. п.

В зависимости от концентрации ингибитора коррозии в растворяющей жидкости могут быть подобраны условия промышленного применения ингибитора коррозии. Примером могут слу-

жить лабораторные исследования, которые обычно проводят с ингибитором коррозии, прежде чем рекомендовать его для использования в конкретных условиях эксплуатации. Соотношения растворимостей ингибиторов коррозии в многофазных системах могут быть выражены коэффициентом разделения $K_p = K_{y.ж} / K_b$, где $K_{y.ж}$ — концентрация ингибитора в углеводородной жидкости; K_b — концентрация ингибитора в воде.

Концентрацию ингибитора обычно выражают в ppm (количество частей ингибитора на 1 миллион частей растворителя). В зависимости от коэффициента разделения ингибиторы коррозии могут быть условно разделены на водоосновные ($K_p < 1$), преимущественно растворимые в воде, и нефтеосновные ($K_p > 1$), преимущественно растворимые в углеводородных жидкостях.

Считается, что ингибиторы коррозии с коэффициентом разделения K_p , близким к единице, являются хорошим реагентом для предотвращения коррозии как для низких, так и для высоких соотношений углеводородный конденсат — вода.

Полагают, что ингибиторы коррозии, хорошо растворимые в воде, должны хорошо работать в растворах с низкой концентрацией углеводородного конденсата в жидкости. Однако в системах, где жидкость относительно малоподвижна (сепараторы, отстойники, резервуары), применение таких ингибиторов нежелательно, так как из-за их преимущественного растворения в воде могут оказаться не защищенными от коррозии те зоны технологического оборудования, которые находятся в контакте с газовым конденсатом.

При высоком соотношении газовый конденсат — вода в жидкости предпочитают применять нефтеосновные ингибиторы коррозии.

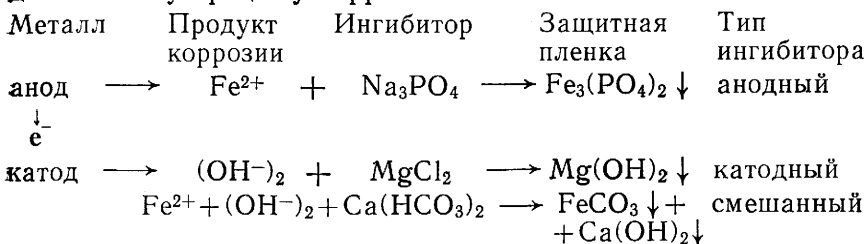
Важное влияние на оценку растворимости ингибитора коррозии в жидкости оказывают температура и давление в системе.

Варьируя растворяющие системы (их виды) и параметры этих систем, можно подобрать такие составы ингибиторов коррозии, которые наилучшим образом (технологически и экономически) отвечают задачам предотвращения коррозии газопромыслового оборудования.

По характеру защитного действия различают три вида ингибиторов коррозии из тех, которые на поверхности металла образуют устойчивую сплошную пленку, эффективно защищающую металл от воздействия агрессивных сред.

Первый тип ингибиторов коррозии обеспечивает защиту металлов образованием на их поверхности пленки, нерастворимой в агрессивной среде. Ингибитор реагирует с продуктами реакции коррозии металла и образует на его поверхности пленку анодного, катодного или смешанного типа. Например, продук-

ты коррозии металла (ионы железа F^{2+} и гидроксильная группа OH^-) при ингибировании неорганическими (минеральными) солями вступают с этими солями в реакцию и образуют выпадающие в осадок в виде пленок вещества, препятствующие дальнейшему процессу коррозии металла:



Второй тип ингибиторов коррозии обеспечивает защиту металлов образованием или увеличением оксидной пленки данного металла на его поверхности. Оксидная пленка, изолируя поверхность металла от соприкосновения с агрессивной средой, препятствует дальнейшему протеканию процесса коррозии. Пленки на поверхности защищаемого металла образуются в данном случае при воздействии сильных окислителей. В качестве окислителей — ингибиторов коррозии — могут быть использованы хроматы, нитриты, молибдаты, манганаты, а также другие окислители, которые способствуют возрастанию электрического потенциала, с тем чтобы металл оказался в зоне пассивации.

Концентрированные растворы щелочи, в которые добавлены сильные окислители MnO_2 , $NaNO_2$, также могут рассматриваться в качестве ингибиторов коррозии второго типа. При этом достигается оксидирование (воронение) стали и железа. Усиление действия ингибиторов второго типа может быть достигнуто кратковременным наложением явления электролиза (анодное окисление, анодирование). Это позволяет обеспечить приемлемую эксплуатацию оборудования в более жестких агрессивных средах.

Третий тип ингибиторов коррозии обеспечивает защиту металлов от коррозии в результате адсорбции ингибитора поверхностью металла. Этот способ является специфическим для ингибиторов органического происхождения. В результате адсорбции органического вещества поверхностью металла на ней образуется мономолекулярная ингибиторная пленка, исключаящая контакт поверхности металла с агрессивной средой.

Адсорбция — это функция химической природы ингибиторов. Ингибитор поглощается поверхностью металла или на анодных, или на катодных участках металла, но, как правило, органические ингибиторы катионоактивны.

Катионоактивные пленкообразующие ингибиторы коррозии органического происхождения позволяют хорошо защищать по-

верхность металлов от общей коррозии. Когда проявляется местная коррозия, ингибитор должен предотвращать и общую, и местную коррозию, а также охрупчивание металла.

В кислых средах в присутствии сероводорода большая часть поверхности металла покрыта катодным слоем FeS (сульфид железа). В этом случае целесообразно подобрать чисто катодный ингибитор, снижающий скорость общей коррозии и скорость растворения меньших по величине анодов (раковин на поверхности металла), а также снижающий степень охрупчивания металла.

При наличии пресной системы со следами серосодержащих соединений и проявлением общей коррозии в сочетании с местной коррозией в различных стадиях (свежие небольшие раковины, старые и глубокие раковины) также целесообразно подобрать катодный ингибитор коррозии, который замедлит скорость образования раковин.

Защита от коррозии анодным ингибированием, когда ингибитор адсорбировался бы на всех анодных поверхностях, осложняется тем, что до настоящего времени еще не найден такой препарат.

Слабый же анодный ингибитор адсорбируется на раковинах с малой и различной (в зависимости от поверхности раковин) плотностью тока. Это приводит к тому, что скорость местной коррозии в некоторых раковинах возрастает, что ведет к преждевременному разрушению металла. Напротив, использование сильного катодного ингибитора позволяет замедлить течение общей коррозии и образования раковин.

Пленкообразующие органические ингибиторы коррозии в целях достижения надежной защиты газопромыслового оборудования от коррозии должны отвечать целому ряду эксплуатационных требований, основными из которых являются:

возможность ингибитора адсорбироваться необратимо на металлических поверхностях:

- образовывать на металле пленки хорошей прочности;
- стабильность образованных пленок должна быть достаточно высокой даже в присутствии кислорода;
- срок службы образованных пленок должен быть достаточно продолжительным даже при сильной поляризации.

Органические пленкообразующие ингибиторы коррозии, используемые в промышленной практике, как правило, представляют собой сложную композицию одного или нескольких органических веществ с добавками растворителей, стабилизаторов и усилителей процессов адсорбции ингибиторов на поверхности металла.

Октиламин (1-аминооктан) — представитель первичных аминов. Формула $\text{C}_8\text{H}_{17}\text{NH}_2$. Жидкость с относительной плотностью $d_4^{27} = 0,777$. Температура плавления -1°C ; температура кипения

ния 179,6 °С. Малорастворим в воде. Легко растворяется в этаноле, эфире. Является ингибитором коррозии малоуглеродистой стали в кислотах.

Диэтиламин — вторичный амин. Формула $(C_2H_5)_2NH$. Жидкость с относительной плотностью $d_4^{20} = 0,7056$. Температура плавления — 50 °С; температура кипения 55,5 °С. Растворим в этаноле, эфире. С водой и нефтью смешивается в любых соотношениях в растворе. Является ингибитором коррозии железа в серной кислоте и ингибитором коррозии стали 20 в воде. Используется для защиты от коррозии углеродистой стали, водопроводных труб, охлаждающих систем. Ингибитор коррозии черных металлов нефти. Эффективен в случае защиты от коррозии, вызванной воздействием H_2S . Защищает трубопроводы от коррозии при впрыске в природный газ и углеводородный конденсат.

Амины алифатические — моноалкиламины. Формула $C_nH_{2n+1}NH_2$, где $n = 17 \div 20$. АНБО содержит 76,5% основного вещества (моноалкиламинов); 15,0% вторичных аминов, 1,5% нитрилов; 0,1% жирных кислот, 1% влаги. Аморфное воскообразное вещество от серовато-белого до желтого цвета (20 °С). Относительная плотность жидкости $d_4^{70} = 0,817$. Моноалкиламины нелетучи, невзрывоопасны. Температура плавления 33—38 °С; температура вспышки 200 °С. Растворяются в бензоле, хлороформе, изопропиловом спирте, гексане; плохо растворимы в воде. Являются ингибиторами коррозии черных металлов в кислых средах, а также в сернистых нефтяных и нефтепродуктах. Поверхностное натяжение $\sigma_{ккм} = 37$ МН/м.

Триалкиламины — третичные амины. Формула $(C_nH_{2n+1})_3N$, где $n = 7 \div 9$. Выпускаются в виде смеси, в которой содержание основного вещества (триалкиламинов) 70%, первичных аминов 5%, вторичных аминов 25%. Представляют собой неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ). Жидкость от желтого до светло-коричневого цвета. Относительная плотность $d_4^{20} = 0,80 \div 0,82$. Невзрывоопасны. Температура вспышки 154 °С, температура самовоспламенения 200 °С. Хорошо растворяются в спиртах, бензоле, циклогексане, четыреххлористом углероде, хлороформе. В воде практически не растворяются. Коэффициент рефракции 1,449—1,457 при 20 °С. Являются ингибитором коррозии в кислых средах.

Триэтиламин — представитель третичных аминов. Формула $(C_2H_5)_3N$. Относительная плотность $d_4^0 = 0,6709$; $d_4^{79} = 0,7537$. Температура плавления 2,9 °С; температура кипения 124 °С. Легко растворяется в воде, этаноле. Растворим в эфире. Ингибитор коррозии стали в атмосфере воздуха, в воде, нефти и нефтепродуктах.

Алкилтриметиламмоний хлорид — представитель четвертичных аммониевых соединений. Формула $[C_nH_{2n+1}N(C_2H_5)_3]Cl$, где

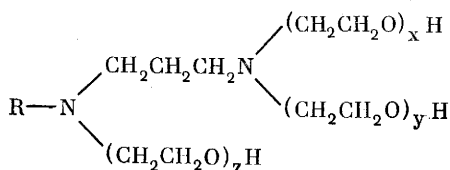
$n=10\div 16$. Основного вещества 50%, свободных аминов 0,5%, гидрохлоридов аминов 0,5%, NaCl 2%, воды изопропилового спирта до 100% (остальное). Мазеобразная масса от светло-желтого до коричневого цвета. При температурах ниже 20°C возможно выпадение осадка; при температурах выше 100°C наблюдается разложение вещества. Хорошо растворяется в воде, изопропиловом спирте, бензоле, уайт-спирте, четыреххлористом углероде. Температура вспышки 88°C (водоизопропанольный раствор). Поверхностное натяжение при критической концентрации мицеллообразования 0,01% мас. $\sigma_{ккм}=40$ МН/м. Ингибитор коррозии в кислых средах. Токсичен: 2 класс, III группа. Предельно допустимая концентрация в водной среде 0,2 мг/л.

Э-4 — алкиларилтриметиламмоний хлорид. Формула $[C_nH_{2n+1}ArCH_2N(CH_3)_3]Cl$, где $n=9\div 15$. Коричневая мазеобразная масса. Хорошо растворяется в воде, этаноле, хлороформе. Ингибитор сероводородной коррозии.

Триалкилбензилметиламмоний хлорид. Формула $[(C_nH_{2n+1}) \times NCH_2C_6H_5]Cl$, где $n=7\div 9$. Основного вещества 45%, свободных аминов 4%, гидрохлоридов аминов 6,5%, этанола до 100% (остальное). Коричневая маслообразная масса. Относительная плотность $d_4^{20}=0,86\div 0,89$. Хорошо растворяется в органических растворителях. Температура вспышки 40°C (спиртовый раствор). Вязкость $\eta_{20}=0,025$ Па·с. Ингибитор коррозии при добыче нефти.

Тетраэтиламмоний гидроксид — четвертичное аммониевое основание. Формула $[(C_2H_5)_4N]OH$. Ингибитор коррозии железа в серной кислоте.

Полиэтоксикалкилдиамины — представители полиаминов. Формула



В формуле $(x+y+z)=3\div 10$; $R \approx C_{18}H_{37}$. Является ингибитором коррозии черных металлов в нефти. Применяется для защиты оборудования скважин.

Алкилендиамины: этилендиамин $NH_2-CH_2-CH_2-NH_2$; триэтилететрамин $NH_2-(CH_2)_2NH-(CH_2)_2-NH-(CH_2)_2-NH_2$ являются ингибиторами коррозии черных металлов в нефти, в простоях.

Алкилполиамины. Формула $R(CH_2)NHC_2H_4CH_2NH_2)_x$. R — радикал полимерной жирной кислоты $R(COOH)_n$, $n=2\div 3$.

Является ингибитором коррозии стали в нефти при переработке и очистке нефти.

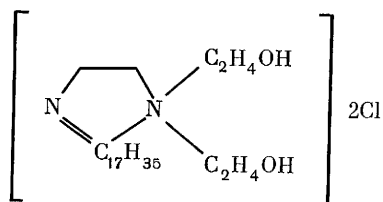
Пеназалин 17-20 — смесь имидазолинов и аминокамидов с алкильным радикалом $C_{17} \div C_{20}$. Молекулярная масса 500. Содержание основного вещества 94%. Воскообразный продукт от светло-желтого до светло-коричневого цвета. Устойчив при температурах до 300 °С. Температура плавления 50—55 °С. Растворяется в углеводородах, маслах. В воде нерастворим, растворим в водных растворах при $pH < 7$. Критическая концентрация метилообразования $KKM = 0,125\%$. Поверхностное натяжение $\sigma_{ккм} = 35$ МН/м (в растворе соляной кислоты). Ингибитор коррозии. Умеренно токсичен — I группа. Катионоактивное ПАВ.

