

ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Кафедра Транспорт углеводородных
ресурсов
turaleksandrov@mail.ru

Обустройство месторождения - комплекс специальных строительно-монтажных работ и организационно-технических мероприятий, обеспечивающих рациональную и безаварийную эксплуатацию месторождения

Важнейшими элементами обустройства являются технологические решения по системам сбора и промышленной обработки природного газа.

ВВЕДЕНИЕ

Этапы проектирования обустройства газовых месторождений

- выбор технологии промышленной обработки пластового газа;
- определение количества, месторасположения и производительности установок предварительной (УППГ) и установок комплексной подготовки газа;
- определяются параметры УКПГ, проектируется система подготовки топливного газа для собственных нужд;
- определяются и технологически обосновываются места строительства, сроки ввода и требуемые мощности ДКС;
- формируется компоновка системы внутрипромыслового сбора газа;
- выбирается схема обвязки кустов эксплуатационных скважин;
- детально обосновываются способы утилизации промышленных стоков, выбора горизонтов для возможной закачки их в пласт и мероприятий по очистке и подготовке сточных вод перед утилизацией;
- оптимизируется структура сети дорог и других коммуникаций, определяется порядок их строительства;
- принимаются решения по снабжению УКПГ и других промышленных объектов водой и электроэнергией;
- приводятся общие технико-экономические показатели по вариантам обустройства месторождения для возможности выбора окончательного варианта экспертным путём.

Опыт показывает, что в процессе эксплуатации выявляются отклонения от проектных показателей, поэтому некоторое время спустя (обычно через 10-15 лет после ввода в эксплуатацию) производятся модернизация и реконструкция наземных систем добычи газа.

1. Газовые и газоконденсатные месторождения

- Месторождения природного газа в зависимости от состава пластовой продукции условно делятся на газовые и газоконденсатные.
- Газовые – это месторождения, продукция которых не нуждается в дополнительной обработке перед подачей в магистральные газопроводы. Подготовка в этом случае заключается только в извлечении влаги из газа, а в случае необходимости – и кислых компонентов.
- Газоконденсатные – это такие месторождения, продукция которых должна подвергаться обработке для извлечения из них пентана и высших углеводородов. Это влияет как на схему обработки пластовой продукции, так и на технико-экономические показатели эксплуатации месторождения.

На постсоветской территории крупнейшими месторождениями природного газа обладают Узбекистан, Азербайджан, Казахстан (Карачаганакское месторождение) и Туркмения.

На мировом рынке добычи доля России составляет более 20 %. Основные места залежей сосредоточены в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской газоносных провинциях, а также на Дальнем Востоке и Северном Кавказе.

- Главным районом добычи газа в России является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Месторождения газа сосредоточены в основном в северной части Западно-Сибирского экономического района, но газ добывается также в районах добычи нефти в центральной части Западной Сибири. Эта провинция дает около 60% российской добычи газа.
- Одно из крупнейших в мире месторождений – *Уренгойское* (открыто в 1966 г.), первоначальные запасы оценивались в 5 трлн.м³. Другие крупные месторождения: *Ямбург, Заполярное, Березовское, Медвежье, Тазовское, Игримское, Харасавейское, Бованенковское, Мессояха* (последнее обслуживает Норильск). Добыча газа осуществляется в неблагоприятных климатических условиях Заполярья. Из этой провинции проложена система крупнейших газопроводов в европейскую часть страны и в дальнее зарубежье. Западная Сибирь - перспективный район для разработки новых месторождений газа. **Недостатком его является удаленность месторождений от индустриальных центров и трудность освоения в условиях Севера.**
- Второй по важности район добычи газа в России, как и в нефтяной промышленности, - Волго-Уральский. Здесь месторождения газа (разрабатывается около 50) в большинстве случаев сопутствуют нефтяным месторождениям. Крупнейшее из них – *Оренбургское*, открыто в 1966 г., начальные запасы 1,78 трлн. м³, содержание газоконденсата - 76 г/м³. Газ Оренбурга содержит также сероводород и гелий. Преимуществом месторождения является его близость к важным промышленным центрам Урала и Поволжья, недостатком - наличие слишком большого количества попутных продуктов, что требует его предварительной очистки. Другие месторождения провинции: *Альметьевск, Саратов, Отрадный, Шкапово, Елабуга, Степное, Ермолинское* (добывается газоконденсат, в основном пентан и высшие).

Схема размещения месторождений и полусострова Ямал



Месторождения полуострова Ямал являются стратегической сырьевой базой ОАО «Газпром».

Разведанные запасы газа на Ямале составляют 10,4 трлн. куб. м, конденсата – 228,3 млн. т, нефти – 291,8 млн. т.

Из них 5,8 трлн. куб. м природного газа, 100 млн. т конденсата и 227 млн. т нефти сосредоточены на крупнейших месторождениях региона:

Бованенковском, Харасавэйском и Новопортовском, лицензии на которые принадлежат Группе Газпром.

Потенциальные объемы добычи природного газа на этих месторождениях оцениваются в 178 млрд. куб. м в год, жидких углеводородов – от 7 до 9 млн. тонн в год.

Крупнейшие месторождения газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке



Энергетической стратегией России на период до 2020 года предусматривается формирование в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке новых центров газодобычи. Имеющиеся в регионе запасы газа достаточны для удовлетворения перспективных потребностей Востока России, организации поставок газа как для внутренних потребителей, так и на экспорт.

Начальные суммарные ресурсы газа на суше Восточной Сибири и Дальнего Востока составляют 44,8 трлн. куб. м – около 20% начальных суммарных ресурсов России (в т. ч. Восточной Сибири – 32,9 трлн куб. м, Дальнего Востока – 11,9 трлн. куб. м)

Показатели добычи газа, млрд. м³

<i>Добыча газа в Западно-Сибирской провинции</i>					
Года	1985	1986	1990	1991	1992
Добыча	381	424	574	580	582
<i>Добыча газа в Волго-Уральском районе</i>					
Года	1985	1986	1990	1991	1992
Добыча	53,8	52,6	49,1	48,8	45,0
<i>Добыча газа в Тимано-Печорской провинции</i>					
Года	1985	1986	1990	1991	1992
Добыча	17,9	16,9	8,3	6,3	5,7
<i>Добыча газа на Северном Кавказе</i>					
Года	1985	1986	1990	1991	1992
Добыча	7,5	7,0	5,6	5,3	5,1
<i>Добыча газа на Дальнем Востоке</i>					
Года	1985	1986	1990	1991	1992
Добыча	1,8	2,0	3,2	3,4	3,2

Россия - мировой лидер по добыче природного газа, в российских недрах сосредоточено более 20% мировых запасов газа

Уренгойское месторождение по величине пластовых запасов природного газа занимает второе место в мире. Оно располагается в Ямало-Ненецком АО Тюменской области. Здесь начали добывать газ в 1978 году.

Находкинское месторождение расположено в Большехетской впадине Ямало-Ненецкого АО. Согласно оценке экспертов, газовые запасы в этом месте превышают 275 миллиардов кубометров. Его разработка стартовала в 2004 году.

Ангаро-Ленское месторождение было открыто в начале XXI столетия. Располагается в Иркутской области, вблизи рек Ангары и Лены, в соответствии с которыми ему и дано название. Запасы природного газа составляют примерно 1,4 триллиона кубометров.

Ковыктинское месторождение расположено в 450 км к северо-востоку от города Иркутск, на высокогорном плато, которое покрывает темнохвойная тайга. Климатические условия в данном районе весьма суровые. Часть территории находится во власти многолетней мерзлоты. Помимо этого, большое количество каньонов осложняют рельеф этой местности. Величина запасов природного газа достигает двух триллионов кубометров и 120 миллионов тонн жидкого газового конденсата.

Штокманское газоконденсатное месторождение является одним из самых крупномасштабных в мире. Его открытие произошло в 1988 году. Расположение — центральная часть шельфа Баренцева моря ориентировочно в 600 км к северо-востоку от города Мурманск. Объем газовых запасов составляет 3,8 триллиона кубометров. В связи с большой глубиной залегания газа, а также затруднительными условиями разработки, добыча здесь ещё не ведется. Реализация проекта по получению полезного ископаемого требует высокотехнологичного оборудования и значительных затрат.