Ингибиторы ИКБ-2; ИКБ-4; ИКБ-6; ИКБ-8 — смесь оксиэтилалкилимидазолинов на основе кубовых остатков синтетических жирных кислот фракции C_{20} и выше. Коричневая мазеобразная паста. ИКБ-2 смешивается с топливом ГС-1 и керосином, образуя коллоидный раствор. Не растворяется в воде. Относительная плотность $d_4^{20} = 0,8 \div 0,9$. Температура плавления 40 °С. Вязкость $\eta_{70} = 0,1$ Па·с.

ИКБ-4 и ИКБ-6 выпускают марки В — водорастворимые. Температура застывания 40—50 °С. Не вспыхивает и не воспламеняется. Марка Н — нефтерастворимые. Температура застывания 30—40 °С. Температура вспышки 90 °С, температура самовоспламенения 400 °С. ИКБ-8 хорошо диспергируется в воде; с нефтепродуктами не смешивается. Температура застывания 20 °С.

Ингибиторы сероводородной коррозии черных металлов в нейтральных водных и сильноминерализованных водно-нефтяных средах. Катионоактивные ПАВ.

Имидостат ЭС-17-N, N-бис(2-гидроксиэтил)-2-алкилимидазолиновый дихлорид. Формула



Содержание основного вещества 30%, производных моноамида 3%. Паста от желтого до светло-коричневого цвета. Хорошо растворяется в воде. Устойчив в растворах минеральных кислот и жесткой воде. Несовместим со щелочами и анионоактивными ПАВ. Критическая концентрация метилообразования 1,5 мг/л. Поверхностное натяжение $\sigma_{ккм} = 40,4$ МН/м. Катионоактивное ПАВ. Ингибитор коррозии.

Катапины: ингибитор КИ-1, катапин Б-300; катапин — бактерицидалкилполибензилпиридинийхлорид. Формула $[C_nH_{2n+1} \times C_6H_4CH_2(C_6H_4CH_2)_m \cdot NC_5H_5]Cl$, где $n=6 \div 8$; $m=1 \div 4$.

Ингибитор КИ-1. Содержание основного вещества 25+3%, соляно-кислотного уротропина 25+3%, воды до 100% (остальное). Желтая или светло-коричневая жидкость со специфическим запахом. Относительная плотность $d_4^{20}=1,145 \div 1,155$.

Катапин Б-300. Содержание основного вещества 70%, воды до 100% (остальное). Жидкость со специфическим запахом.

Катапин-бактерицид. Содержание основного вещества 75%. Коричневая мазеобразная масса. Хорошо растворима в мягкой и жесткой водах, этаноле и бензоле. Плохо растворяется в четыреххлористом углероде. Практически не растворяется в диэтиловом эфире и уайт-спирте. Не выпадает в осадок из разбавленных растворов минеральных кислот, щелочей, NaCl, солей алюминия и бария. Критическая концентрация метилообразования ККМ=3 г/л. Поверхностное натяжение $\sigma_{ККМ}=40$ МН/м.

Ингибиторы: И-1А; И-1В; И-2В — сложная смесь полиалкилпиридинов. Вязкие темно-коричневые жидкости с относительной плотностью: $d_4^{20}=1,0 \div 1,1$ (И-1А); $1,16 \div 1,25$ (И-2В); $1,25 \div 1,35$ (И-1В). Вязкость $\eta_{20}=0,55 \div 0,70$ (И-1А); $0,08 \div 0,15$ (И-2В); $0,8 \div 1,2$ Па·с (И-1В). Температура вспышки 114 (И-1А); 118 (И-2В); 173 °С (И-1В). Температура самовоспламенения 375 (И-1А); 433 (И-2В); 483 °С (И-1В). Хорошо растворяются в воде, этаноле, ацетоне, водных растворах минеральных кислот. Совместимы с пенообразователями. Являются ингибиторами кислотной и сероводородной коррозии черных и цветных металлов.

Диэтаноламин является ингибитором атмосферной коррозии черных металлов. Применяется в охлаждающих жидкостях при холодной обработке металлов и в качестве добавки в антифризы.

Триэтаноламин (26 весовых частей) в смеси с оксидом магния (3,2 вес. части), олеиновой кислотой (16 вес. частей), веретенным маслом (128 вес. частей), эмульсолом (3—5 вес. частей) и водой (150 мл) образует смазку 1-П, являющуюся ингибитором атмосферной коррозии черных металлов.

Триэтаноламин (2,2', 2''-триокситриэтиламин) бесконечно растворим в воде, этаноле. Трудно растворим в эфире, бензоле, лигроине. Растворим в хлороформе. Является ингибитором коррозии стали в воде.

Нитрил стеариновой кислоты. Формула $C_{17}H_{35}CN$. Содержание основного вещества 39%. Белая воскообразная масса. Пылевоздушная смесь взрывоопасна. Нижний предел взрываемости 15,6 г/м³. Температура вспышки 875 °С. Является ингибитором коррозии. Умеренно токсичен, обладает кожно-резорбтивным действием. При попадании в глаза может вызвать воспа-

лительные изменения с остаточными явлениями в виде спаек и помутнения роговицы.

Альдегиды: формальдегид, уксусный альдегид.

Формальдегид (муравьиный альдегид, метанол). Формула CH_2O . Относительная плотность $d_4^{20}=0,815$. Температура плавления -92°C , температура кипения 21°C . Растворяется в воде (40%-ный раствор называют формалином), этаноле, эфире. Является ингибитором коррозии черных металлов в кислотах. Один из первых ингибиторов, примененных при добыче нефти. Обычно используется как добавка к более сложным органическим ингибиторам коррозии.

Уксусный альдегид (ацетальдегид, этанол). Формула CH_3CHO . Относительная плотность $d_4^{18}=0,7834$. Температура плавления $-129,5^\circ\text{C}$; температуры кипения 20,2; 20,8; 21°C . Трудно растворим в воде, этаноле, эфире, бензоле. Является ингибитором коррозии железа и стали в соляной и серной кислотах.

Ненасыщенные спирты могут быть использованы в качестве ингибиторов коррозии черных металлов в кислотах и нефти.

2-пропен-1-ол (аллиловый спирт). Формула $\text{CH}_2=\text{CHCH}_2\text{OH}$. Жидкость с относительной плотностью $d_4^{20}=0,855$. Температура плавления -129°C ; температура кипения 97°C . Растворим в воде, этаноле, эфире. Является ингибитором коррозии железа и стали в среде соляной и серной кислот.

2-пропин-1-ол (пропаргиловый спирт, этинилкарбинол, ацетиленил, карбинол, пропиоловый спирт). Формула $\text{CH}\equiv\text{CCH}_2\text{OH}$. Жидкость с относительной плотностью $d_4^{20}=0,9715$. Температура плавления -17°C , температура кипения $114-115^\circ\text{C}$. Растворим в воде. Бесконечно растворим в этаноле, эфире. Является ингибитором коррозии стали в кислых средах (соляная, серная, органические кислоты).

УФЭ-8 — продукт конденсации фенола с окисью этилена. Формула $\text{C}_6\text{H}_5\text{O}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O})_7(\text{OH})_2\text{OH}$. Растворяется в пластовой и дистиллированной воде. Малорастворим в керосине. Является ингибитором коррозии черных металлов в нефти.

Карбоновые кислоты и их соли могут использоваться для защиты от коррозии в условиях складского хранения и в нефтяных средах.

Антикоррозионное средство АНСК-50 — водный раствор натриевых мыл синтетических жирных кислот фракции C_5-C_6 . Состав продукта: основное вещество — 24%; вода — 75%. Маслянистая жидкость светло-желтого цвета, негорючая. Анионоактивный ПАВ. Применяется для защиты от коррозии изделий из черных металлов в условиях складского и межоперационного хранения.

Кубовый остаток производства синтетических жирных кислот, марка Б. Жидкость коричневого цвета. Ингибирующая до-

бавка к смазкам, используемым для консервации изделий из углеродистой и низколегированной сталей. Ингибитор коррозии черных металлов в нефти. Анионоактивное ПАВ.

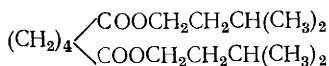
Лимонная кислота-2-окси-1,2,3 — пропантрикарбоновая кислота (β -окситрикарбаллиловая кислота). Относительная плотность $d_4^{18} = 1,542$. Температура плавления 153°C . Растворима в воде (1,33 г/мл), этаноле (1,16 г/мл) при 25°C , эфире (0,0226 г/мл). Неионогенное ПАВ. Ингибитор коррозии черных металлов в нефти. Применяется для защиты оборудования при вторичной добыче нефти.

Бензойная кислота и аммиак. Промышленное название продукта в нашей стране АМБА-1. Является ингибитором коррозии черных металлов в нефти и в сернистых нефтепродуктах. Эффективен в газовой среде.

Сложные эфиры могут применяться в качестве ингибиторов коррозии в воде, водных растворах солей, нефти.

Изоамиловый эфир (ди)адипиновой кислоты.

Формула



Является ингибитором коррозии стали в воде и водных растворах солей.

Эфир 2-пропин-1-ола олеиновой кислоты. Формула $\text{C}_{17}\text{H}_{33}\text{COOCH}_2\text{C}\equiv\text{CH}$. Является ингибитором коррозии черных металлов в нефти.

Применяется в виде 0,5—2%-ных растворов в углеводородах.

Фениловый эфир салициловой кислоты (салол, фенилсалицилат). Формула $\text{HOC}_6\text{H}_4\text{COOC}_6\text{H}_5$. Относительная плотность $d = 1,25$. Температура плавления 42°C ; температура кипения 172°C . Почти нерастворим в воде. Легко растворяется в эфире, бензине, маслах. Является ингибитором коррозии черных и цветных металлов в атмосфере воздуха.

Меркаптаны (тиоспирты):

1-пропин-3-тиол (пропаргилмеркаптан). Формула $\text{CH}\equiv\text{CCH}_2\text{SH}$. Является ингибитором коррозии черных металлов в нефти.

Тиофенол (бензолтиол, фенилмеркаптан). Формула $\text{C}_6\text{H}_5\text{SH}$. Является ингибитором коррозии стали в соляной кислоте.

Меркаптоалкилукусная кислота. Формула $\left(\begin{smallmatrix} \text{HS} \\ \text{R} \end{smallmatrix} \right) \text{CHCOOH}$ + лаурилфосфат $\{[\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{10}]_3\text{PO}_4\}$. Является ингибитором коррозии стали в смеси жидких углеводородов.

Тиоэфиры. Дибензилсульфид. Формула $(\text{C}_6\text{H}_5\text{CH})_2\text{S}$. Относительная плотность $d_{50}^{50} = 1,0712$. Температура плавления 49°C .

Нерастворим в воде. Растворим в этаноле, эфире. Является ингибитором коррозии железа в серной кислоте.

Метилфенилсульфид. Формула $C_6H_5SCH_3$. Является ингибитором коррозии стали в соляной кислоте.

Полисульфиды. Формула $R-S_n-R$. Являются ингибиторами коррозии черных металлов в нефти.

Сульфокислоты и их производные являются ингибиторами коррозии.

Контакт Петрова — смесь сульфокислот, получаемых при сульфировании керосинового и газойлевого дистиллята. Содержание основного вещества 50—55%. Маловязкая жидкость от темно-желтого до коричневого цвета. Растворяется в маслах, смешивается с водой. Поверхностное натяжение $\sigma_{ккм} = 38$ МН/м. Ингибитор коррозии. Биоразлагаемость 35—40% (10 мг/л). Не допускается к сбросу в водоемы. Анионоактивное ПАВ.

Ингибитор БМП — продукт нейтрализации мочевиной сульфированного масла АС-6. Темно-коричневая жидкость с относительной плотностью $d_4^{20} = 0,85$. Температура вспышки более 180 °С. Растворяется в маслах, топливах и неполярных органических растворителях. Анионоактивное ПАВ. Ингибитор атмосферной коррозии черных (сталь, чугун) и цветных (медь, ее сплавы, алюминий) металлов.

Ингибитор КСК — кальциевая соль сульфокислот, полученных при сульфировании минерального масла АС-6,5 серным ангидридом в растворе сернистого ангидрида. Маслянистая темно-коричневая жидкость с относительной плотностью $d_4^{20} = 0,915 \div 0,935$. Температура вспышки более 180 °С. Растворяется в маслах и органических растворителях. Анионоактивное ПАВ.

ГЛАВА 35

ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И ОСУШИТЕЛИ

Для предупреждения гидратообразования в скважинах, шлейфах и газопроводах, а также для осушки газа на установках промышленной подготовки и заводской переработки газа используют ингибиторы гидратообразования и осушители. Физико-химическая сущность технологических процессов предупреждения гидратообразования и осушки газа основывается на способности ряда жидких и твердых веществ поглощать пары воды из потока добываемого и обрабатываемого на промысле газа. Жидкие поглотители (табл. 35.1 и рис. 35.1) влаги или абсорбенты на газовых и газоконденсатных месторождениях применяют при ингибировании газовых потоков (предупреждение гидратообразования) и для осушки газов и жидкостей, а твердые поглотители — для осушки, очистки и отбензинивания газа.

Таблица 35.1

Физические свойства жидких поглотителей для осушки природного газа и предупреждения гидратообразования

Показатели	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль		Этанол	Метанол
Формула	$\text{HO}(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})\text{H}$	$\text{HO}(\text{C}_2\text{H}_2\text{O}_2)\text{H}$	$\text{HO}(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_3\text{H}$		$\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$	CH_3OH
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,17	194,32	46,09	32,04
Точка кипения при атмосферных условиях, °С	197,3	244,8	287,4	327,3	78,3	64,5
Точка замерзания при атмосферных условиях, °С	-13,0	-8,0	-7,2	-6,2	-114,4	-97,7
Точка вспышки при атмосферных условиях, °С	115,6	143,3	165,6	176,7		14,4
Упругость пара, мм рт. ст.	8,1 (при 90°С)	1,0 (при 90°С)	2,2 (при 90°С)	2,0 (при 156°С)	118,9 (при 37,8°С)	89 (при 20°С)
Критическое давление, МПа	7,85	4,75	3,37	2,65	6,11	8,11
Критическая температура, °С	372,0	408,0	442,2	474,4	243,1	240,0
Относительная плотность (воды равна 1) при 20 °С	1,1155	1,1184	1,1254	1,2480	0,7907	0,7931
Теплоемкость при 15,6 °С, кДж/(кг·°С)	2,311	2,240	2,060	2,177	2,114	2,470 (при 10°С)
Теплота парообразования при атмосферных условиях, кДж/кг	800,15	539,63	416,36	374,49	855,19	1102,53
Коэффициент теплопроводности при 20 °С, Вт/(м·°С)	0,2873	0,2492	0,2406		0,1510	0,2150
Поверхностное натяжение при 20 °С, мН/м	46,49	48,5	45,2		28,8	30,0
Индекс рефракции при 20 °С	1,4316	1,4472	1,4559	1,4595		1,3286
Вязкость при 20 °С, мПа·с	20,9	35,7	47,9	60,0	0,6	0,6

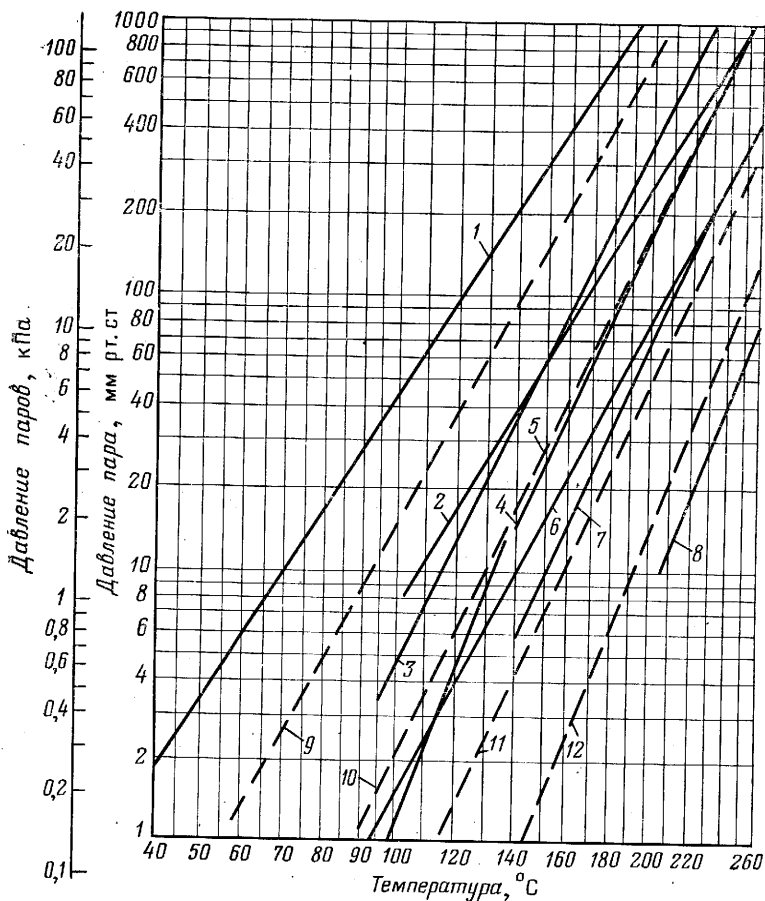


Рис. 35.1. Зависимость давления пара этаноламинов и гликолей от температуры:

1 — моноэтаноламин; 2 — пропиленкарбонат; 3 — дигликольмин; 4 — селексоль; 5 — диизопраноламин; 6 — сульфолан; 7 — диэтаноламин; 8 — триэтаноламин; 9 — этиленгликоль; 10 — диэтиленгликоль; 11 — триэтиленгликоль; 12 — тетраэтиленгликоль

В качестве жидких поглотителей влаги используют низкоатомные спирты (метанол, этанол), гликоли и их производные, растворы электролитов (хлористый кальций и др.).

Метиловый спирт (метанол) широко применяют в качестве ингибитора гидратообразования, при значительных отрицательных температурах — в качестве поглотителя для осушки и очистки природного газа от кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа). Метанол — первый представитель низших одноатомных спиртов. Представляет собой бесцветную жидкость, иногда с резким запахом (влияет способ производства и

очистка), смешивается с водой во всех отношениях без помутнения раствора и изменения окраски.

Метанол — токсичное вещество, при его использовании должны приниматься соответствующие меры предосторожности.

Товарный метанол, применяемый на газовых и газоконденсатных месторождениях, должен отвечать требованиям ГОСТ 2222—78Е (табл. 35.2). Допускается применение метанола технических сортов (табл. 35.3) : 1 — предгон и 2 — метанол-сырец.

Таблица 35.2

Технические требования на товарный метанол (по ГОСТ 2222—78Е)

Показатели	Синтетический	Лесохимический	
		I сорт	II сорт
Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без механических примесей		
Плотность d_4^{20} , г/см ³	0,791—0,793	0,793	0,795
Пределы кипения при атмосферных условиях, °С:			
начало, не ниже	64,0	64,0	63,5
конец, не выше	65,0	66,0	66,0
В этих пределах должно отгоняться по объему, %	≥99,0	≥98,0	≤97,0
Кислотное число, мг КОН на 1 г метанола, не более	0,03	0,02	0,04
Эфирное число, мг КОН на 1 г метанола	0,08	0,2	0,4
Содержание серы, %, не более	0,002	Не нормируется	
Содержание железа, %, не более	0,001	То же	

Таблица 35.3

Свойства технических сортов метанола

Показатели	1 сорт (предгон)	2 сорт (метанол-сырец)
Внешний вид	Бесцветная жидкость без механических примесей	Бесцветная или слабо-желтая жидкость без механических примесей
Плотность ρ_4^{15} , г/см ³	≤0,793	0,830
Содержание основного вещества по весу, %, не менее	84	84
Содержание диметилового эфира по весу, %, не более	—	3,5
Содержание воды по весу, %, не более	1,5	12,0
Формула приведения плотности при температуре испытаний выше 15 °С	$\rho_4^{15} = \rho_4^t + 0,00093(t-15)$	$\rho_4^{15} = \rho_4^t + 0,00073(t-15)$

Таблица 35.4

Плотность и вязкость метанола при отрицательных температурах

Температура, °С	Плотность, г/см ³		Вязкость жидкости, МПа·с	Температура, °С	Плотность, г/см ³		Вязкость жидкости, МПа·с
	Жидкость	Пар			Жидкость	Пар	
-80	0,8860	1,501·10 ⁻⁶	5,70	-30	0,8390	1,535·10 ⁻⁵	1,39
-70	0,8760	2,430·10 ⁻⁶	4,02	-20	0,8290	2,562·10 ⁻⁵	1,16
-60	0,8670	3,819·10 ⁻⁶	2,98	-10	0,8190	4,151·10 ⁻⁵	0,97
-50	0,8580	6,235·10 ⁻⁶	2,26	0	0,8100	5,620·10 ⁻⁵	0,82
-40	0,8470	9,517·10 ⁻⁶	1,75				

Таблица 35.5

Плотность водометанольных растворов (г/см³)

Весовая концентрация, %	Температура, °С				Весовая концентрация, %	Температура, °С			
	0	10	15	20		0	10	15	20
0	0,9999	0,9997	0,9997	0,9982	50	0,9287	0,9221	0,9188	0,9156
5	0,9914	0,9912	0,9904	0,9896	55	0,9191	0,9122	0,9087	0,9052
10	0,9842	0,9834	0,9825	0,9815	60	0,9090	0,9018	0,8982	0,8946
15	0,9780	0,9764	0,9752	0,9740	65	0,8980	0,8911	0,8873	0,8834
20	0,9725	0,9700	0,9683	0,9666	70	0,8869	0,8794	0,8755	0,8715
25	0,9666	0,9632	0,9570	0,9592	75	0,8754	0,8676	0,8634	0,8592
30	0,9604	0,9560	0,9537	0,9515	80	0,8634	0,8551	0,8510	0,8469
35	0,9534	0,9484	0,9458	0,9433	85	0,8510	0,8422	0,8381	0,8340
40	0,9459	0,9403	0,9374	0,9345	90	0,8374	0,8287	0,8245	0,8202
45	0,9377	0,9316	0,9284	0,9252	95	0,8240	0,8152	0,8107	0,8062
					100	0,8102	0,8009	0,7963	0,7917

Таблица 35.6

Вязкость водометанольных растворов (мПа·с)

Температура, °С	Весовая концентрация метанола в смеси, %									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
-10	4,58	5,70	6,15	6,12	5,33	4,30	3,20	2,20	1,68	1,15
0	2,60	3,17	3,40	3,46	3,18	2,63	2,15	1,73	1,31	0,90
20	1,35	1,60	1,78	1,80	1,75	1,63	1,43	1,15	0,89	0,60
30	1,02	1,20	1,32	1,35	1,33	1,25	1,13	0,93	0,72	0,50
40	0,80	0,93	1,02	1,07	1,05	1,00	0,90	0,75	0,60	0,45
60	0,55	0,60	0,65	0,68	0,66	0,65	0,60	0,52	0,48	0,35

Значения плотности, вязкости и температур замерзания водометанольных растворов зависят от их концентрации (табл. 35.4—35.7). Температура кипения водных растворов метанола увеличивается с ростом давления и снижением концентрации раствора. Температура замерзания водных растворов гликолей зависит от их концентрации (рис. 35.2).

Вязкость метанола при 15,6 °С составляет 0,817 МПа·с. Метанол летуч, упругость его паров (рис. 35.3), способность к са-

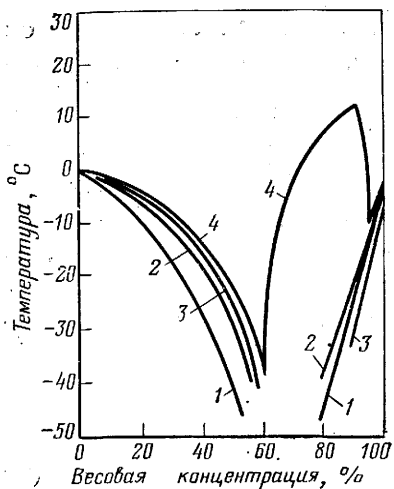


Рис. 35.2. Зависимость температуры замерзания водных растворов гликолей от их весовой концентрации:

1 — этиленгликоль; 2 — диэтиленгликоль; 3 — триэтиленгликоль; 4 — тетраэтиленгликоль

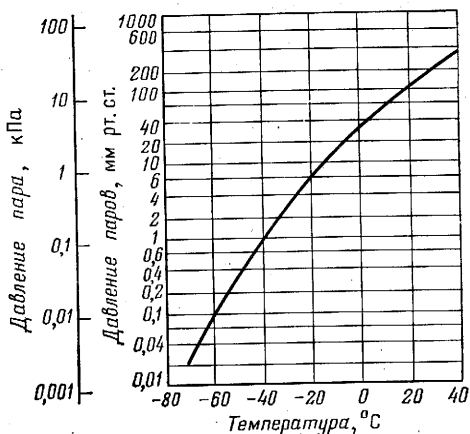


Рис. 35.3. Зависимость давления пара метанола от отрицательных температур

Таблица 35.7

Температура затвердевания водометанольных растворов (°С)

Весовая концентрация, %	Температура		Весовая концентрация, %	Температура		Весовая концентрация, %	Температура	
	начало	конец		начало	конец		начало	конец
10	-7,5	-8,0	60	-72,5	-96,0	90	-128,0	-137,0
20	-18,5	-20,3	70	-87,0	-116,0	95	-121,8	-132,0
30	-31,5	-35,0	80	-102,5	-132,0	97,5	-109,0	-113,0
40	-40,7	-54,0	85	-115,0	-137,0	100	-97,7	-97,8

мовоспламенению (464 °С) обуславливают требования к технике безопасности. Пределы взрываемости паров метанола с воздухом составляют (по объему): нижний — 6%, верхний — 34,8%.

Теплота сгорания паров метанола (745 кДж/кмоль) несколько выше теплоты сгорания жидкого метанола (729 кДж/кмоль).

Теплота парообразования метанола понижается с ростом температур и составляет:

Температура, °С	0	25	64,7	230
Теплота, кДж/кмоль	38,606	37,548	35,364	11,872

Метанол сочетает свойства слабого основания и еще более слабой кислоты. Однако в процессе эксплуатации желательно принимать меры по защите от коррозии. При сжигании метано-

ла образуются пары углекислого газа и воды. На воздухе он последовательно окисляется до формальдегида, муравьиной кислоты и углекислого газа.

В качестве ингибитора гидратообразования могут быть использованы технические сорта этилового спирта. Однако, учитывая специфические особенности, на промыслах его практически не применяют. Как заменитель этого реагента может быть использована эфираальдегидная фракция — побочный продукт производства синтетического этанола из этилена. Средний весовой состав эфираальдегидной фракции:

Этиловый спирт (этанол)	63
Диэтиловый эфир	33
Ацетальдегид	0,3
Вода	0,7

Гликоли широко применяют на промыслах в качестве ингибиторов гидратообразования и жидких осушителей (см. табл. 35.1, рис. 35.1, табл. 35.8).

Гликоли бесцветные или слабо-желтой окраски, сиропообразные, сладковатые жидкости без запаха или со слабым запахом, являются двухатомными спиртами жирного ряда. Упругость паров повышается с уменьшением молекулярной массы.