Также следует отметить крупные месторождения природного газа по России:

Игримское и Похромское (Березовская газоносная область);

Пелачиадинское и Северо-Ставропольское (Ставропольский край);

Дагестанские Огни (Дагестан)

- **Освоение ресурсов российского Арктического шельфа**
- Российский Арктический шельф рассматривается ОАО «Газпром» как один из наиболее перспективных регионов для выявления новых и освоения открытых месторождений углеводородов.
- Начальные суммарные ресурсы углеводородов континентального шельфа России составляют около 100 млрд. тонн условного топлива, из которых около 80% – газ. Основные ресурсы углеводородов (около 70%) сосредоточены в недрах арктических морей – Баренцева, Печорского, Карского. При этом в недрах Баренцева и Карского морей преобладают газ и конденсат, в Печорском море – нефть.

- **Сжиженный природный газ**
- ОАО «Газпром» рассматривает возможности выхода на мировые рынки с новым продуктом – сжиженным природным газом (СПГ).
- Глобальное газопотребление растет в среднем на 2,5% в год, причем большая часть этого прироста обеспечивается за счет СПГ.
- СПГ стал неотъемлемой частью мировой торговли газом, перейдя в разряд одного из ключевых факторов формирования глобального рынка. Осуществлены поставки сжиженного газа в США, Великобританию, Южную Корею, Японию, а также Мексику и Индию. Общий объем продаж СПГ составил порядка 0,85 млрд. куб. м.
- Планомерное наращивание производства СПГ (в России и за рубежом) и мощностей танкерного флота по его перевозке параллельно с маркетинговыми усилиями позволит ОАО «Газпром» к 2030 году занять значимое положение на мировом рынке этого товара.

1.1 Понятия о проекте разработки и проекте обустройства месторождений

Проектирование начинается с составления проекта разработки того или иного месторождения, которое включает:

- подсчет запасов нефти и газа;
- составление схемы разработки месторождения;
- определение геологической, гидродинамической и эксплуатационной характеристик всех продуктивных горизонтов;
- определение химического состава и характеристики пластовых вод;
- определение физико-химических свойств нефти и газа;
- дифференциальное разгазирование нефтей при различном числе ступеней сепарации;
- рекомендации по системе разработки месторождения;
- перспективный план добычи нефти и газа с указанием добычи обводненной нефти на весь период разработки по каждому году;
- перспектива нефтеносности и газоносности прилегающих районов;
- порядок и время ввода скважин в эксплуатацию и вывода их из эксплуатации;
- динамику изменения пластовых, забойных, буферных и затрубных давлений в скважинах в периоды разработки;

- расчет давления фонтанирования скважин безводной нефтью и параметры, при которых скважины следует переводить с фонтанного на механизированные способы эксплуатации;
- определение газового фактора;
- выбор способа поддержания пластового давления и определение объемов и параметров закачки рабочего агента;
- режимы работы нагнетательных скважин, источники рабочих агентов;
- технико-экономические показатели принятой системы разработки месторождения.

Основное назначение проекта разработки - обеспечение запланированной добычи из месторождения при минимальных затратах и максимальном извлечении нефти или газа при соблюдении мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Проект обустройства нефтяного месторождения является основным документом, на основе которого осуществляется строительство объектов сбора, внутрипромыслового транспорта и подготовки скважинной продукции.

Под скважинной продукцией понимают многокомпонентное вещество, поступающее из скважин и состоящее из газа, газоконденсата, пластовой воды, различных примесей .

Основными элементами системы сбора и подготовки скважинной продукции являются:

- добывающие скважины;
- автоматизированные замерные установки (АГЗУ);
- дожимные компрессорные и насосные станции (ДКС, ДНС);
- установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов.

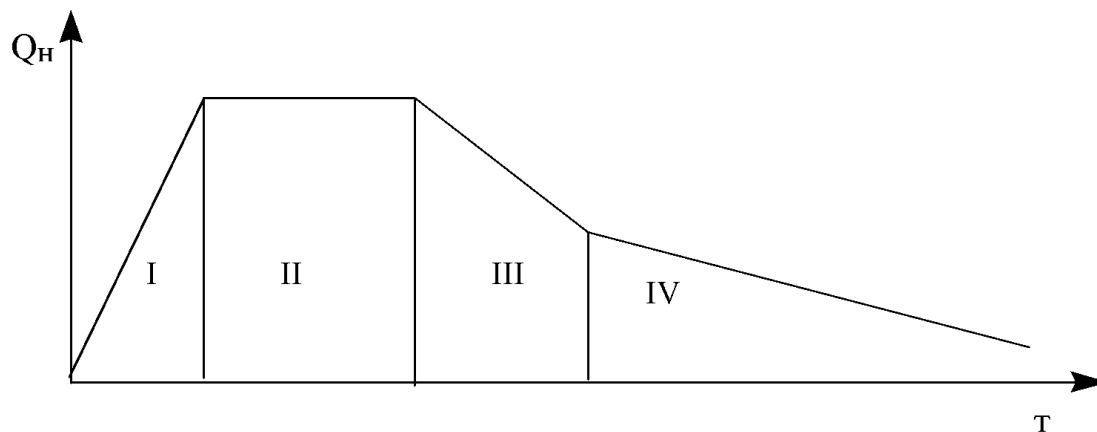
При составлении проекта обустройства учитываются географические и климатические особенности: застроенность, наличие водных преград, заболоченность отдельных участков, ценность земель для сельского и лесного хозяйства и др. Специфика развития газового месторождения в процессе его разработки обусловлена состоянием его изученности. В течение всего периода эксплуатации месторождение изучают, уточняют его показатели при переходе от одного этапа разработки к другому и внедрения новых методов. Поэтому важно в начальный период обустройства определить не только очередность строительства и ввода объектов и производственных мощностей, но и рационально осуществить последующее развитие производственных мощностей в процессе каждого этапа разработки месторождения.

При проектировании обустройства месторождения необходимо рационально решить все вопросы, связанные с общепромысловым хозяйством, техникой и технологией бурения, эксплуатации, сбором, транспортом, хранением и подготовкой скважинной продукции.

Этапы (стадии) разработки газового и газоконденсатного месторождений выделяются по динамике добычи скважинной продукции в зависимости от безразмерного времени, т.е. отношения накопленной добычи газа к балансовым его запасам и представлены на рис. 1.1.

I стадия - освоение эксплуатационного объекта - стадия нарастающей добычи - она характеризуется интенсивным ростом добычи до максимального заданного уровня, быстрым увеличением действующего фонда примерно до 60 - 80% от максимального, небольшой обводненностью продукции скважин. Продолжительность стадии составляет 4-5 лет.

II стадия - поддержание высокого уровня добычи (характеризуется более или менее стабильным высоким уровнем добычи газа в течение 3 - 7 лет и более, ростом числа скважин до максимума за счет резервного фонда, отключением небольшой части скважин из-за обводнения).



Р и с . 1. 1 С т а д и и р а з р а б от к и м е с т о р о ж д е н и я

- III стадия - значительное снижение добычи характеризуется резким снижением добычи скважинной продукции, уменьшением фонда скважин из-за отключения вследствие обводнения, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ эксплуатации. Продолжительность стадии зависит от продолжительности предыдущих стадий и составляет в среднем 5 - 10 лет.
- IV стадия - завершающая. Она характеризуется медленно снижающимися темпами отбора скважинной продукции, более резким, чем на предыдущей стадии уменьшением действующего фонда скважин. Общий отбор за этот период составляет 10 - 20% балансовых запасов. Продолжительность последней стадии сопоставима с длительностью всего предшествующего периода разработки. Она составляет 15 - 20 лет и более и определяется пределом экономической рентабельности.
- В связи с тем, что разработка месторождений продолжается 30 и более лет, во время которой изменяются число и расположение добывающих скважин, их дебиты, способ эксплуатации скважин; к системе сбора и подготовки продукции предъявляются следующие требования:
 - - герметизированный сбор и транспорт продукции добывающих скважин;
 - -автоматическое измерение нефти, газа и воды по каждой скважине;
 - -подготовка скважинной продукции до норм товарной продукции, ее автоматический контроль и учет;
 - -рациональное использование пластовой энергии для транспорта продукции;
 - -надежность и полная автоматизация технологических установок;
 - -изготовление основных узлов в блочном исполнении;
 - -обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, эксплуатационным расходам, металлоемкости;
 - -охрана недр и окружающей среды.

2. СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

- Основной компонент природных газов – метан (до 98 %). В составе природных газов в значительном количестве содержатся также этан, пропан, бутан, пентан и более тяжелые углеводороды. В состав газов всегда входят водяные пары и довольно часто такие компоненты, как азот, сероводород, двуокись углерода и гелий.
- В составе природных газов и конденсата (газового) наряду с сероводородом встречаются и другие сернистые соединения, которые разделяются на две группы – активные и неактивные. К активным сернистым соединениям относятся сероводород, элементарная сера, сернистый ангидрид, меркаптаны и т. п. К неактивным соединениям – сульфиды, дисульфиды, тиофен и тиофаны. Из сернистых соединений газа наиболее активен сероводород, он вызывает коррозию металлов с образованием сульфидов. Наличие влаги в газе резко усиливает коррозионное действие сероводорода и других кислых компонентов.
- Свойства газов определяются свойствами отдельных компонентов, входящих в его состав.
- Метан при обычных условиях, при атмосферном давлении и 20 °С, ведет себя как реальный газ. Этан находится на грани газа и пара. Пропан и бутан при обычных условиях являются газами, так как их критические параметры весьма высоки.
- Углеводороды, начиная с изопентана и выше, при нормальных условиях (0,1 МПа и 0 °С) находятся в жидком состоянии, а в составе газа – в капельном виде.

- В составе газов чисто газовых месторождений метана содержится значительно больше, чем в составе нефтяных газов. **В зависимости от преобладания легких (CH_4 , C_2H_6) или тяжелых ($\text{C}_3\text{H}_{8+\text{B}}$) компонентов газы разделяются соответственно на две группы: сухие и жирные.** В сухом газе содержание тяжелых углеводородов незначительное или они отсутствуют, в то время как в жирном газе их количество может достигать таких величин, что из него можно получать сжиженные газы или конденсат (газовый бензин). На практике принято считать сухим газ, содержащий в 1 м^3 менее 60 г. газового бензина, а жирным – более 60-70 г. бензина.
- Наличие воды в углеводородном газе связано с его контактированием с ней в пласте. Количество воды в добываемом газе зависит от давления и температуры пласта, а также от состава газа и минерализации воды. Различают равновесную и относительную влагоемкость газа. Максимальное количество влаги, которое может находиться в паровой фазе определенного состава газа, соответствует равновесной влагоемкости газа, характеризующейся понятием «точка росы», т.е. температурой, при которой газ становится насыщенным влагой при заданном давлении.
- Относительной влагоемкостью называют отношение количества водяных паров, фактически содержащихся в единице объема газа к значению равновесной влагоемкости газа при тех же условиях.
- Большое научно-практическое значение имеет точность определения воды в газе, так как оно оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели установок подготовки газа к транспорту. Кроме того, присутствие в составе транспортируемого газа воды только в паровой фазе является одним из важнейших условий нормального функционирования газотранспортных систем.

- Из физических свойств газов можно отметить их относительную плотность, под которой понимается величина, показывающая, во сколько раз масса данного газа больше или меньше массы сухого воздуха при нормальных условиях. Плотность многих углеводородных газов больше плотности воздуха, поэтому они накапливаются в насосных помещениях, в колодцах и так далее. Это необходимо учитывать при обустройстве систем промышленного хозяйства.
- Углеводороды при определенных соотношениях с воздухом образуют гремучую смесь, способную взрываться при соприкосновении с огнем. Сила взрыва имеет наибольшее значение тогда, когда содержание кислорода в смеси приближается к количеству, необходимому для полного сгорания углеводородов. Существуют нижний и верхний пределы взрываемости, которые соответствуют минимальной и максимальной концентрации углеводородов в смеси с воздухом. Повышение давления практически мало влияет на нижний предел воспламеняемости, но увеличивает верхний. Пределы воспламеняемости с увеличением концентрации инертных газов в системе возрастают.
- Природный и нефтяной газы, являющиеся смесью различных веществ, в той или иной степени отклоняются от законов изменения состояния, выведенных для идеальных газов. Для определения степени отклонения сжимаемости пользуются коэффициентом сжимаемости Z и обобщенным газовым законом в виде уравнения Клайперона

$$P \cdot V = Z \cdot M \cdot R \cdot T$$

- где
- P – давление; V – объем газа; R - газовая постоянная; T – температура; M – масса газа.

Для нефтяных газов значение Z изменяется в пределах от 0,3 до 1 и определяется по определенным формулам. С помощью коэффициента Z определяют объемы газа в различных условиях

$$V = \frac{V_0 Z T}{273} \cdot \frac{1}{P}$$

где V_0 – объем газа в нормальных условиях, м³.

Теплотой сгорания газа называется количество тепла, выделяемого при полном сгорании 1 кг топлива. У нефтяных газов теплота сгорания колеблется в значительных пределах – от 12×10^6 до 48×10^6 Дж/кг.

Кроме рассмотренных свойств, природные газы и нефти обладают еще рядом теплофизических свойств, например теплоемкостью, электризацией и другими, которые подробно изучаются в курсах физики и теплотехники.

2.1 Требования к качеству товарного газа

Вследствие того, что природный газ транспортируют на большие расстояния от мест добычи до потребителя по магистральным газопроводам, пересекающим различные климатические зоны, особое значение приобретает вопрос качественной его обработки и осушки до точки росы, исключаящей конденсацию воды из газа.

Наличие в газе влаги, жидких углеводородов, агрессивных и механических примесей снижает пропускную способность газопроводов, повышает расход ингибиторов, усиливает коррозию, увеличивает потребляемую мощность компрессорных агрегатов, способствует забиванию линий контрольно – измерительных и регулирующих приборов. Все это снижает надежность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газопроводах.

Наличие пыли и механических примесей способствуют истиранию металла. Её осаждение на поверхностях теплообменных аппаратов, ухудшает их тепловые характеристики.

Если при транспортировании газа падает давление, то повышается равновесная влагоемкость, тем самым делая газ менее насыщенным. При постоянной температуре не произойдет выделения капельной влаги из такого газа.

Если при транспортировке газа понижается его температура, то при постоянном давлении уменьшается равновесная влагоемкость такого газа: газ станет перенасыщенным. В этом случае часть капельной влаги конденсируется и выпадает в трубе.

Показатели качества товарного газа основаны на следующих требованиях:

- а) газ при транспортировке не должен вызывать коррозию трубопровода, арматуры, приборов и так далее;
- б) качество газа должно обеспечить его транспортировку в однофазном состоянии, то есть не должно произойти образования и выпадения в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов;
- в) товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Для того чтобы газ отвечал указанным требованиям, необходимо определять точку росы по воде, содержание углеводорода, содержание в газе сернистых соединений, механических примесей и кислорода.

Важный показатель качества товарного газа – содержание в нем кислорода. Значение этого показателя – не более 1 %. При большем содержании кислорода газ становится взрывоопасным. Кроме того, кислород способствует усилению коррозии в системе.

Отраслевой стандарт не устанавливает конкретное содержание отдельных углеводородов в товарном газе. Это связано с разнообразием составов сырьевого газа.

В стандарт введен новый показатель, ограничивающий содержание меркаптановой серы в товарном газе не более 36 мг/м³.

В газе могут содержаться также сероокись углерода (COS), сероуглерод (CS₂) и др. В стандарте содержание этих компонентов не указаны. Следовало бы установить общее количество всех сернистых соединений в газе.

Несомненно, обеспечение надежности транспортировки, хранения и использования продукции газовой промышленности должно отвечать определенным требованиям, изложенным в соответствующих стандартах и технических условиях. Однако на практике бывают ситуации, когда экономически нецелесообразно производство продукции, отвечающей всем требованиям регламентирующих документов. Например, на заключительном этапе разработки газоконденсатных месторождений для получения товарного газа, отвечающего требованиям отраслевого стандарта, необходимо вводить установки искусственного холода (УИХ). Затраты на строительство и эксплуатацию УИХ значительно превышают прибыль от выхода дополнительной продукции УКПГ.



Стационарный автоматический промышленный **газовый хроматограф** Хромат-900 – 7 предназначен для непрерывного автоматического измерения молярной доли азота, кислорода, диоксида углерода, углеводородов $C_1 - C_5$ и C_{6+} «высшие», содержащихся в газе горючем природном (далее - ГГП). Область применения: газотранспортные, газовые магистрали, газодобывающие, газоперерабатывающие, газораспределительные и газопотребляющие организации

Способ забора пробы – поточный принудительный.

Типы используемых детекторов: ДТП – детектор по теплопроводности, ЭХД – электрохимический детектор.

Режим работы – непрерывный. Режим измерения – циклический.

Газовый хроматограф состоит из:

блока аналитический БА; блока подготовки газа БПГ; блока баллонный ББ.

Исполнение – взрывозащищенное.

Достоинства:

- полное соответствие новым требованиям по определению компонентного состава природного газа (ГОСТ 31371-2008, ГОСТ 31369-2008);
- возможность одновременного контроля компонентного состава и серосодержания природного газа одним хроматографом;
- минимальный расход анализируемого газа и газа – носителя;
- наличие пульта контроля взрывозащищенного исполнения (1ExibIICT6), обеспечивающего оперативный контроль функционирования и установку режимов работы непосредственно по месту монтажа хроматографа;
- осуществление связи между хроматографом и ПЭВМ до 1000 метров;
- возможность сохранения в энергонезависимой памяти информации о результатах измерений и градуировок за последние 35 суток;



Для поддержания высокой эффективности работы газотранспортных систем предложен комплексный подход к определению показателей качества газа. Суть предложения сводится к тому, чтобы не внедрять ОСТ на каждом месторождении, связанном с одним магистральным трубопроводом, а на основном месторождении установить более высокие показатели качества газа, чем по стандарту. За основное можно принимать наиболее крупное месторождение из рассматриваемой группы с тем, чтобы на нем было экономически выгодно применять сложную технологию, позволяющую на всех этапах разработки осуществлять осушку газа по влаге и извлечению тяжелых углеводородов.

Базовыми могут служить месторождения, в газе которых содержится сероводород, так как на газоперерабатывающих заводах после сероочистки необходимо проводить осушку на гликолевых установках или охлаждать весь объем газа с использованием искусственного холода.

Практически без больших дополнительных затрат на базовых месторождениях или на газоперерабатывающих заводах можно готовить газ с точкой росы по влаге и углеводородам ниже, чем регламентировано стандартом. Это позволит подавать в магистральный газопровод газ, добываемый на небольших месторождениях, находящийся вдоль трассы, без организации сложных систем промышленной подготовки газа, осуществляя только отделение жидкой фазы.

Применение такой системы промышленной подготовки газа дает возможность сконцентрировать сложное промышленное оборудование на одном базовом месторождении, мелкие месторождения обустраивать по упрощенным схемам.

Основные требования к технологическим процессам промысловой и заводской обработки природных и нефтяных газов – это обеспечение показателей качества товарного газа и другой продукции газовой промышленности.

Следует отметить, что в настоящее время единых международных норм по допустимым содержаниям сероводорода, углекислоты, сероорганических соединений, азота, воды, механических примесей и так далее не существует

2.2 ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ СУХОГО ГАЗА

Сухой газ, подаваемый в магистральные газопроводы, должен иметь определенные физико-химические свойства или товарные кондиции, установленные стандартами.

Таблица 2.1

Требования к качеству природного газа, подаваемого в магистральный газопровод

Наименование показателей	Значение для микроклиматических районов			
	умеренный		холодный	
	1.05 - 30.09	1.10- 30.04	1.05- 30.09	1.10-30.04
Точка росы по влаге, °С	-3	-5	-10	-20
Точка росы по конденсату, °С	0	0	-5	-10
Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,02	0,02	0,02	0,02
Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036	0,036	0,036	0,036
Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0
Масса механических примесей, г/м ³ , не более	0,003	0,003	0,003	0,003

2.3 Требования на конденсат

Товарные кондиции стабильного конденсата, используемого в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах, определяются ОСТ 51.65—80 «Конденсат газовый стабильный». Для конденсата в ОСТ установлены следующие показатели:

- давление насыщенных паров с 1 апреля по 30 сентября — не более 66 661 Па, с 1 октября по 31 марта — не более 93 325 Па;
- массовая доля воды — не более 0,1 %;
- массовая доля механических примесей—не более 0,005%;
- содержание хлористых солей — не более 10 мг/л;
- массовая доля общей серы не нормируется (определение по требованию потребителя);
- плотность при 20 °С не нормируется, определение обязательно. В настоящее время определяется плотность конденсата при 15°С

2.4 Понятие о конденсатогазовом факторе

Конденсатогазовый фактор (КГФ) – содержание *газового конденсата* в продукции газоконденсатных скважин, равное отношению объема *насыщенного конденсата* к объему *газа сепарации*.

Измеряется в кубических см на кубометр ($\text{см}^3/\text{м}^3$), объем газа при этом приводится к *стандартным условиям*. Определяют КГФ по насыщенному и стабилизированному конденсату на начало разработки залежи (начальный КГФ устанавливается в результате исследований скважин на газоконденсатность) и на каждом ее этапе (текущий КГФ определяется по результатам исследования процесса дифференциальной конденсации).

На КГФ влияет режим работы газоконденсатной залежи. В случае, когда *пластовое давление* превышает *давление начала конденсации* газоконденсатной смеси (т.е. не происходит выделения газового конденсата из *пластового газа*), КГФ остается постоянным при падении пластового давления в процессе разработки залежи. Если давление начала конденсации равно начальному пластовому давлению, то КГФ уменьшается при снижении пластового давления до величины давления максимальной конденсации, затем стабилизируется и далее несколько возрастает. В случае разработки залежи с поддержанием пластового давления КГФ не меняется.

Значения КГФ зависят от содержания в пластовом газе высококипящих углеводородов C_5H_{12} +высш и могут достигать $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

3. Системы сбора и транспорта скважинной продукции

Добыча природного газа осуществляется лишь методом фонтанной эксплуатации скважин.

3.1 Понятия и основные данные о скважинах

Скважина

Для проведения разведочных работ, а также добычи жидких и газообразных полезных ископаемых в толще земной коры бурятся цилиндрические углубления небольшого диаметра и значительной длины, которые называются буровыми скважинами. Буровые скважины могут проводиться как с поверхности, так и из подземных горных выработок и иметь различные пространственные формы (линейные, спиральные) и направления (вверх, вниз, горизонтальное, наклонное).

Целевое назначение скважины может быть различным. Скважины, бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки, разработки и эксплуатации газовых месторождений или залежей природного газа, подразделяются на следующие категории.

Опорная скважина бурится для изучения геологического строения и гидрогеологических условий крупных регионов, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

С помощью **параметрических** скважин изучают глубинное геологическое строение, делают сравнительную оценку перспектив нефтегазонаосности возможных зон нефтегазонакопления, выявляют наиболее перспективные районы для детальных геологических работ, а также получают необходимые сведения о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

Структурная скважина бурится с целью выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных площадей (антиклинальные складки, зоны экранирования, выклинивания и т.д.). По полученным в результате бурения данным устанавливаются условия залегания, литологический состав и стратиграфию – положение изучаемых пластов в различных точках – и на этом основании строят геологические профили данной площади.

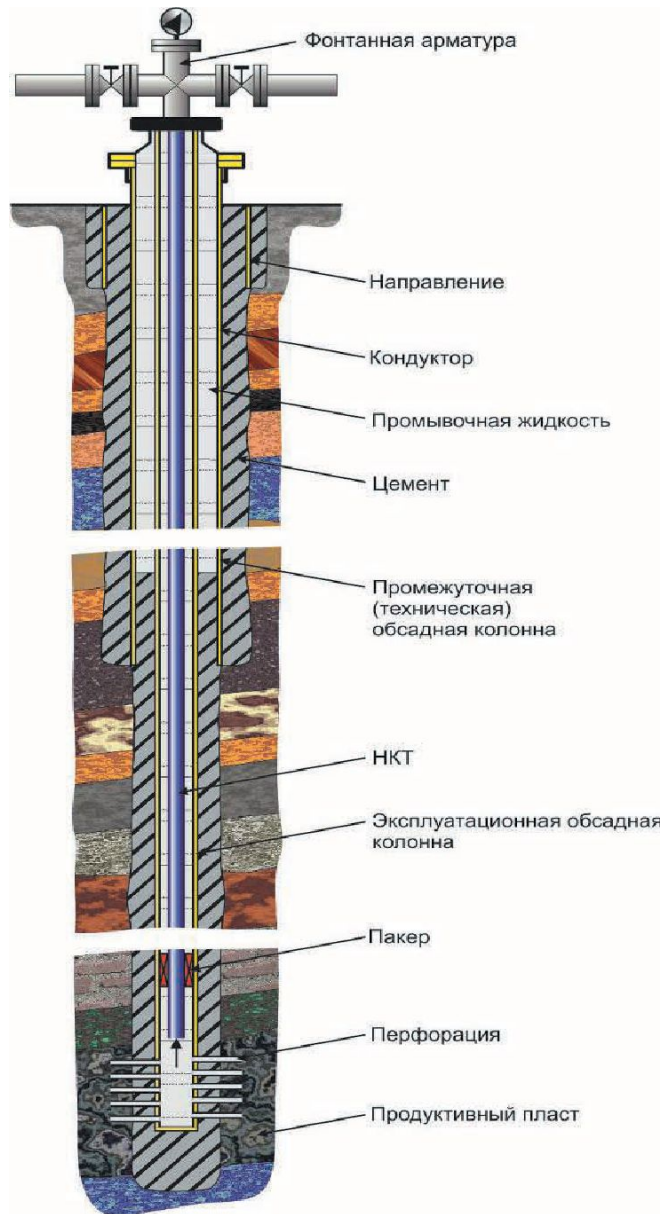
Поисковая скважина бурится на площадях, подготовленных геологопоисковыми работами (геологической съемкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) с целью открытия новых месторождений и выявления новых залежей на уже открытых месторождениях.