Таблица 35.8
Технические требования на товарные гликоли

Показатели	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Температура кипения, °С, при давлении мм рт. ст.:			
760	197,3	244,8	287,4
50	123	164	198
10	91	128	162
Содержание основного вещества, %, не менее	96	96,5	—
Пределы кипения при атмосферных условиях, °С:			
начало, не ниже	193	240	285
конец, не выше	200	250	290
В указанных пределах по объему должно отгоняться, %, не менее	90	90	85
Содержание воды, %	≤0,3	≤0,4÷0,5	≤0,4÷0,5
Температура воспламенения, °С:			
в закрытом тигле	111,1	123,9	155,1
на воздухе	—	350,5	173,9
Содержание ионов хлора, %, не более	0,001	Следы	—
Число омыления, мг КОН на 1 г продукта	—	Не более 0,40÷0,45	—
Ацетильное число, мг КОН на 1 г продукта	—	725÷765	—

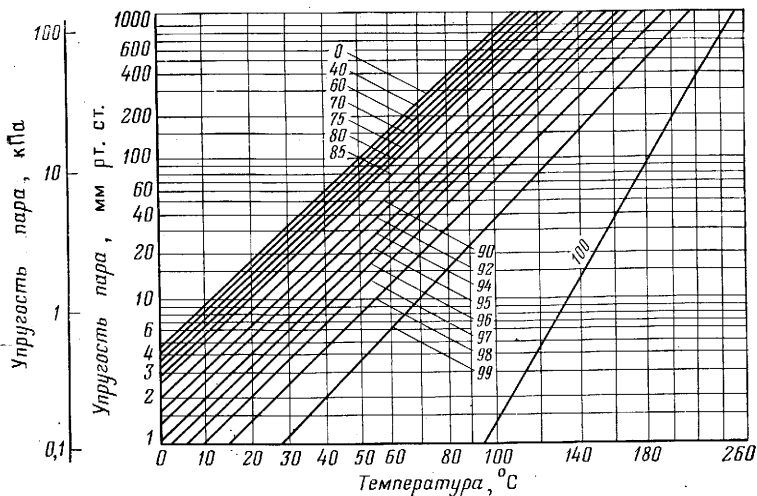


Рис. 35.4. Зависимость упругости пара водяных растворов диэтиленгликоля от температуры (цифры на линиях — весовая концентрация ДЭГ, %)

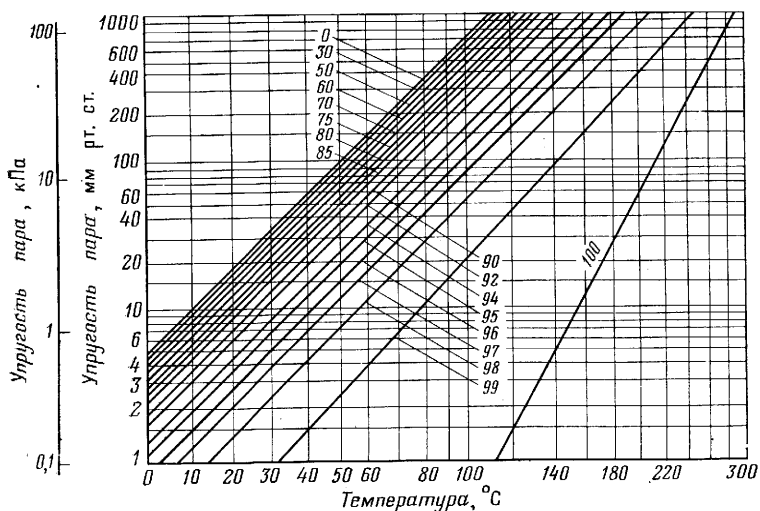


Рис. 35.5. Зависимость упругости пара водяных паров триэтиленгликоля от температуры (цифры на кривых — весовая концентрация ТЭГ, %)

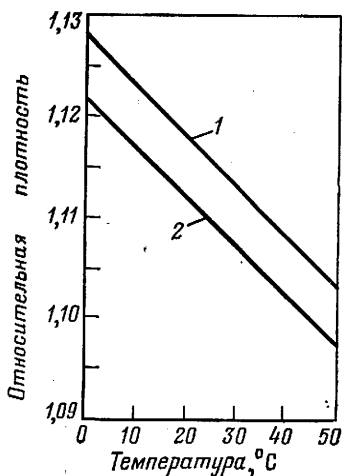


Рис. 35.6. Кривые изменения относительной плотности:
1 — 100%-ный ТЭГ; 2 — 100%-ный ДЭГ

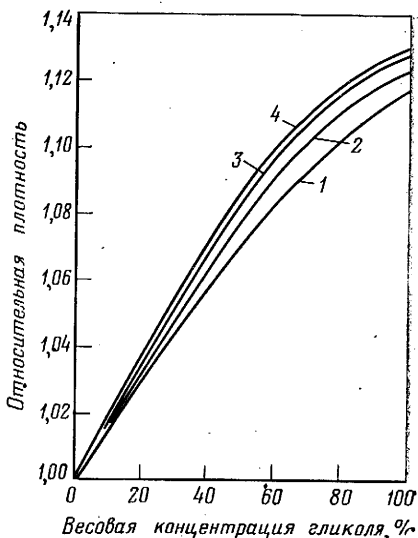


Рис. 35.7. Кривые изменения относительной плотности водных растворов гликолей:

1 — этиленгликоль; 2 — диэтиленгликоль;
3 — триэтиленгликоль; 4 — тетраэтиленгликоль

Упругость паров водных растворов гликолей зависит от температуры (рис. 35.4, 35.5).

Температура замерзания (см. рис. 35.2) и относительные плотности водных растворов гликолей зависят от концентрации (рис. 35.6, 35.7).

Гликоли смешиваются с водой в любых соотношениях. Поглощают пары воды из газовых потоков с тем большей активностью, чем выше концентрация раствора и молекулярная масса гликоля.

Плотность гликолей зависит от температуры и концентрации (рис. 35.8). Для этиленгликоля и его растворов плотность, коэффициент рефракции, температуры замерзания и теплоемкость представлены в табл. 35.9—35.12.

В сравнении с метанолом все гликоли являются более вязкими жидкостями. С понижением температуры вязкость гликолей растет (рис. 35.9). Теплоемкость гликолей повышается с увеличением температуры (рис. 35.10).

Температура кипения водных растворов триэтиленгликоля для его регенерации при атмосферном давлении и под вакуумом (200 мм рт. ст.) зависит от концентрации (рис. 35.11).

При отсутствии на промысле гликолей допускается использование в качестве ингибитора гидратообразования этилкарби-

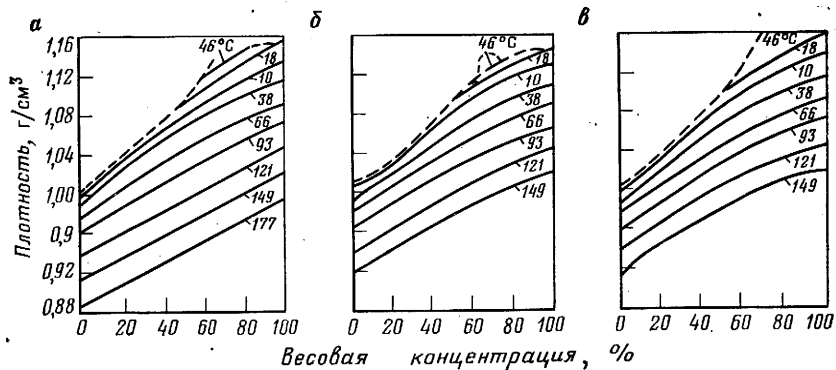


Рис. 35.8. Кривые плотности водяных растворов гликолей при различных температурах (штриховая линия — кривая замерзания; цифры на кривых — температура, °С):

а — этиленгликоль; б — диэтиленгликоль; в — триэтиленгликоль

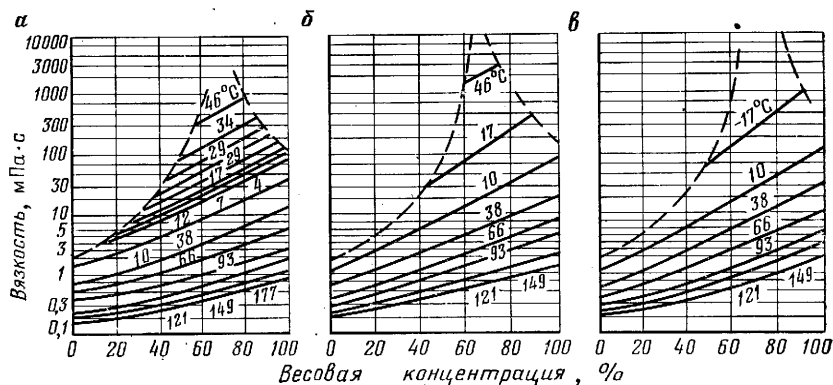


Рис. 35.9. Кривые вязкости водных растворов гликолей (штриховая линия — кривая замерзания; цифры на кривых — температура, °С):

а — этиленгликоль; б — диэтиленгликоль; в — триэтиленгликоль

тола, являющегося побочным продуктом производства эфиров гликолей. При синтезе этилцеллозольвы кубовый остаток (карбитольная фракция) содержит по весу в среднем (%): 51,4 моноэтилового эфира диэтиленгликоля, 46,15 этиленгликоля, 1,13 диэтиленгликоля, 0,18 этилцеллозольвы, 0,94 пропиленгликоля, 0,2 воды. Этилкарбитол — прозрачная, бесцветная или слегка темноватая жидкость с температурой замерзания — 60 °С. Температура кипения при атмосферных условиях 201,9 °С, при 20 °С плотность 0,9898 г/см³ и вязкость 4,5 мПа·с, коэффициент рефракции 1,4273; удельная теплоемкость 2,31 кДж/(кг·°С); температура вспышки в открытом тигле 90 °С.

Таблица 35.9

Плотность этиленгликоля (г/см³)

Температура, °С	Плотность	Температура, °С	Плотность	Температура, °С	Плотность
0	1,1270	70	1,0759	140	1,0206
10	1,1202	80	1,0680	150	1,0127
20	1,1132	90	1,0601	160	1,0048
30	1,1060	100	1,0522	170	0,9969
40	1,0988	110	1,0443	180	0,9890
50	1,0914	120	1,0364	190	0,9811
60	1,0836	130	1,0285	197	0,9752

Таблица 35.10

Относительная плотность и коэффициент рефракции водных растворов этиленгликоля

Весовая концентрация, %	Плотность		Коэффициент рефракции $n_{D_{154}}$	Весовая концентрация, %	Плотность		Коэффициент рефракции $n_{D_{154}}$
	d_{04}	d_{154}			d_{04}	d_{154}	
0	0,9998	0,9991	—	35	1,0537	1,0470	1,3682
5	1,0078	1,0051	1,3383	50	1,0756	1,0675	1,3842
10	1,0148	1,0125	1,3423	60	1,0885	1,0808	1,3952
15	1,0223	1,0190	1,3473	75	1,1064	1,0968	1,4101
20	1,0303	1,0260	1,3523	85	1,1152	1,1045	1,4191
25	1,0380	1,0333	1,3583	100	1,1257	1,1165	1,4335

Таблица 35.11

Температура замерзания водных растворов ЭГ

Весовая концентрация, %	Плотность, $d_{4^{20}}$	Температура, °С
26,4	1,0340	—10
36,4	1,0506	—20
45,6	1,0627	—30
52,6	1,0713	—40
58,0	1,0780	—50
63,1	1,0833	—60
66,7	—	—75
—	—	—
72,1	1,0923	—60
78,4	1,0983	—50

Таблица 35.12

Теплоемкость [кДж/(кг·°С)] водных растворов этиленгликоля

Весовая концентрация, %	Температура, °С		
	20,2	47,2	78,4
100	2,35	2,50	3,63
90	2,55	2,68	3,84
80	2,73	2,88	3,04
70	2,91	3,08	3,23
50	3,33	3,46	3,60
25	3,82	3,88	3,96

Раствор хлористого кальция — эффективный широко распространенный ингибитор гидратообразования.

Безводный хлористый кальций (CaCl₂, молекулярная масса 111) представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе. Плот-

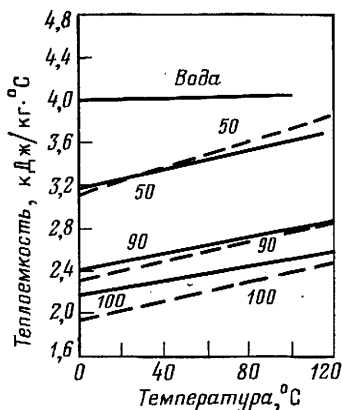


Рис. 35.10. Кривые теплоемкости растворов гликолей (цифры на кривых — весовая концентрация гликолей, %)

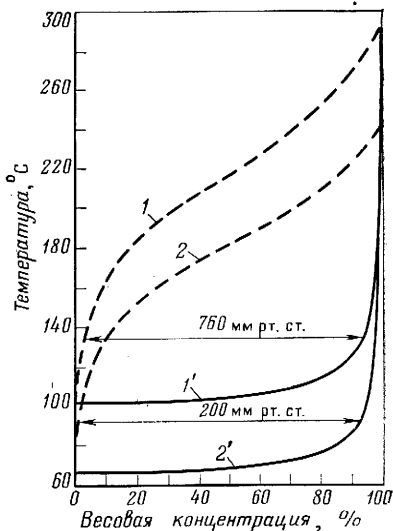


Рис. 35.11. Температура кипения (кривые 1 и 2) и конденсации (кривые 1' и 2') водных растворов триэтиленгликоля:

1, 1' — регенерация при 760 мм рт. ст.; 2, 2' — регенерация при 200 мм рт. ст.

Таблица 35.13

Характеристика различных сортов хлористого кальция

Сорт	Весовое содержание основного вещества, %	Размер частиц, мм	Насыпная плотность, г/см ³
Технический обезвоженный по ГОСТ 450—77	95,0	>0,01	0,60—0,70
1 (циклонный)	95,0	>0,01	0,60—0,70
2 (башенный)	85,0	>0,2	0,55—0,60
Гранулированный по ГОСТ 4161—67	74,0	От крупинок до 30 и более	0,90—0,97
Технический обезвоженный по ГОСТ 450—77, сорт 2	85,4	25—30	0,43—0,50
		20—25	0,44—0,51
		15—20	0,46—0,53
		10—15	0,48—0,55
		5—10	0,52—0,60
То же	88,7	≤5	0,65—0,74
		Смесь 5—30	0,50—0,57
		Смесь 5—25	0,51—0,58

Таблица 35.14

Технические требования к хлористому кальцию (по ГОСТ 450—77)

Показатели	Безводный		Плавленный		Жидкий	
	1 сорт	2 сорт	1 сорт	2 сорт	1 сорт	2 сорт
Химическая формула	CaCl ₂		CaCl ₂	2H ₂ O	CaCl ₂	
Фазовое состояние	Твердый		Твердый		Жидкость	
Внешний вид	Пористые кусочки, гранулы или порошок		Монолитная глыба по форме тары		»	
Расфасовка	Металлические барабаны из оцинкованной жести вместимостью 100 л		Металлические барабаны из черного железа массой 180 кг		Железнодорожные цистерны и железные бочки	
Содержание, %:						
CaCl ₂ , не менее	95	85	67	67	38	32
MgCl ₂ , не более	0,6	Не нормируется	0,3	Не нормируется	Не нормируется	
железа, не более	0,004	—	0,02	0,05	0,01	0,01
хлоридов в пересчете на NaCl, не более	2	—	2	Не нормируется	2	3
сульфатов в пересчете на SO ₄ , не более	0,06	Не нормируется	Не нормируется		Не нормируется	
хлорноватистокислого калия (KClO ₃), не более	Отсутствует		Отсутствует	2,7	Отсутствует	1,2
нерастворимого в воде остатка, не более	0,2	—	0,2	0,5	0,03	0,2

Таблица 35.15

Относительная плотность d_4^t растворов хлористого кальция CaCl₂

Весовая концентрация, %	Температура, °C									
	-5	0	20	30	40	60	80	100	120	140
2	—	1,0171	1,0148	1,0120	1,0084	0,9994	0,9881	0,9881	0,9596	0,9428
4	—	1,0346	1,0316	1,0286	1,0249	1,0158	1,0046	0,9915	0,9765	0,9601
8	1,0708	1,0703	1,0659	1,0626	1,0586	1,0492	1,0382	1,0257	1,0111	0,9954
12	1,1083	1,1072	1,1015	1,0978	1,0937	1,0840	1,0730	1,0610	1,0466	1,0317
16	1,1471	1,1454	1,1386	1,1345	1,1301	1,1202	1,1092	1,0973	1,0835	1,0691
20	1,1874	1,1853	1,1775	1,1730	1,1684	1,1581	1,1471	1,1352	1,1219	1,1080
25	—	1,2376	1,2284	1,2236	1,2186	1,2079	1,1965	1,1846	—	—
30	—	1,2922	1,2816	1,2764	1,2709	1,2597	1,2478	1,2359	—	—
35	—	—	1,3373	1,3316	1,3255	1,3137	1,3013	1,2893	—	—
40	—	—	1,3957	1,3895	1,3826	1,3700	1,3571	1,3450	—	—

Таблица 35.16

Параметры водных растворов хлористого кальция (при 20 °С)

Чистый раствор			Технический раствор		
Весовая концентрация, %	Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа·с	Весовая концентрация, %	Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа·с
5	1,04	1,10	11,22	1,10	1,55
10	1,09	1,27	21,53	1,20	2,30
15	1,13	1,52	30,53	1,30	3,99
20	1,18	1,89	34,80	1,35	6,02
25	1,23	2,54	38,50	1,39	8,94
30	1,28	3,60	39,40	1,40	10,16
35	1,30	5,10	43,30	1,45	17,80

Таблица 35.17

Изменение концентрации, температуры замерзания и температуры кипения растворов хлористого кальция от плотности

Плотность, г/см ³	Весовая концентрация, %	Температура, °С		Плотность, г/см ³	Весовая концентрация, %	Температура, °С	
		замерзания	кипения			замерзания	кипения
1,00	0,1	0,0	—	1,26	27,5	—38,6	108,82
1,05	5,9	—3,0	—	1,27	28,4	—43,0	109,40
1,10	11,5	—7,1	102,3	1,28	29,4	—50,1	110,02
1,15	16,8	—12,7	103,81	1,286	30,0	—55,0	110,34
1,20	21,9	—21,2	105,82	1,336	35,0	—20,0	114,40
1,25	26,6	—34,6	108,30	1,386	40,0	0,0	119,10

ность кристаллов 2,15 г/см³, температура плавления 772 °С. Водные растворы хлористого кальция имеют иногда бледно-желтый или желтый цвет, что обусловлено примесями железа. Растворимость в 100 г воды при 20 °С составляет 74,5 г, при 100 °С — 159 г. Поверхностная влагоемкость хлористого кальция при 25 °С и относительной влажности воздуха в интервале 36—95% составляет 1—8,4 кг/кг. Расплав хлористого кальция может служить неплохим теплоносителем.

Отечественная промышленность выпускает безводный, плавный и жидкий хлористый кальций по ГОСТ 450—77 (табл. 35.13—35.17). На промыслах, как правило, хлористый кальций применяют в качестве ингибитора гидратообразования при весовой концентрации 30—35%.

ГЛАВА 36

АДСОРБЕНТЫ

Адсорбенты или твердые поглотители в газовой промышленности используют для осушки, очистки и отбензинивания природного газа.

Таблица 36.1

Техническая характеристика адсорбентов

Показатели	Бокситы
Форма частиц	Разная
Размер частиц, мм	»
Внутренняя пористость, %	25—35
Насыпная плотность, кг/м ³	690—960
Средний диаметр пор, 10 ⁻⁹ м	80—400
Средняя активная адсорбирующая поверхность, м ² /г	25—150
Адсорбционная вместимость сухого поглотителя, г/г	0,04—0,15
Теплоемкость, кДж/(кг·°С)	0,84
Теплопроводность, кДж/(м ² ·ч·°С)	810—880
Максимальная теплота адсорбции, отнесенная к единице массы поглощенного вещества, кДж/кг	—
Область применения	Осушка

Примечание. Г — гранулы; Ц — цилиндры; Т — таблетки; Ш — шарики; П — по

Процессы адсорбции можно проводить на многих твердых веществах, обладающих микро- или макропористостью и трещиноватостью, т. е. на веществах, имеющих развитую внутреннюю поверхность, которая несоизмеримо больше в сравнении с внешней поверхностью частиц адсорбента. Несмотря на это, в промышленности для осушки и очистки газов применяют адсорбенты, приготовленные на основе различных видов кремнезема, окиси алюминия, угля, силикагелей и природных и синтетических цеолитов (молекулярных сит).

Адсорбенты на основе кремнезема и окиси алюминия служат в основном для обезвоживания газов.

Активированный уголь чаще может быть использован для поглощения паров органических веществ, в том числе паров тяжелых углеводородов.

Цеолиты, особенно синтетические, можно применять как для осушки, так и для очистки газов.

Технические требования, предъявляемые к адсорбентам, обычно зависят от технологического процесса (табл. 36.1, 36.2). При выборе обращают внимание на следующие характеристики адсорбента:

возможность получения более развитой поверхности для увеличения производительности адсорбционных установок;

высокую активность поглощения компонентов, которые предполагается извлекать из обрабатываемых потоков;

достаточно большие скорости массопередачи;

Глиноземы	Гели	Цеолиты	Угли
Г, Ц, Т, Ш, П 0,6—6,0 25—40 480—850 60—200 100—300	Г, Ш, П 2,4—4,0 30—40 400—770 35—140 200—900	Ц, Ш, П 1,6—3,2 30—55 480—800 3—10 500—800	Г, Ц, П 0,6—5,0 45—80 160—560 20—65 600—1600
0,10—0,25	0,14—1,0	0,20—0,65	1—50
1,01—1,05 800—1180 —	0,92 800 —	0,84 — 4200	— —
Осушка	Осушка, извлечение углеводов	Осушка, извлечение углеводов, очистка	Извлечение углеводов, очистка

рошок.

возможность легкой и экономичной регенерации;

способность сохранять адсорбционные свойства в течение эксплуатационного срока службы при многократных сменах циклов адсорбции и регенерации;

высокую механическую прочность в целях предотвращения разрушения и образования пыли;

интервал свойств, характеризующих их токсичность, коррозионность, химическую активность, плотность, экономичность применения.

Промышленные адсорбенты имеют различные размеры пор (мм), в соответствии с которыми подразделяются на три группы:

Макропористые	$2 \cdot 10^{-4}$
Микропористые	$6 \cdot 10^{-6}$
Смешанные	$2 \cdot 10^{-4} - 6 \cdot 10^{-6}$

Удельная поверхность адсорбентов увеличивается с уменьшением размера пор. В целях повышения производительности установок предпочтительнее использовать микропористые адсорбенты. Однако стоимость микропористых адсорбентов значительно превышает стоимость макропористых. Товарные адсорбенты, обычно применяемые в промышленных установках, обладают адсорбционной поверхностью 500—800 м²/г адсорбента.

Товарные адсорбенты объединяют в следующие группы.

Бокситы — природные минеральные адсорбенты, состоящие главным образом из окислов алюминия.

Глиноземы — адсорбенты, представляющие производный продукт переработки бокситов.

Гели — адсорбенты, изготовленные химическим путем в результате обезвоживания гелей сложных кислот. В подавляющем большинстве для адсорбционных процессов используют гели, выработанные на основе кремнезема — силикагеля (табл. 36.3), а также алюмогели.

Цеолиты — природные и синтетические минералы, являющиеся водными алюмосиликатами катионов элементов первой и второй групп Периодической системы Д. И. Менделеева. Наиболее часто используются синтетические цеолиты на основе калия, натрия, кальция, алюминия и кремния. Синтетические цеолиты, в особенности микропористые с однородной структурой пор, в адсорбционном процессе проявляют молекулярно-ситовые свойства (отсюда их второе название — молекулярные сита), что весьма важно для избирательного разделения компонентов с близкими свойствами.

Угли — продукт особой переработки угля (сухая перегонка) и активации (прокаливание до 900 °С, экстракция, ввод активирующих добавок) с целью получить материал, имеющий высокую адсорбционную способность.

Избранная группировка адсорбентов осуществлена по принципу возрастания активной адсорбирующей поверхности материалов.

Адсорбенты первых четырех групп могут служить для обезвоживания потоков. Уголь, обладающий отрицательной активностью по влаге, используют в основном для извлечения из обрабатываемых потоков тяжелых углеводородов. Материалы из групп гелей и цеолитов наряду с обезвоживанием потоков могут быть использованы для извлечения тяжелых углеводородов и нежелательных примесей.

Характеристика адсорбента обычно определяется рядом показателей, из которых четыре являются основными:

1) адсорбционная вместимость сухого поглотителя по отношению к поглощаемому веществу (по весу), которая всегда может быть измерена в процентах или в граммах поглощаемого вещества на 100 г поглотителя;

2) режим равновесия, определяющий при заданных давлении и температуре процесса адсорбции полноту использования адсорбционной вместимости и сухого поглотителя;

3) скорость процесса или его динамические, кинетические характеристики, ограничивающие характеристики системы;

4) механизм процесса адсорбции с выводом уравнения материального баланса.

Техническая характеристика цеолитов

Показатели	3A	4A	5A	10X	13X
Средний диаметр пор, 10^{-9} м	3	4	5	8	10
Насыпная плотность, кг/м^3 , для:					
порошка	30	30	30	30	30
прочих частиц	47	45	43	36	38
Адсорбционная емкость сухого поглотителя, г/г, для:					
порошка	0,230	0,285	0,280	0,360	0,360
прочих частиц	0,200	0,220	0,215	0,280	0,285
Адсорбируемые молекулы*, 10^{-9} м	≤ 3 (включая H_2O и NH_3)	≤ 4 (включая этанол, H_2S , CO_2 , SO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 и C_3H_8)	≤ 5 (включая $n\text{-C}_4\text{H}_9\text{OH}$, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$, C_6H_6 , $\text{C}_3\text{H}_8 \div \text{C}_{22}\text{H}_{46}$, $R=12$)	≤ 8 (включая изопарафины, олефины)	≤ 10
Неадсорбируемые молекулы, 10^{-9} м	≥ 3 (например, этан)	≥ 4 (например, пропан)	≥ 5 (например, изокомпоненты и циклические)	≥ 8 (например, ди-н-бутил-амин)	≥ 10 (например, $(\text{C}_4\text{F}_9)_3\text{N}$)
Преимущественная область применения	Обезвоживание ненасыщенных газов, осушка полярных жидкостей (метанол, этанол)	Обезвоживание насыщенных газов, очистка от кислых компонентов	Извлечение углеводородов нормального ряда	Извлечение углеводородов ароматического ряда	Обезвоживание газов, удаление H_2S и CO_2 , извлечение меркаптанов и углеводородного конденсата

* Адсорбируются также молекулы, указанные для предыдущих типов цеолитов.

Таблица 36.3

Характеристика силикагелей различных марок (по ГОСТ 3956—76Е)

Показатели	Кус			
	мелкопористый			
	КСМ	ШСМ	МСМ	АСМ
Размер зерен, мм	2,7—7	1,5—3,5	0,25—2	0,2—0,5
Механическая прочность, %, не менее	92	80	Не нормируется	
Насыпная масса в пересчете на силикагель, высушенный при 150 °С, г/л, не менее	670	670	670	670
Влагоемкость по водяным парам при 20 °С и относительной влажности, %, не менее:				
20	9,5	9,5	9,0	9,0
40	20,0	20,0	20,0	19,0
60	29,0	29,0	29,0	28,0
100	35	35	35	35
Упрочняющая добавка окиси алюминия, %	—	—	—	—

Первые два показателя определяют статические характеристики адсорбентов по отношению к поглощаемому веществу. По ним можно выбрать адсорбент для поглощения заданного компонента из обрабатываемого потока. Однако выбор адсорбента только по первым двум показателям оказывается недостаточным для практических целей. Правильные проектные решения по выбору скорости адсорбционного процесса и решению уравнения материального баланса могут в известной степени сгладить несоответствие статистических характеристик различных адсорбентов.

ГЛАВА 37

ПОГЛОТИТЕЛИ ДЛЯ АБСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ

Для абсорбционной очистки природного газа от кислых компонентов (H_2S , CO_2 , SO_2 , меркаптаны, сероуглерод и т.д.) могут быть использованы различные поглотители (растворители) указанных примесей, присутствие которых в газе в процессе промыслового сбора и магистрального транспорта нежелательно.

При физической абсорбции обычно применяют воду, органические растворители-неэлектролиты, не реагирующие с растворимым газом, и их водные растворы.

При химической абсорбции (хемосорбции) молекулы поглощаемого вещества вступают в реакцию с активным компонентом

ковой				Гранулированный			
крупнопористый				мелкопористый		крупнопористый	
КСК	ШСК	МСК	ЛСК	КСМ	ШСМ	КСК	ШСК
2,7—7 80	1,5—3,5 60	0,25—2 Не нормируется	0,2—0,5	2,7—7 94	1,0—3,5 85	2,7—7 86	1,0—3,5 62
400—500	400—500	400—500	400—500	670	670	400—500	400—500
	Не нормируется То же			9,0 16,0	9,0 16,0	Не нормируется То же	
70	70	70	70	35	35	Не нормируется 70	70
—	—	—	—	4—10	4—10	—	—

абсорбента. Большинство реакций, протекающих при очистке, являются экзотермическими и обратимыми. Поэтому при повышении температуры раствора образующееся химическое соединение разлагается с выделением исходных компонентов.

При выборе поглотителей для очистки газов к ним предъявляют следующие основные требования.