Бурение **разведочных** скважин осуществляется на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления технологической схемы или проекта разработки залежи.

С помощью **эксплуатационных** скважин разрабатываются и эксплуатируются залежи нефти и газа, а на подземных хранилищах газа – закачивают и отбирают газ. К категории эксплуатационных относятся добывающие, оценочные, нагнетательные, наблюдательные и пьезометрические скважины. **Оценочные** предназначены для оценки коллекторов продуктивных горизонтов, **нагнетательные** – для закачки в продуктивные горизонты воды, газа, воздуха и других агентов; **наблюдательные** и **пьезометрические** скважины – для наблюдения за изменением уровня *пластового давления*, температуры, отбора проб газа и воды, при движении *газоводяных* и *нефтеводяных контактов*, а также для проведения геофизических исследований. К наблюдательным скважинам относятся, кроме того, *геофизические* и *контрольные*, предназначенные для вскрытия контрольного пласта при создании подземных хранилищ газа. К категории эксплуатационных относятся также скважины, предназначенные для термического воздействия на пласт при разработке месторождений высоковязких нефтей.

Специальная скважина бурится для сброса промышленных вод (поглощительная скважина), ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, разведки и добычи технических вод. К числу специальных относится **резервная** скважина, служащая для отбора газа из подземного хранилища в период пикового спроса на газ и для замены эксплуатационной при временном выходе ее из строя.

Скважины, необходимые для эксплуатации месторождения, газового промысла и подземного хранилища газа, и все пробуренные образуют **фонд скважин** газодобывающего предприятия



Конструкция добывающей скважины должна обеспечивать ее безопасную проводку, изоляцию добываемого флюида от околоствольного пространства, проектную или ожидаемую производительность, возможность проведения капитальных ремонтных работ .

Основными элементами конструкции скважины (рис. 2.1) являются эксплуатационная и технические колонны. Эксплуатационная колонна предназначена для надежной длительной эксплуатации скважин в течение всего срока разработки. Глубина ее спуска выбирается в основном в зависимости от глубины залегания подошвы продуктивного пласта, диаметр определяется условиями работы лифтовой колонны, обеспечивающей устойчивую проектную добычу пластового флюида и подвешенной внутри эксплуатационной колонны.

Технические (промежуточные) колонны обеспечивают качественную и безаварийную проводку скважины до проектной глубины. Глубина спуска первой промежуточной колонны наибольшего диаметра (трубного направления) составляет, как правило, не менее 60 м. При строительстве газовых скважин предусматривается подъем цемента до ее устья за всеми обсадными колоннами.

В ходе развития газовой промышленности России конструкция скважин непрерывно совершенствовалась в направлении повышения эксплуатационной надежности, производительности, герметичности колонн и так далее, что связано с открытием и вводом в разработку месторождений с повышенными дебитом газа, глубинами, давлением, температурой, содержанием конденсата и коррозионно-активных элементов, наличием в разрезе *многолетнемерзлых пород*, необходимостью их размещения в труднодоступных тундровых, пойменных и болотистых зонах и т. д.

Широкое применение нашли скважины, сгруппированные на сравнительно небольших кустовых площадках, с конструкцией, обеспечивающей *дебит* газа до 1...2 млн. м³/сут, и эксплуатационными колоннами, состоящими из труб с повышенной герметичностью резьбовых соединений, а также скважины, оснащенные обсадными трубами повышенной прочности и коррозионной стойкости.

Разработаны конструкции теплоизолированных скважин для предупреждения растепления, смятия колонн в зоне мерзлоты, образования парафинов и *газовых гидратов*, препятствующих добыче газа и нефти.

В районах развития мерзлоты размещение скважин в болотистой тундровой зоне и технология подготовки и строительства этих скважин имеют некоторые особенности, такие как подготовка насыпных оснований для «кустов» из 7, 9 и 12 скважин (вертикальных и наклонно направленных) с расстоянием между скважинами 40 м; создание накопителей отходов бурения и применение специальной установки для обезвоживания и нейтрализации этих отходов; опережающее бурение параметрических скважин на кустовой площадке с целью определения состава и свойств мерзлых пород, а также установка шахтового направления 530 × 14 мм глубиной 10...20 м; роторный способ бурения под направление и кондуктор с применением псевдопластичной промывочной жидкости для повышения устойчивости стенок скважины; прямое цементирование всех колонн в одну ступень с использованием для этого облегченного *тампонажного материала*; применение в верхней секции эксплуатационной колонны труб

- с повышенной прочностью на смятие.

3.2 Оборудование забоя газовых скважин

Оборудование забоя газовых скважин зависит от многих факторов:

- 1) литологического и фациального состава пород, цементирующего материала, слагающих газомещающий коллектор;
- 2) механической прочности пород;
- 3) неоднородности коллекторских свойств пласта по разрезу;
- 4) наличия газо-, нефте- и водоносных пластов в продуктивном разрезе;
- 5) местоположения скважины на структуре и площади газоносности;
- 6) назначения скважины (добывающая, нагнетательная, наблюдательная).

Если газовая залежь пластового или массивного типа, газонасыщенный коллектор представлен крепкими породами (сцементированными песками, известняками, доломитами, ангидритами), в продуктивном разрезе отсутствуют нефте- и водонасыщенные горизонты, добывающие скважины могут иметь открытый забой.

В этом случае эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта, в непроницаемой пропластке устанавливают башмак и колонну цементируют до устья. Для улучшения выноса твердых частиц и жидкостей с забоя в фильтровую часть пласта спускается хвостовик.

Когда газонасыщенный пласт представлен слабо сцементированными породами, в продуктивном разрезе отсутствуют нефте- и водонасыщенные пропластки, открытый забой скважин оборудуется сетчатыми, керамическими, металлокерамическими, гравийными, стеклопластиковыми фильтрами различных типов и рыхлые породы призабойной зоны укрепляются вяжущими веществами. Наибольшее распространение имеют намывные гравийные фильтры. В этом случае с помощью гидравлических расширителей увеличивается диаметр зоны пласта, в который намечается намывка гравия, например со 146 до 256 мм.

Призабойная зона пласта в рыхлых коллекторах может укрепляться закачкой в поровое пространство жидких вязущих веществ - органических полимерных материалов, которые при взаимодействии с катализатором полимеризации затвердевают и цементируют рыхлую породу.

В качестве вязущих химических веществ в зависимости от температуры и минерального состава пласта-коллектора используют: 1) органические смолы; 2) пластмассы; 3) специальные составы типа перматрол.

В качестве органических смол применяются эпоксидная, фенолформальдегидная, орбамидная (крепитель М), смолы из сырых фенолов и формалина, РР-1.

Если в продуктивном разрезе скважин имеются газоносные пласты с различным составом газа или есть чередование газо -, нефте и водоносных пластов, разделенных глинистыми пропластками, то иметь открытый забой нельзя.

В этих условиях скважина бурится до подошвы продуктивного комплекса, обсаживается обсадной колонной и цементируется до устья. Скважина и пласт сообщаются при помощи перфорации того или иного вида. Если через перфорационные каналы в скважину выносятся песок, то в неё можно спускать фильтры, собранные на поверхности.