1. Абсорбционная емкость растворителя должна характеризоваться количеством поглощаемого вещества (зависит от давления и температуры), растворимость должна влиять на циркуляционный расход абсорбента, расход электроэнергии, расход тепла на десорбцию и на условия десорбции. В практических

Таблица 37.1

Растворимость (г/100 г воды) двуокиси углерода (CO₂) в воде

Давление, МПа	Температура, °С								
	12	18	25	31	35	40	50	75	100
25	—	3,86	—	2,80	2,56	2,30	1,92	1,35	1,06
5	7,03	6,33	5,38	4,77	4,39	4,02	3,41	2,49	2,01
7,5	7,18	6,69	6,17	5,80	5,51	5,10	4,45	3,37	2,82
10	7,27	6,72	6,28	5,97	5,76	5,50	5,07	4,07	3,49
15	7,59	7,07	—	6,25	6,03	5,81	5,47	4,86	4,49
20	—	—	—	6,48	6,29	6,28	5,76	5,27	5,08
30	7,86	7,35	—	—	—	—	6,20	5,83	5,84
40	8,12	7,77	7,54	7,27	7,06	6,89	6,58	6,30	6,40
50	—	—	—	7,65	7,51	7,26	—	—	—
70	—	—	—	—	—	—	7,58	7,43	7,61

Таблица 37.2

Физические свойства этаноламиновых и других поглотителей для очистки

Показатели	Моноэтаноламин	Диэтаноламин	Триэтаноламин
Формула	$(\text{HOС}_2\text{H}_4)\text{NH}_2$	$(\text{HOС}_2\text{H}_4)_2\text{NH}$	$(\text{HOС}_2\text{H}_4)_3\text{NH}$
Молекулярная масса	61,08	105,14	148,19
Точка кипения при атмосферных условиях, °С	170,5	269,0	360,0
Точка замерзания при атмосферных условиях, °С	10,5	28,0	(разложение) 22,4
Точка вспышки при атмосферных условиях, °С	93,3	137,8	185,0
Упругость пара, мм рт. ст.	6,1 (при 60 °С)	5,9 (при 140 °С)	18,0 (при 220 °С)
Критическое давление, МПа	6,1	3,34	2,5
Критическая температура, °С	350,0	442,1	514,3
Критический удельный объем кг/м ³	310		
Плотность относительная при 20 °С	1,0179	1,0919	1,1258
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1018	1095	1124
Теплоемкость при 15,6 °С, кДж/(кг·°С)	2,546	2,512	2,931
Теплота парообразования при атмосферных условиях, кДж/кг	(при 20 °С) 825,73	669,89 (при 73 мм рт. ст.)	534,98
Коэффициент теплопроводности при 20 °С, Вт/(м·°С)	0,2561	0,2198	—
Теплота реакции при поглощении кислых газов, кДж/кг:			
H ₂ S	—1516,6	—1146,7	—930,4
CO ₂	—1872,4	—1511,9	—1465,4
Вязкость при 20 °С, мПа·с	24,1	350	1013
Индекс рефракции при 20 °С	1,4539	1,4776	1,4852

условиях, если абсорбционная вместимость выше 20 м³/м³, расход электроэнергии мало отражается на общих затратах на очистку.

2. Селективность растворителя должна характеризовать возможность растворителя избирательно абсорбировать из газов одну из двух примесей с минимальным поглощением другой примеси. Селективность, выражаемая отношением растворимости двух примесей, позволяет рассчитывать степень загрязнения извлекаемого газа другой примесью, а также позволяет оценивать целесообразность и необходимость усложнения технологической схемы для снижения потерь в очищаемом газе менее

природного газа

Дигликольамин	Диизопропанол-амин	Селексольт	Пропиленкарбонат	Сульфолан
$(OC_2H_4)_2NH_2$	$(HOC_3H_7)_2NH$	Диметилвый эфир полиэтиленгликоля	$C_3H_6CO_3$	$C_4H_8SO_2$
105,14 221,1	133,19 248,7	280 270,0	102,09 238,9	120,17 285,0
-12,5	42,0	-28,9	-49,2	27,6
126,7	123,9	151,1	132,2	176,7
62,0 (при 150 °C)	—	0,01 (при 25 °C)	52,0 (при 150 °C)	0,0007 (при 43 °C)
3,85 402,6 318	3,84 109,4	— —	— —	5,39 545,4
1,0572	0,989	1,0528	1,2030	1,2680
1058 (при 15,6 °C)	999 (при -2 °C)	1031 (при 25 °C)	1205,7	1270,8
2,931	2,889 (при -2 °C)	2,052 (при 4,4 °C)	1,403	1,507 (при 30 °C)
509,72	430,31	—	483,81	524,98 (при 100 °C)
0,2094	—	0,1904 (при 25 °C)	0,2077	0,1973 (при 37,8 °C)
-1567,7 -1977,1 40 (при 15,6 °C)	— — 870 (при 30 °C)	-441,9 -302,4 5,8 (при 25 °C)	-1,721 -1,628 19,4 (при -40 °C)	— — 10,3 (при 30 °C)
1,4598	1,4542 (при 45 °C)	—	1,4209	1,4810 (при 30 °C)

растворимого компонента. При возрастании циркуляционного расхода растворителя в системе возрастают и потери менее растворимой примеси.

3. Давление насыщенных паров растворителя при температуре абсорбции должно быть минимальным, чтобы избежать потерь растворителя от испарения и загрязнения обрабатываемых газовых потоков этим растворителем. Промывка очищенных газов водой снижает эти потери, но при высокой упругости паров она связана с большим расходом тепла на ректификацию водных растворов.

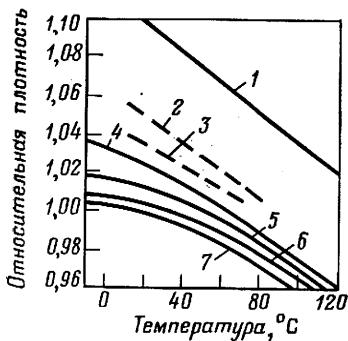


Рис. 37.1. Кривые относительной плотности этаноламинов:

1 — гликольамин (75% ДЭГ; 20% МЭА; 5% H_2O); 2 — 100% МЭА; 3 — гликольамин (50% ДЭГ; 25% МЭА; 25% H_2O); 4 — 50% МЭА; 5 — 30% МЭА; 6 — 15% МЭА; 7 — вода

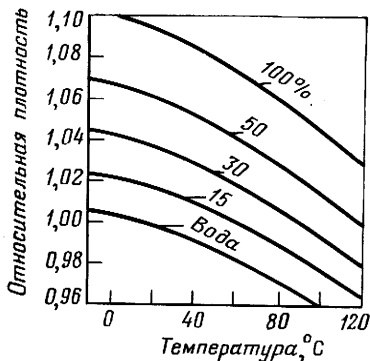


Рис. 37.2. Кривые относительной плотности растворов диэтаноламина (цифры на кривых — весовая концентрация, %)

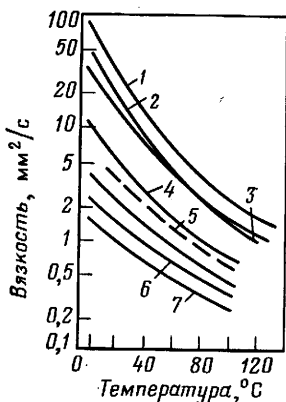


Рис. 37.3. Кривые вязкости растворов этаноламинов:

1 — гликольамин (75% ДЭГ; 20% МЭА; 5% H_2O); 2 — 100% МЭА; 3 — гликольамин (50% ДЭГ; 25% МЭА; 25% H_2O); 4 — 50% МЭА; 5 — 30% МЭА; 6 — 20% МЭА; 7 — вода

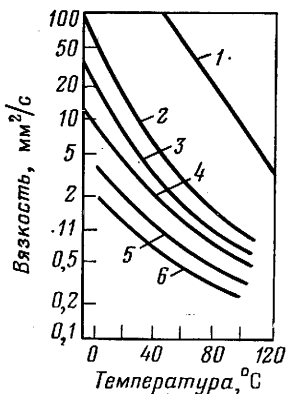


Рис. 37.4. Кривые вязкости растворов диэтаноламина:

1 — 100% ДЭА; 2 — 50% ДЭА; 3 — 40% ДЭА; 4 — 30% ДЭА; 5 — 20% ДЭА; 6 — вода

Другие требования к растворителю должны регламентировать: термическую устойчивость растворителя, инертность к примесям, содержащимся в очищаемом газе; коррозионную активность; стоимость.

Следует отметить, что абсорбционная емкость большинства поглотителей по отношению к сероводороду выше, чем по отношению к двуокиси углерода. Скорость абсорбции H_2S также больше скорости абсорбции CO_2 . Вследствие этого при

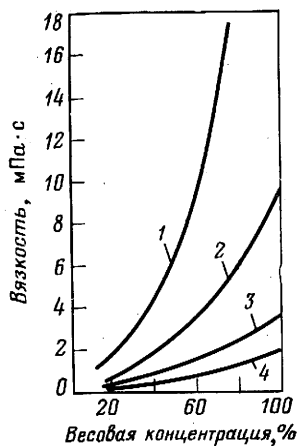


Рис. 37.5. Кривые вязкости растворов моноэтаноламина при температуре, °С: 1 — 20; 2 — 50; 3 — 80; 4 — 100

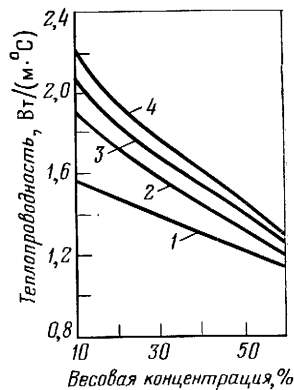


Рис. 37.6. Кривые теплопроводности растворов МЭА при температуре, °С: 1 — 10; 2 — 30; 3 — 50; 4 — 70

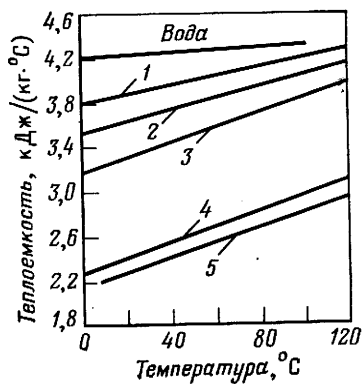


Рис. 37.7. Кривые теплоемкости растворов этаноламинов: 1 — 15% МЭА; 2 — 30% МЭА; 3 — 50% МЭА; 4 — гликольамин (77,41% ДЭГ; 17,49% МЭА; 5,1% Н₂О); 5 — гликольамин (77,41% ДЭГ; 17,49% МЭА; 5,1% Н₂О; СО₂: МЭА = 0,3)

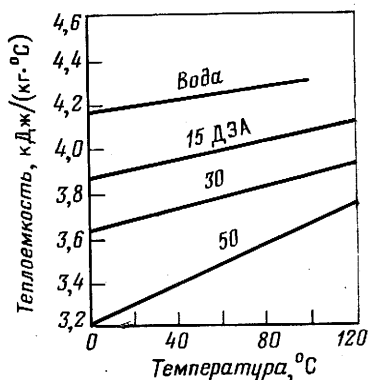


Рис. 37.8. Кривые теплоемкости растворов диэтаноламина (цифры на кривых — весовая концентрация раствора, %)

расчете совместной очистки газа от СО₂ и Н₂S сдерживающим процессом является поглощение двуокиси углерода.

Вода — наиболее известный и универсальный растворитель (табл. 37.1). При ее растворении СО₂ в растворе преимущественно находится в свободном виде, частично образуемая слабая угольная кислота диссоциирует на Н⁺ и НСО₃⁻. Рост

Таблица 37.3

Давление паров воды (мм рт. ст.) над растворами этаноламинов

Температура, °С	Концентрация 0,25 мольной доли			Концентрация 0,50 мольной доли			Концентрация 0,75 мольной доли		
	МЭА	ДЭА	ТЭА	МЭА	ДЭА	ТЭА	МЭА	ДЭА	ТЭА
30	19,1	18,2	21,9	11,2	11,5	13,2	5,3	4,3	6,4
50	61,7	53,8	64,6	37,2	39,0	40,7	17,8	19,1	20,5
75	224,0	191,0	204,0	144,0	145,0	141,0	61,0	63,1	74,2
100	631,0	646,0	661,0	479,0	458,0	436,0	235,0	214,0	235,0

Таблица 37.4

Растворимость двуокиси углерода (CO₂) в пропиленкарбонате под давлением (м³/м³)

При 25 °С		При 25 °С		При 40 °С		При 40 °С		При 40 °С	
р, МПа	Растворимость	р, МПа	Растворимость	р, МПа	Растворимость	р, МПа	Растворимость	р, МПа	Растворимость
0,282	8,5	0,865	28,5	0,220	5,0	0,850	20,8	1,345	36,7
0,305	9,2	0,890	29,0	0,297	6,8	0,907	22,4	1,430	39,5
0,320	9,7	1,033	32,6	0,335	7,8	0,950	24,8	1,536	41,8
0,600	19,0	1,115	37,4	0,527	12,0	1,098	27,3	1,655	45,6
0,623	19,2	1,295	44,1	0,580	13,6	1,122	28,6		
0,863	28,4	1,580	58,5	0,593	13,5	1,313	34,6		

давления и снижение температуры приводят к повышению растворимости CO₂ в воде.

Этаноламиновые растворы служат для проведения процессов химической абсорбции. Их наиболее широко применяют для очистки газов от H₂S и CO₂. Этаноламины — бесцветные вязкие гигроскопические жидкости, смешивающиеся с водой и низшими спиртами во всех отношениях. Этаноламины почти нерастворимы в неполярных растворителях и в значительной степени ассоциированы, очевидно, за счет образования водородных связей.

Этаноламины синтезируют из окиси этилена и аммиака (табл. 37.2, рис. 37.1—37.8).

Технические требования к товарному моноэтаноламину (ТУ 2277—50)

Весовое содержание, %:	
МЭА, не менее	80
ДЭА+ТЭА, не более	6
железа, не более	0,02
воды, не более	14
Относительная плотность при 20 °С	1,02—1,08

Таблица 37.5

Данные по равновесию CO₂ над растворами этаноламинов

Температура, °С	Нормальность по амину	Парциальное давление CO ₂ , мм рт. ст.	Концентрация CO ₂ в жидкости, моль/л амина	Температура, °С	Нормальность по амину	Парциальное давление CO ₂ , мм рт. ст.	Концентрация CO ₂ в жидкости, моль/л амина	Температура, °С	Нормальность по амину	Парциальное давление CO ₂ , мм рт. ст.	Концентрация CO ₂ в жидкости, моль/л амина
Моноэтаноламин				Диэтаноламин				Триэтаноламин			
0	0,5	745,8 256,3 45,3 10,6	1,110 0,990 0,817 0,675	0	0,5	750,7 242,7 271,6 79,1 11,0	1,119 1,044 1,035 0,883 0,741	0	0,5	756,4 258,9 100,3 45,6 10,7	1,100 0,943 0,805 0,645 0,378
25	0,5	735,7 251,8 99,6 44,2 10,8	1,004 0,886 0,795 0,720 0,607	25	0,5	732,3 249,6 97,9 44,3 11,0	0,987 0,912 0,797 0,714 0,551	25	0,5	739,3 253,6 99,3 44,5 10,5	0,921 0,715 0,512 0,375 0,191
50	0,5	661,3 228,3 40,1	0,880 0,757 0,596	50	0,5	666,4 241,2 70,8 10,1	0,883 0,778 0,588 0,336	50	0,5	658,7 229,1 88,2 40,3 8,3	0,623 0,408 0,262 0,162 0,0812
75	0,5	475,8 130,3 50,0	0,685 0,584 0,476	75	0,5	474,5 129,8 50,0	0,630 0,456 0,355	75	0,5	474,7 129,9 50,1	0,327 0,177 0,116
0	2,0	754,4 206,1 79,4 11,4	0,900 0,776 0,718 0,601	0	2,0	751,0 272,1 80,1 11,5	0,936 0,837 0,752 0,604	25	1,0	723,0 259,0 96,7 43,4 10,8 1,4	0,805 0,612 0,424 0,294 0,161 0,0587
25	2,0	736,4 252,2 98,6 44,2 10,6	0,795 0,697 0,623 0,589 0,527	25	2,0	735,5 729,0 249,9 99,3 44,3 10,5	0,753 0,813 0,717 0,633 0,553 0,451	0	2,0	752,0 259,3 100,4 45,8 10,7	0,954 0,818 0,662 0,484 0,263
50	2,0	668,2 183,1 70,9 10,1	0,698 0,607 0,556 0,489	50	2,0	668,4 242,3 183,8 71,0 10,2	0,680 0,562 0,548 0,489 0,302	25	2,0	734,0 99,5 45,4 11,0 1,4	0,715 0,316 0,209 0,093 0,0332
75	2,0	477,0 130,6 51,1	0,560 0,474 0,430	75	2,0	488,6 133,3 51,1	0,464 0,356 0,263	50	2,0	662,8 230,3 88,7 40,4	0,382 0,216 0,130 0,0791
0	5,0	751,5 272,2 206,2 80,1 11,5	0,761 0,679 0,649 0,600 0,600	0	5,0	755,1 206,3 79,4	0,762 0,683 0,638				
25	5,0	742,9 254,9	0,657 0,601								

Температура, °С	Нормальность по амину	Парциальное давление CO ₂ , мм рт. ст.	Концентрация CO ₂ в жидкости, моль/л амина	Температура, °С	Нормальность по амину	Парциальное давление CO ₂ , мм рт. ст.	Концентрация CO ₂ в жидкости, моль/л амина	Температура, °С	Нормальность по амину	Парциальное давление CO ₂ , мм рт. ст.	Концентрация CO ₂ в жидкости, моль/л амина				
50	5,0	98,7	0,563	25	5,0	11,4	0,526	75	2,0	9,4	0,0346				
		44,6	0,539			741,1	0,661					485,9	0,158		
		10,6	0,507			253,6	0,589							132,6	0,0771
75	5,0	677,0	0,574	50	5,0	682,4	0,562	25	3,5	731,0	0,595				
		245,3	0,527			246,1	0,491					420,0	0,484		
		71,5	0,505			71,8	0,414					183,0	0,312		
0	9,5	10,4	0,453	75	5,0	10,4	0,254	25	5,0	46,6	0,143				
		518,1	0,493			520,0	0,403					31,6	0,114		
		142,6	0,460			142,6	0,327					10,0	0,062		
25	9,5	54,8	0,418	50	8,0	54,9	0,242	75	5,0	738,6	0,453				
		752,4	0,622			744,0	0,582					266,4	0,258		
		272,2	0,592			268,4	0,553					98,7	0,115		
50	9,5	79,2	0,568	75	8,0	78,4	0,480	75	5,0	77,8	0,108				
		11,4	0,538			703,5	0,515					44,5	0,0729		
		735,9	0,588			193,0	0,458					10,6	0,0292		
75	9,5	252,2	0,554	75	8,0	74,5	0,387	75	5,0	678,8	0,142				
		99,0	0,532			74,5	0,387					234,2	0,0682		
		44,8	0,519			10,6	0,250					41,2	0,0248		
25	12,5	11,1	0,495	75	8,0	574,0	0,368	75	5,0	534,7	0,0669				
		701,3	0,538			155,9	0,302					146,6	0,0302		
		255,3	0,522			58,9	0,215					56,1	0,0133		
50	12,5	74,3	0,492	75	8,0	75	5,0	75	5,0	534,7	0,0669				
		10,8	0,443									559,7	0,468	153,1	0,458
		559,7	0,468												
75	9,5	153,1	0,458	25	12,5	749,1	0,548	25	12,5	749,1	0,548				
		56,7	0,424									256,3	0,518	256,3	0,518
		749,1	0,548									45,4	0,521	45,4	0,521
50	12,5	749,1	0,548	50	12,5	716,2	0,525	50	12,5	716,2	0,525				
		256,3	0,518									259,5	0,501	259,5	0,501
		45,4	0,521									196,0	0,495	196,0	0,495
75	12,5	716,2	0,525	75	12,5	75,6	0,483	75	12,5	629,9	0,479				
		259,5	0,501			10,9	0,467			168,1	0,453				
		196,0	0,495			629,9	0,479			64,2	0,395				
75	12,5	75,6	0,483	75	12,5	168,1	0,453	75	12,5	168,1	0,453				
		10,9	0,467			64,2	0,395			64,2	0,395				
		629,9	0,479			64,2	0,395			64,2	0,395				

Таблица 37.6
Растворимость CO₂ и H₂S в 2,5 н. (15,3%) водном растворе моноэтаноламина

Парциальное давление растворенного газа, мм рт. ст.	Содержание газа в растворе, моль/моль амина, при температуре °С					
	40	60	80	100	120	140

Двуокись углерода

1	0,383	—	—	0,096	—	—
5	0,438	—	—	0,152	—	—
10	0,471	0,412	—	0,194	—	—
30	0,518	0,459	0,379	0,265	—	—
50	0,542	0,482	0,405	0,299	—	—
70	0,558	0,498	0,422	0,322	0,200	—
100	0,576	0,516	0,442	0,347	0,227	0,109
200	0,614	0,552	0,481	0,393	0,281	0,162
300	0,639	0,574	0,505	0,423	0,314	0,194
400	0,657	0,591	0,523	0,442	0,336	0,219
500	0,672	0,605	0,538	0,458	0,355	0,237
600	0,686	0,615	0,550	0,472	0,370	0,254
760	0,705	0,631	0,566	0,489	0,390	0,275
1000	0,727	0,650	0,584	0,509	0,413	0,300
2000	—	0,702	0,637	0,562	0,476	0,366
3000	—	—	0,669	0,596	0,513	0,408
5000	—	—	0,712	0,641	0,562	0,464
7000	—	—	0,742	0,672	0,597	0,500

Сероводород

1	0,128	—	—	0,029	—	—
3	0,212	0,137	—	0,050	0,025	0,016
5	0,271	0,171	—	0,065	0,036	0,025
10	0,374	0,240	0,141	0,091	0,056	0,040
30	0,579	0,386	0,243	0,160	0,101	0,072
50	0,683	0,472	0,314	0,203	0,139	0,091
70	0,750	0,534	0,364	0,238	0,153	0,106
100	0,802	0,600	0,422	0,279	0,182	0,124
200	0,890	0,722	0,545	0,374	0,256	0,167
300	0,931	0,790	0,617	0,439	0,312	0,200
400	0,949	0,836	0,666	0,490	0,357	0,226
500	0,959	0,871	0,706	0,536	0,393	—
600	0,970	0,900	0,738	0,575	0,426	—
700	0,980	0,921	—	0,607	0,453	—
800	—	0,942	—	0,636	—	—

Упругость паров этаноламинов, в особенности моноэтаноламина, резко возрастает с ростом температуры (см. рис. 35.1).

Давление паров воды над растворами этаноламинов увеличивается с ростом температуры и снижением концентрации этаноламинов в растворе (табл. 37.3). Растворимость двуокси углерода в пропиленкарбонате, моноэтаноламине, диэтанолламине и

Таблица 37.7

Парциальное давление H_2S и CO_2 над содержащими их растворами моноэтаноламина

Температура, °C	Парциальное давление H_2S , мм рт. ст.	Содержание H_2S в моноэтанолаmine, моль/моль, при R_{II}						
		0,01	0,05	0,1	0,5	1	10	∞
40	1	0,0013	0,0035	0,0050	0,0120	0,0178	0,0500	0,128
	3	0022	0057	0084	0208	0300	0825	212
	10	0039	0100	0149	0380	0540	1450	374
	30	0064	0166	0250	0630	0910	2400	579
	100	0107	0279	0415	1050	1510	3900	802
	300	0167	0430	0638	1550	2200	5500	931
	1000	—	0625	0920	2170	3050	7300	1,00
60	1	0,0019	0,0049	0,0070	0,0172	0,0239	0,0643	0,085
	3	0029	0074	0108	0260	0363	0940	137
	10	0044	0115	0172	0414	0565	1420	240
	30	0066	0175	0260	0621	0850	2080	386
	100	0102	0272	0405	0980	1360	3140	600
	300	—	0410	0610	1480	2040	4320	790
	1000	—	—	0940	2170	2900	5500	970
100	1	0,0017	0,0034	0,0046	0,0095	0,0118	0,0224	0,029
	3	0030	0061	0082	0163	0207	0390	050
	10	0056	0114	0155	0301	0381	0720	091
	30	0098	0200	0270	0525	0665	1260	160
	100	0176	0360	0483	0945	1200	2250	279
	300	—	0585	0780	1510	1910	3700	439
	1000	—	—	—	2250	2880	5820	680
120	1	0,0013	0,0024	0,0031	0,0058	0,0078	0,0115	0,012
	3	0026	0050	0065	0122	0160	0245	025
	10	0056	0107	0140	0265	0352	0520	056
	30	0110	0210	0278	0535	0705	0980	101
	100	—	0429	0573	1110	1380	1800	183
	300	—	—	1010	1850	2250	3020	312
	1000	—	—	—	3000	3630	5000	520

Примечание. $R_{II} = \frac{\text{парциальное давление } H_2S}{\text{парциальное давление } CO_2}$

триэтанолаmine приведена в табл. 37.4 и 37.5, а совместная растворимость сероводорода и двуокиси углерода в водных растворах моноэтаноламина — в табл. 37.6—37.8.

Пропиленкарбонат — бесцветная химически стабильная жидкость, которую применяют для физической абсорбции CO_2 из природных газов. Низкая точка замерзания ($-49,2^\circ C$) при сравнительно невысокой вязкости 19,4 мПа·с (при $-40^\circ C$) позволяет осуществлять одновременно осушку и очистку газа. Растворимость CO_2 в пропиленкарбонате примерно в 3 раза пре-

Таблица 37.8

Парциальное давление H_2S над растворами моноэтаноламинов, содержащих CO_2 и H_2S .

Температура, °C	Парциальное давление H_2S , мм рт. ст.	Содержание H_2S в моноэтаноламине, моль/моль, при $R_{ж}$					
		0,01	0,05	0,1	0,5	1	∞
40	1	0,0047	0,0190	0,0327	0,0863	0,1140	0,128
	3	0055	0225	0395	1160	1630	212
	10	0066	0263	0468	1510	2220	374
	30	0077	0301	0540	1820	2720	579
	100	0092	0351	0619	2120	3260	802
	300	—	0399	0710	2450	3720	931
	1000	—	0464	0830	2700	4250	1,00
60	1	0,0037	0,0145	0,0237	0,0650	0,0775	0,085
	3	0046	0184	0304	0845	1130	137
	10	0059	0234	0396	1125	1600	240
	30	0074	0288	0492	1450	2120	386
	100	0092	0355	0605	1840	2750	600
	300	—	0431	0730	2190	3230	790
	1000	—	—	0910	2620	3840	970
100	1	0,0024	0,0067	0,0103	0,0220	0,0247	0,029
	3	0036	0101	0155	0340	0407	050
	10	0056	0155	0239	0540	0675	091
	30	0082	0228	0349	0810	1040	160
	100	—	0343	0524	1250	1650	279
	300	—	0503	0762	1800	2430	439
	1000	—	—	—	2480	3340	680
120	1	0,0016	0,0031	0,0040	0,0072	0,0088	0,012
	3	0030	0059	0078	0146	0184	025
	10	0059	0120	0163	0312	0393	056
	30	0110	0228	0308	0590	0750	101
	100	—	0424	0558	1075	1400	182
	300	—	—	0935	1800	2325	312
	1000	—	—	—	3120	4050	520

Примечание. $R_{ж} = \frac{H_2S \text{ моль/моль амина}}{CO_2 \text{ моль/моль амина}}$.

вышает ее растворимость в воде. Растворимость H_2S в пропиленкарбонате примерно в 3 раза выше растворимости CO_2 . Это и возможность регенерации за счет снижения давления определяют преимущества использования пропиленкарбоната как растворителя. Теплота растворения CO_2 в пропиленкарбонате составляет 14,7 кДж/моль, сероводорода 15,5 кДж/моль.

Многие органические растворители при отрицательных температурах обнаруживают способность хорошо растворять двуокись углерода (табл. 37.9).