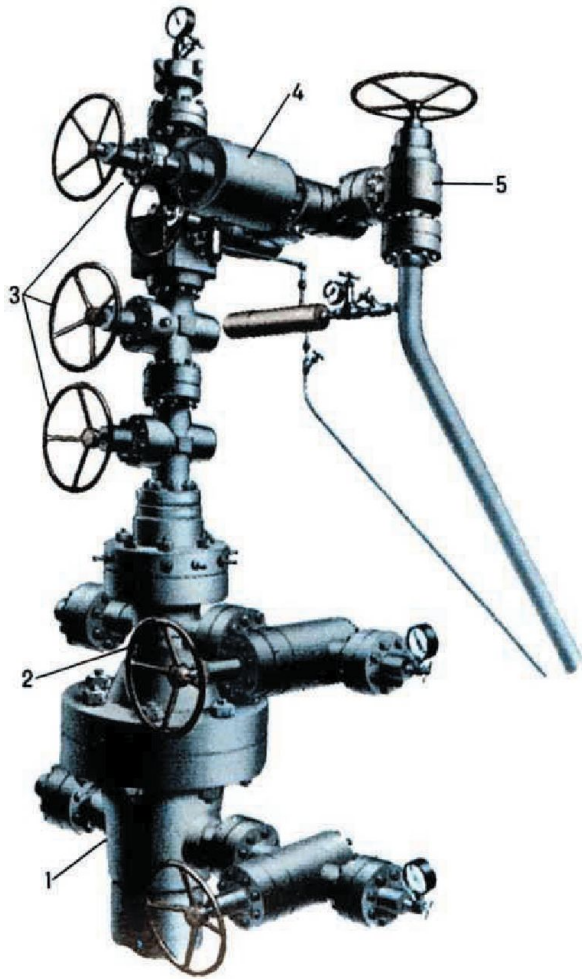


Рис. 3.2
Фонтанная арматура
1 - колонная головка;
2 - трубная головка;
3 - фонтанная елка;
4 - регулируемый штуцер;
5 - пневмоуправляемая задвижка

3.3 Фонтанная арматура

Фонтанная арматура – комплект устройств (рис. 2.2), монтируемый на устье фонтанирующей скважины для его герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками и на выходе продукции, выпуска или закачивания газа при освоении скважины.

ФА выполняет несколько функций: удержание на весу колонны НКТ; герметизация затрубных пространств и их взаимная изоляция; обеспечение регулирования режима работы скважины в заданных пределах, непрерывности её работы; исследование скважины путем измерения параметров её работы как внутри скважины, так и на поверхности.

В состав ФА входят колонная и трубная головки, фонтанная елка и манифольд (рис. 3.2).

Колонная головка, расположенная в нижней части ФА, служит для подвески обсадных колонн, герметизации межтрубных пространств и контроля давления в них. При простейшей конструкции скважины (без промежуточных технических колонн) вместо колонной головки используют колонный фланец, устанавливаемый на верхней трубе эксплуатационной колонны. Трубная головка монтируется на колонной головке и предназначена для подвески и герметизации лифтовых колонн при концентрическом или параллельном спуске их в скважину.

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

Фонтанная арматура скважины соединяется с промышленными коммуникациями сбора газа и газоконденсата с помощью **манифольдов**, которые представляют собой сочетание трубопроводов и запорных устройств. Они состоят из нескольких задвижек, крестовиков, тройников и служат для подключения к скважине различных агрегатов. Они служат для подачи в скважину ингибитора, глушителя и продувки скважин и других технологических операций.

Манифольд связывает ФА с трубопроводами. Элементы ФА соединяются фланцами или хомутами. Для уплотнения внутренних полостей используют эластичные манжеты, а для наружных соединений – стальные жесткие кольца. Привод запорных устройств ручной, при высоком давлении – пневматический или гидравлический с местным, дистанционным или автоматическим управлением. При отклонении давления продукции скважины от заданных пределов или в случае пожара на скважине запорные устройства автоматически закрываются. Давление во всех полостях контролируется манометрами. Запорные и регулирующие устройства могут дублироваться и заменяться под давлением при работе скважины, возможна также замена под давлением фонтанной елки.

Для спуска в работающую скважину приборов и другого оборудования на ФА устанавливают лубрикатор – трубу с сальниковым устройством для каната или кабеля, в которой размещают спускаемое в скважину оборудование. Рабочее давление ФА – 7...105 МПа, проходное сечение центрального запорного устройства – 50...150 мм.

Фонтанная арматура скважин морских месторождений с подводным устьем имеет специальные конструкции для дистанционной сборки и управления.

МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- После вскрытия продуктивного пласта, следующей стадией подготовки к эксплуатации является ее освоение: вызов притока газа или пластовой жидкости из пласта, очистка забойной зоны и обеспечение условий, при которых продуктивный пласт начинает отдавать газ в необходимом объеме. Процесс освоения скважины заканчивается проведением полного комплекса исследований, в том числе исследований по оценке дебитов и фильтрационных параметров каждого работающего интервала пласта и всей продуктивной характеристики скважины.
- Возбуждение скважины состоит в понижении давления, создаваемого столбом жидкости (промывочный раствор или вода), на забое до давления меньше пластового.
- Понижение давления на забое при освоении скважины достигается путем:
- замены промывочной жидкости водой. Если пласт не возбуждается, воду заменяют более легким раствором, например, нефтью, или в скважину нагнетают воду и воздух (или газ); снижением уровня жидкости в скважине. Жидкость в стволе скважины оказывает на пласт давление

$$p = \frac{H \gamma_{ж}}{10}$$

где H — высота столба жидкости в м (до верхних перфорационных отверстий); $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости в тс/м³.

- При неизменном удельном весе раствора в скважине для обеспечения условий $p_z = p_{пл}$ можно снизить его уровень

$$\Delta h = \frac{(p_z - p_{пл})10}{\gamma_{ж}}$$

- Приток газа в скважину начнется в тот момент, когда гидростатическое давление столба жидкости в стволе станет меньше пластового. Это давление можно понизить заменой жидкости в колонне другой жидкостью с меньшей плотностью (например, буровой раствор можно последовательно заменять водой, затем нефтью или газожидкостной смесью) или понижением высоты столба жидкости в скважине путем отбора ее с помощью тех или иных технических средств. На практике в различных условиях применяют оба способа.
- Во многих случаях применяют компрессорный способ вызова притока газа. При этом способе в затрубное пространство с помощью передвижных компрессоров закачивают воздух или газ, который вытесняет жидкость.
- Скважины можно осваивать методом «раскачки». При данном методе первоначально создается давление газа или воздуха в затрубном пространстве, вследствие чего часть жидкости из скважины через фонтанные трубы будет выброшена на поверхность. После прекращения истечения жидкости из фонтанных труб затрубное пространство резко соединяют с атмосферой. Затем напорную линию от компрессора или газопровода присоединяют к фонтанным трубам, вновь создавая давление. В результате нескольких таких «раскачек» давление столба жидкости на забой скважины станет меньше пластового и скважина начнет фонтанировать.
- Для освоения скважин также используют газ, который подводится по газопроводу от уже работающей скважины.
- Перед освоением скважину тщательно промывают до нижней отметки забоя для удаления осадка глинистого раствора в нижней части фильтра, так как в противном случае после ее освоения эксплуатируется только верхняя часть вскрытого интервала продуктивного пласта. Примером может служить начальный период эксплуатации скважин Ленинградского месторождения Краснодарского края.

- Если в жидкости содержится значительное количество твердых примесей, в процессе освоения скважин недопустима их остановка до полного удаления этих примесей и перехода на фонтанирование чистым газом. В противном случае в стволе может образоваться пробка и не исключен прихват фонтанных труб. Например, в процессе освоения скв. 42 Шебелинского месторождения выносилось большое количество глинистого раствора. Не дождавшись продувки скважины до получения чистого газа, освоение ее было остановлено, в результате чего образовалась пробка, на ликвидацию которой было затрачено несколько месяцев.
- После возбуждения скважины и очистки забоя и призабойной зоны от промывочной жидкости и других примесей скважину продувают с выпуском газа в атмосферу. Время этого процесса колеблется от нескольких часов до нескольких суток и зависит от количества выносимых примесей и их характера. Для скважин, в которых возможен интенсивный вынос породы, продолжительность процесса при высоких депрессиях должна быть минимальной. Дебит газа при продувке зависит от характеристики пласта и состояния надземного оборудования.
- Для очистки призабойной зоны более эффективна периодическая продувка до получения чистого газа без примесей. В некоторых случаях (при опасном разрушении призабойной зоны) продувку осуществляют через штуцера, увеличивая последовательно диаметр их.
- Обычно со временем дебит газа и давление на устье скважины при продувках и неизменном диаметре штуцера растут по мере очищения призабойной зоны. Уменьшение же дебита и давлений на устье свидетельствует о засорении забоя. В этом случае следует немедленно прекратить продувку. Количество примесей, выносимых из пласта, и характер их изменения во времени определяют с помощью сепарационных передвижных установок, которые устанавливают после предварительной непродолжительной продувки. Полезно также периодически проверять состояние забоя, измеряя его глубину специальной желонкой.

3.4 Система размещения скважин

Система размещения скважин – площадное расположение забоев газовых скважин различного назначения для вскрытия ими продуктивной толщи. Это могут быть эксплуатационные, наблюдательные, специальные скважины и др. Система размещения разрабатывается на основе газогидродинамических расчетов и технико-экономического обоснования.

Необходимо различать систему размещения устьев скважин на площади газоносности (*кустовое размещение* устьев скважин) и систему размещения их забоев. При существовавшей ранее системе строительства вертикальных скважин системы размещения устьев и забоев практически совпадали. Так, на сеноманских газовых месторождениях Медвежье и Уренгойское в Западной Сибири минимальное расстояние между забоями скважин достигало 50...70 м, а расстояние между устьями скважин куста – 20 м. По мере освоения технологии *наклонно направленного бурения* из одного куста устьев скважин их забои могли отдаляться друг от друга до 1 км и более. В связи с этим

в практике *разработки месторождений* природного газа принято различать размещение забоев скважин по продуктивной толще месторождения - *систему разработки* и размещение устьев скважин как *систему сбора газа* на промысле.

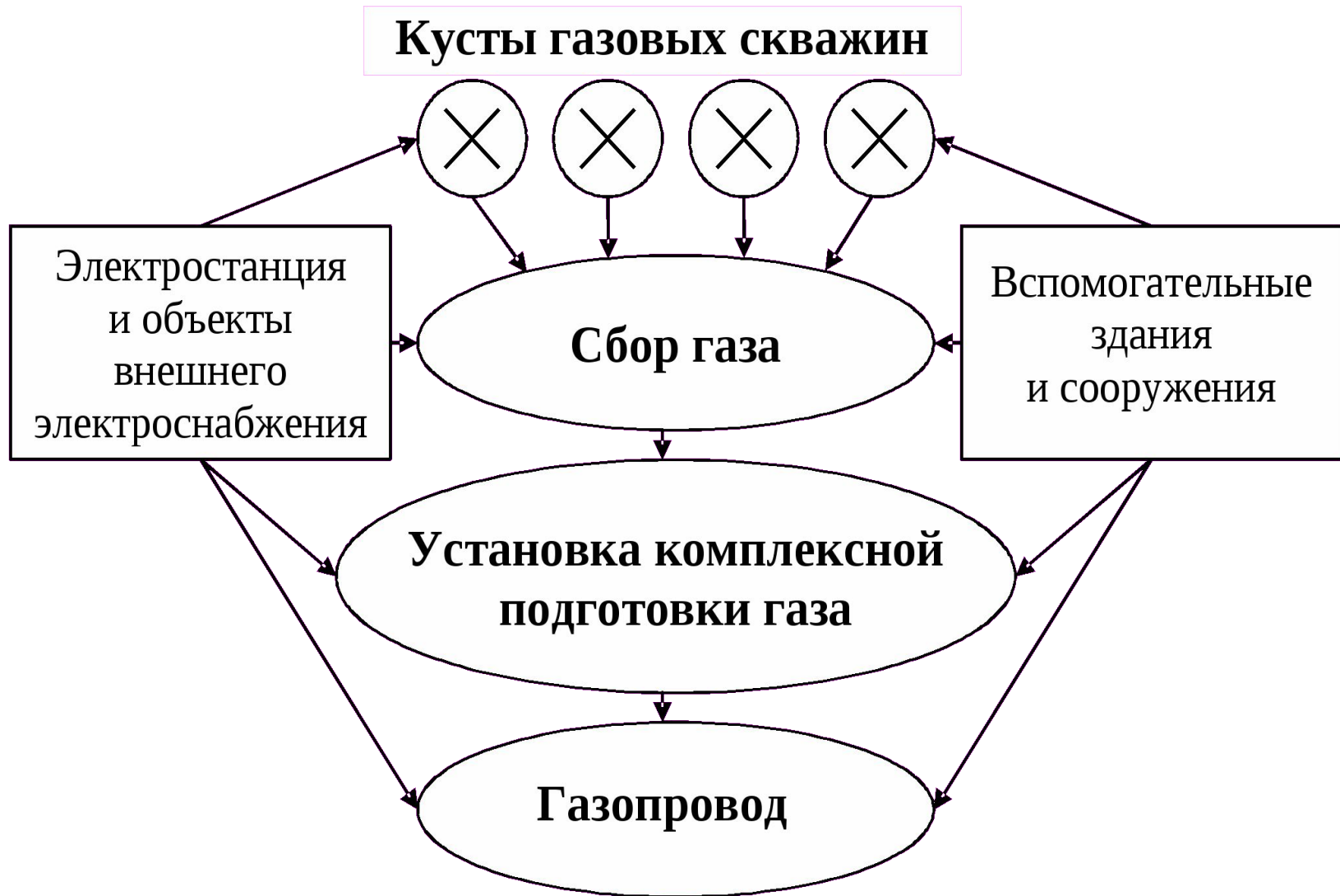
Площадная система разработки забоя *эксплуатационной газовой скважины* представляет собой равномерные сетки (четырёх-, трехугольные, рядные); неравномерные регулярные сетки с концентрацией забоев на определенных площадях (как правило, на наиболее продуктивных участках) в виде квадратных сеток, круговых батарей и др.; смешанные сетки. В общем случае тип площадной системы размещения и расстояние между скважинами устанавливаются на основании технико-экономического анализа различных вариантов.

Система разработки устьев эксплуатационных газовых скважин на поверхности реализуется как равномерное (площадное) размещение для скважин с вертикальными стволами и концентрированное (кустовое) размещение для скважин с наклонно направленными стволами.

3.5 Системы сбора и транспортирования продукции газовых скважин

Сбор, транспортирование и подготовка газа и конденсата на газовых месторождениях существенно отличается от сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях. Основное отличие, прежде всего, сводится к тому, что на нефтяных месторождениях мы имеем дело с добычей и транспортированием вязких нефтяных эмульсий по трубопроводам, а на газовых месторождениях – с добычей и транспортированием маловязких «чистых» газов и газоконденсатных смесей .

Газ на газовом месторождении собирается для подачи на головную компрессорную станцию, которая транспортирует его по магистральному газопроводу к потребителям с возможно меньшими гидравлическими потерями, капитальными и эксплуатационными расходами.



Один из основных элементов системы сбора и подготовки газа и конденсата на месторождениях - промышленные газосборные сети. Их диаметры, способ укладки, технологический режим их эксплуатации определяются в зависимости от конкретных геолого-эксплуатационных условий, состава и свойств добываемой продукции, способа подготовки газа и конденсата к транспорту, требований потребителей и других факторов.

Под промышленными газосборными сетями понимаются обычно газопроводы-шлейфы, соединяющие устья скважин с установками подготовки газа; газопроводы, соединяющие между собой установки подготовки газа; **промысловый газосборный коллектор.** Кроме того, на газоконденсатных месторождениях имеются конденсатопроводы, водопроводы, ингибиторпроводы и т.д.

Промысловые газосборные сети обычно классифицируются по конфигурации промыслового газосборного коллектора.

Широкое распространение на месторождениях природного газа получила централизованная групповая схема сбора газа и конденсата. При такой системе газ от группы скважин (6÷12 и более) без дросселирования на устье по шлейфам высокого давления поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), где его сепарируют, очищают от механических примесей, осушают с целью предупреждения гидратообразования, замеряют дебит и т.д. УКПГ подключаются к промысловому газосборному коллектору, откуда газ направляется на промысловый газосборный пункт (ПГСП) или головные сооружения (ГС). Число УКПГ на месторождении зависит от размеров газоносной площади и ее формы, дебитов, давлений и температур на устьях скважин. При групповой системе сбора большинство операций, в том числе и управление работой скважин, проводится централизованно.