Таблица 37.9

Константы Генри для оценки растворимости двуокиси углерода (CO₂) в различных растворителях при отрицательных температурах

Растворитель	Температура, °C			Растворитель	Температура, °C		
	-25,2	-45,3	-60,5		-25,2	-45,3	-60,5
Метилацетат	11,81	5,78	2,86	<i>n</i> -Пропиловый спирт	51,54	26,49	14,84
Этилацетат	12,25	6,17	3,04	Толуол	40,68	23,65	15,15
<i>n</i> -Пропилацетат	12,55	6,10	3,07	Изопропиловый спирт	59,99	30,13	16,38
Диэтиловый эфир	14,81	6,90	3,51	Этилбензол	43,21	24,99	16,60
Этилформиат	15,35	7,70	3,80	<i>n</i> -Гексан	39,20	25,90	17,55
Изобутилацетат	15,93	7,57	3,81	Изобутиловый спирт	64,55	32,72	17,72
Ацетон	14,63	7,17	3,83	<i>n</i> -Гептан	39,45	29,70	19,50
Метилэтилкетон	15,30	7,72	4,21	Йодистый этил	52,36	31,49	20,10
Диметилформамид	18,35	9,05		Вторбутиловый спирт	69,45	39,54	23,45
<i>n</i> -Бутиловый эфир	24,04	13,07	7,46				
Хлороформ	29,52	16,32	10,20				
Метиловый спирт	41,50	19,82	10,25				
Этиловый спирт	46,48	23,53	12,11				
<i>n</i> -Бутиловый спирт	50,50	26,18	14,18				

Наиболее широкое применение для очистки газа от CO₂ и H₂S при отрицательных температурах нашел захлаженный метанол. Упругость паров метанола при температурах от -40 до -70 °C позволяет избежать значительных его потерь. При использовании захлаженного метанола (рис. 37.9 и 37.10) как абсорбента для проведения физической абсорбции одновременно с очисткой газа от CO₂ и H₂S достигается и осушка газа от влаги. Теплота растворения двуокиси углерода в метиловом спирте составляет 17,0 кДж/моль. Наличие CO₂ в растворе снижает растворимость H₂S на 10—15%.

Сульфолан — устойчивое высокополярное соединение — служит хорошим растворителем многих органических веществ, в частности ароматических соединений и полимеров. Используется в процессах физической абсорбции от H₂S и CO₂ в комбинации в диизопропаноламинном, моноэтаноламинном или диэтанол-амином. Преимущества такого смешанного растворителя заключаются в высокой растворимости от H₂S и CO₂ как при малых (в растворах аминов), так и при больших парциальных давлениях кислых компонентов (в растворе сульфолана). Преимущество этого смешанного растворителя — хорошее поглощение меркаптанов (до 95%) и сероуглерода.

Растворителями для физической абсорбции H₂S и CO₂ могут служить также эфиры моно- и полиэтиленгликолей, *n*-метилпирролидон, три-*n*-бутилфосфат и ряд других органических растворителей и их смеси между собой и в комбинации с этаноламинными химическими растворителями.

Рис. 37.9. Кривые растворимости CO_2 (1) и H_2S (2) в метаноле при парциальном давлении 0,1 МПа

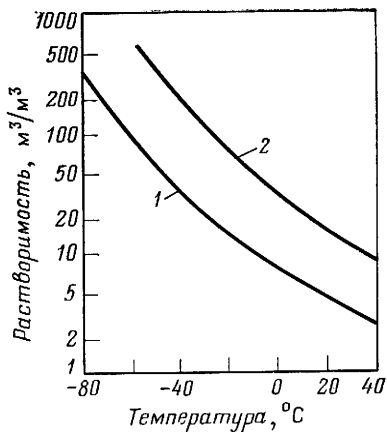
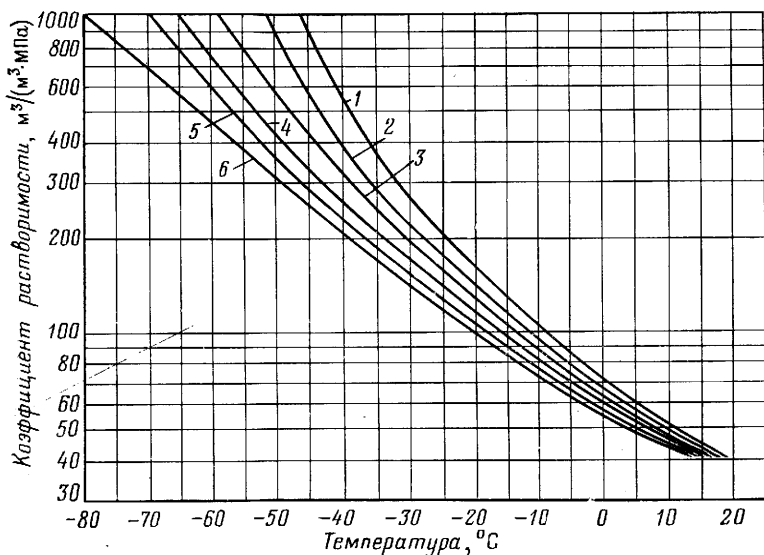


Рис. 37.10. Кривые коэффициента растворимости двуокси углерода в метаноле при парциальных давлениях CO_2 , МПа:

1 — 0,8; 2 — 0,6; 3 — 0,4; 4 — 0,2; 5 — 0,1; 6 — 0,01



Наряду с применением органических растворителей для проведения химической абсорбции газов от H_2S и CO_2 широкое распространение получили растворы неорганических реагентов, в частности растворы карбонатов (Na_2CO_3 , K_2CO_3), щелочей (KOH , NaOH), аммиачной воды.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Газовое оборудование, приборы и арматура: Справочное пособие*/ Ю. Н. Васильев, З. Т. Галиуллин, Б. П. Гвоздев и др. Под ред. Н. И. Рябцева. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1985. — 527 с.: ил.
2. *Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И.* Физика нефтяного и газового пласта. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1982. — 311 с.: ил.
3. *Гриценко А. И., Островская Т. Д., Юшкин В. В.* Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. — М.: Недра, 1983. — 264 с.: ил.
4. *Добыча, подготовка и транспорт природного газа: Справочное руководство*/Под ред. Ю. П. Коротаяева, Р. Д. Маргулова. М.: Недра, 1984. — Т. I—II.
5. *Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин*/Под ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. — М.: Недра, 1980. — 301 с.: ил.
6. *Карнаухов М. Л., Рязанцев Н. Ф.* Справочник по испытанию скважин. — М.: Недра, 1984. — 268 с.: ил.
7. *Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.* РД 50-213-80. — М.: Изд-во стандартов, 1982. — 320 с.: ил.
8. *Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник*/Под общей ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 552 с.: ил.
9. *Рязанов Я. А.*/Справочник по буровым растворам. — М.: Недра, 1979. — 215 с.: ил.
10. *Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин*/А. Д. Амиров, К. А. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский и др. — М.: Недра, 1979. — 309 с.: ил.
11. *Справочная книга по добыче нефти*/Под ред. Ш. К. Гиматудинова. — М.: Недра, 1974. — 704 с.: ил.
12. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений*/Под ред. Ш. К. Гиматудинова. — М.: Недра, 1983. — Т. I—II.
13. *Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин*/А. И. Булатов, Л. В. Измайлов, В. И. Крылов и др. — М.: Недра, 1977. — 252 с.: ил.
14. *Справочник по проектированию магистральных трубопроводов*/А. К. Дерцакян, М. И. Шпотаковский, Б. Г. Волков и др. Л.: — Недра, 1977. — 519 с.: ил.
15. *Техническое руководство по эксплуатации и обслуживанию технологического промышленного оборудования газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа*/Союзоргэнергогаз, Мин-во газовой промышленности. — Краснодар, 1982. — 394 с.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

16. *Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р.* Физика нефтяного пласта: Перев. с англ. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 572 с.: ил.
17. *Амиян А. В., Васильева М. А.* Добыча газа. — М.: Недра, 1973. — 215 с.: ил.
18. *Гайворонский А. А., Цыбин А. А.* Крепление скважин и разобщение пластов. — М.: Недра, 1981. — 367 с.: ил.
19. *Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах*/В. А. Мамаев и др. — М.: Недра, 1969. — 208 с.: ил.

20. Данюшевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. М. Справочное руководство по тампонажным материалам. — М.: Недра, 1973. — 312 с.: ил.
21. Дегтярев Б. В., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации скважин в северных районах. — М.: Недра, 1976. — 198 с.: ил.
22. Деточенко А. В., Михеев А. Л., Волков М. М. Спутник газавика: Справочник. — М.: Недра, 1979. — 267 с.: ил.
23. Закиров С. Н., Ланук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1974. — 376 с.: ил.
24. Коротаев Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений. — М.: Недра, 1975. — 415 с.: ил.
25. Кэмпбелл Д. М. Очистка и переработка природных газов: Перев. с англ. — М.: Недра, 1977. — 349 с.: ил.
26. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1983. — 224 с.: ил.
27. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти: Перев. с англ. — М.: Гостоптехиздат, 1953. — 607 с.: ил.
28. Очистка газов от сернистых соединений при эксплуатации газовых месторождений/Гриценко А. И. и др. — М.: Недра, 1985. — 270 с.: ил.
29. Перри Дж. Г. Справочник инженера-химика: Перев. с англ. — Л.: Химия, 1969. — Т. 1—II.
30. Подготовка газа к транспорту/Ю. П. Коротаев, Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко и др. — М.: Недра, 1973. — 240 с.: ил.
31. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа: Перев. с англ. — М.: Недра, 1965. — 678 с. ил.
32. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Химия, 1982. — 592 с.: ил.
33. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. — М.: Недра, 1979. — 303 с.: ил.
34. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений: Перев. с англ. — М.: Недра, 1965. — Т. 1—2.
35. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1974. — 224 с.: ил.
36. Техника добычи нефти: Перев. с англ./Под ред. С. А. Оруджева и М. Б. Назаретова. М.: Недра, 1973. — 248 с.: ил.
37. Требин Ф. А., Макагон Ю. Ф., Басниев К. С. Добыча природного газа. — М.: Недра, 1976. — 368 с.: ил.
38. Шмыгля П. Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1967. — 210 с.: ил.
39. Шрейбер Т. К., Перлин С. М., Шибряев Б. Ф. Конструкционные материалы в нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. — М.: Машиностроение, 1979. — 396 с.: ил.
40. Черский Н. В. Конструкция газовых скважин. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 282 с.: ил.
41. *Engineering Data Book* — ~~W~~GPSA, 9-Ed, 1972. — 424 p.
42. *Engineering Handbook* — Nowasco, 1983. — 264 p.
43. *Howard G. C., Fast C. R.* Hydraulic Fracturing. — API, N. Y., 1970. — 198 p.
44. *Latil M.* Enhanced Oil Recovery — Edition Technip, Paris: 1980. — 238 p.
45. *Manuel de Traitement des Eaux d Injection*/P. Bourget et al. Paris: Editions Technip, 1973. — 252 p.
46. *Campbell J. M.* Gas Conditioning and Processing. — 4-Ed, 1978. Vol. 1—2.
47. *Packer Calculations Handbook* — Baker Oil Tools, Inc., 1971. — 132 p.
48. *Vidal J.* Thermodynamique. Methodes Appliquees au Raffinage et au Genie Chimique. Paris: Editions Technip, 1973, T. 1—2.
49. *Tech Facts* (Technical information for the Oil and Gas Well specialist) — Baker Packers, 1981. — 308 p.

Оглавление

Предисловие	3
Часть I. ТЕХНОЛОГИЯ	5
Глава 1. Технические условия на природный газ, газовый конденсат и продукты их переработки	5
Глава 2. Измерение расхода газа и жидкости	15
Глава 3. Характеристика месторождений и оценка добычных возможностей	20
Глава 4. Испытание и установление режимов эксплуатации газовых скважин	30
Глава 5. Технологические воздействия на продуктивные горизонты и повышение компонентоотдачи пластов	41
Глава 6. Конструкция скважин	62
Глава 7. Технологические работы на скважине	96
Глава 8. Борьба с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин и промысловых сооружений	152
Глава 9. Промысловая сепарация природного газа и конденсата	180
Глава 10. Сбор и промысловая подготовка газа и газового конденсата	200
Глава 11. Компримирование, нагнетание и транспортирование газа и газового конденсата	245
Глава 12. Рекомендации по проектированию обустройства газовых и газоконденсатных месторождений	262
Глава 13. Защита окружающей среды от загрязнений	268
Глава 14. Автоматизация технологических процессов основных и вспомогательных производств	280
Глава 15. Техничко-экономическая оценка разработки, освоения и эксплуатации месторождений	283
Часть II. ОБОРУДОВАНИЕ	289
Глава 16. Наземное устьевое оборудование эксплуатационных и нагнетательных скважин	289
Глава 17. Насосно-компрессорные и обсадные трубы	295
Глава 18. Бурильные трубы	310
Глава 19. Эксплуатационное подземное скважинное оборудование	315
Глава 20. Оборудование для освоения и ремонта скважин и проведения промысловых технологических работ	348
Глава 21. Трубы и специальное оборудование для сбора и транспортировки газа и газового конденсата	362
Глава 22. Сепараторы, разделители, емкости	366
Глава 23. Теплообменное оборудование	388
Глава 24. Абсорбционно-десорбционное (колонное) и сопутствующее оборудование	405
Глава 25. Оборудование, установки и устройства для получения холода	417
Глава 26. Компрессорное и насосное оборудование	425
Глава 27. Оборудование и установки для дозировки реагентов	434
Глава 28. Запорная, регулирующая и предохранительная арматура	439

Часть III. МАТЕРИАЛЫ	447
Глава 29. Материалы, применяемые для приготовления промывочных жидкостей	447
Глава 30. Тампонажные материалы	478
Глава 31. Материалы для технологических работ на скважинах	490
Глава 32. Вспениватели, пеногасители	504
Глава 33. Растворители и ингибиторы осадков минеральных солей	522
Глава 34. Ингибиторы коррозии	530
Глава 35. Ингибиторы гидратообразования и осушители	540
Глава 36. Адсорбенты	553
Глава 37. Поглотители для абсорбционной очистки газа от кислых компонентов	558
Список рекомендуемой литературы	572
Список используемой литературы	572

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Гвоздев Борис Петрович
Гриценко Александр Иванович
Корнилов Анатолий Егорович

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*
Редактор издательства *Е. И. Брагина*
Технический редактор *Л. А. Мурашова*
Корректор *Е. В. Наумова*

ИБ № 6873

Сдано в набор 15.06.88. Подписано в печать 27.09.88. Т-19613. Формат 60×90^{1/16}. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 36. Усл. кр.-отт. 36. Уч.-изд. л. 37,80. Тираж 3840 экз. Заказ 339/1022-5. Цена 2 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Московская типография № 11 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 113105 Москва, Нагатинская ул., 1.