Рис. УНО к 3.3 - Общая классификация систем сбора газа

Для правильного выбора схемы систем сбора и обустройства месторождения необходимо знать:

- объем добычи газа (газоконденсатной смеси) по годам;
 - изменение устьевых параметров (давления и температуры) добывающих скважин по годам;
 - расположение скважин на площади месторождения и расстояния от них до установок комплексной или предварительной подготовки газа (УКПГ или УППГ);
 - состав добываемого сырья по годам, включая состав конденсата;
 - физико-химическую характеристику пластовой воды (содержание солей, плотность, коррозионную активность и т.д.);
 - климатические данные (максимальную и минимальную температуру воздуха, глубину промерзания почвы, температуру грунта на разных глубинах и т.д.);
 - при составлении схемы подготовки газа к транспорту учитывают также наличие поблизости месторождения действующих УКПГ, дожимных компрессорных станций (ДКС), газоперерабатывающих заводов и установок и степень загрузки их мощностей, характеристику выпускаемого промышленностью оборудования, возможность обеспечения объектов водой, теплом, химическими реагентами и т.д.
- Проектирование технологических схем сбора продукции скважин включает в себя, в первую очередь, определение производительности и диаметра указанных газопроводов, гидравлический расчет и мероприятия по предупреждению гидратообразования и коррозии.**

Элементы газосборной сети являются общими для разных месторождений и состоят обычно из фонтанных елок, газоотводящих линий (манифольдов, шлейфов), отключающих задвижек газосборных коллекторов, конденсаторов, промывочных газосборных пунктов (ПГСП) (рис. 3.4, а, б, в, г).

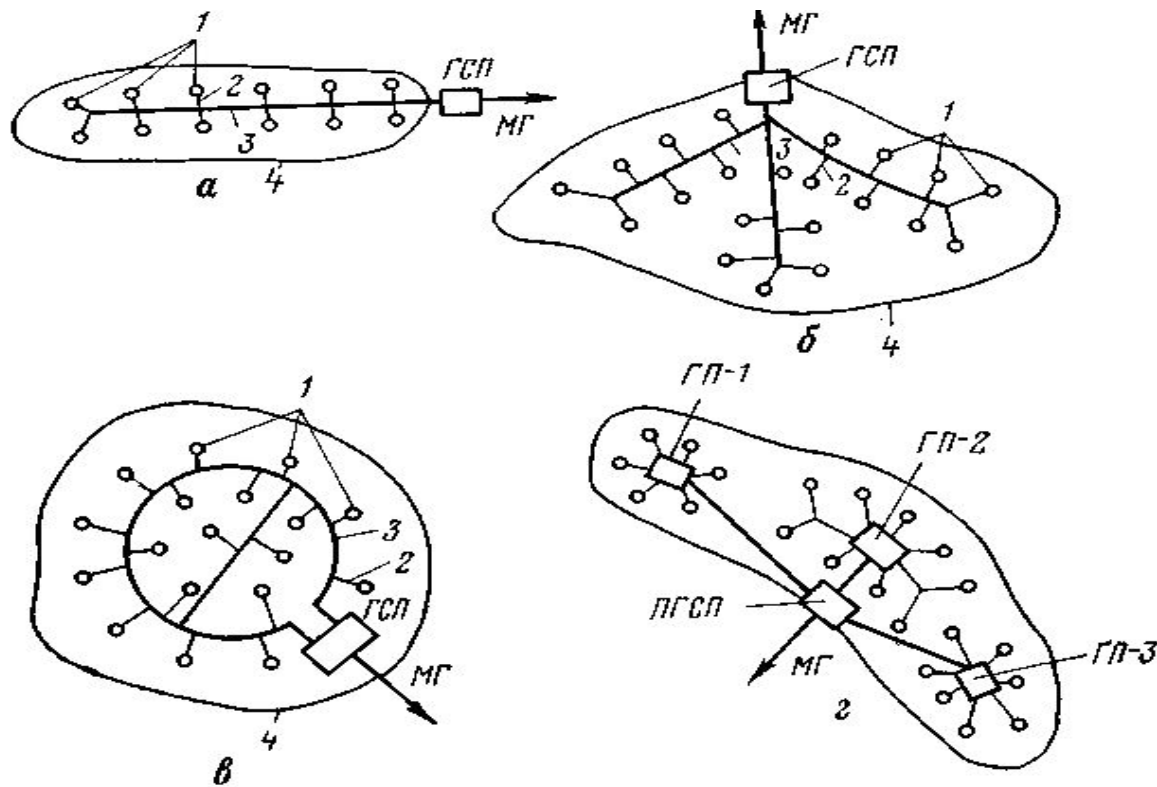


Рис. 3.4
Схемы сбора
газа на
газовом
промысле:
а -
линейная; б
- лучевая; в
- кольцевая;
Г -
групповой
метод сбора
и
переработки
газа с
линейными
коллекторам
и; 1 -
скважины; 2
- шлейфы; 3
- линейный
газосборный
коллектор; 4
- контур
газоносности;
ГСП -
групповой
сборный
пункт; МГ -
магистраль
ный
газопровод

Форма газосборных коллекторов зависит, прежде всего, от конфигурации площади месторождения (вытянутая, круглая), от размещения скважин на ней, от числа и характеристики продуктивных горизонтов и принятой схемы осушки, очистки и учета газа по скважинам. Название газосборной системы определяется обычно формой газосборного коллектора. Если газосборный коллектор представляет собой одну линию, схема сбора называется линейной (рис.3.4, а). Когда газосборные коллекторы сходятся в виде лучей к центральному сборному пункту, схема называется лучевой системой (рис. 3.4, б). При кольцевой системе газосборный коллектор огибает площадь газоносного месторождения (рис. 3.4, в). Групповая система сбора применяется при наличии на промысле групповых пунктов сепарации газа (рис. 3.4, г).

При этих схемах сбора и внутрипромыслового транспорта газа каждая скважина имеет цельную технологическую нитку и комплекс оборудования для очистки газа от механических примесей, жидкостей и предотвращения образования кристаллогидратов углеводородных газов (сепараторы, конденсатосборники, установки для ввода метанола в поток газа и т.д.).

Газ из скважин, пройдя прискважинные сооружения по очистке от твердых взвесей и жидкостей, по шлейфам направляется в общий газосборный коллектор, промысловый газосборный пункт (ГСП) и магистральный газопровод. Углеводородный конденсат из прискважинных сооружений по самостоятельным трубопроводам, проложенных параллельно газопроводам, направляется на ГСП.

Система сбора выбирается исходя из необходимости обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям, маневренности, удобства обслуживания газосборной сети и минимальных расходов на ее сооружение и эксплуатацию.

Линейный коллектор применяется, как правило, на газовых месторождениях с вытянутой площадью газоносности, лучевая схема - при раздельной эксплуатации газовых пластов с различными начальными давлениями и составом газа, кольцевой коллектор - на больших по размерам площадях газоносности с большим числом скважин и различными потребителями газа.

Кольцевая система сбора газа более маневренная, так как при аварии на каком-нибудь участке этой системы перекрытием отключающих задвижек можно обеспечить бесперебойную работу всей газосборной сети. Другие системы сбора этому условию не удовлетворяют.

Линейная, лучевая и кольцевая схемы промышленного сбора и транспорта газа с прискважинными сооружениями и отдельными технологическими нитками промышленной обработки газа для каждой скважины имеют следующие недостатки:

1. Промышленное оборудование установлено на большой территории.
2. Скважины с прискважинным оборудованием для очистки, осушки и замера газа требуют большого числа квалифицированного обслуживающего персонала.
3. Значительные длина промышленных дорог, металлоемкость коммуникаций водоснабжения, теплоснабжения и доставки реагентов.
4. Сложность устройства и функционирования систем дистанционного измерения давления, температур, расходов, управления технологическим режимом работы скважин и прискважинного оборудования.
5. Значительные потери газа и конденсата в запорной арматуре и прискважинных сооружениях.

В настоящее время при разработке газоконденсатных месторождений стали применять групповую коллекторную схему сбора, внутрипромыслового транспорта газа и конденсата. В этом случае отделение твердых взвесей от газа, получение углеводородного конденсата, измерение объемов сухого газа и конденсата проводят на газосборном пункте (ГП), который стал называться установкой комплексной подготовки газа - УКПГ, которая размещается, как правило, в центре группы скважин. Газ и конденсат от УКПГ по самостоятельным трубопроводам поступают на промысловый газосборный пункт (ПГСП) или головные сооружения магистрального газопровода (ГС).

Число газосборных пунктов на месторождении зависит от размеров газоносной площади и может колебаться в широких пределах от 2-4 до 25.

Групповая система сбора более предпочтительна с точки зрения удобства обслуживания скважин, сепараторов и применения средств автоматики. При этом применяются шлейфы высокого давления и сравнительно малого диаметра (100-150 мм).

При малом числе скважин на месторождении групповая система сбора газа превращается в бесколлекторную.

При большом числе газосборных пунктов число общепромысловых газосборных коллекторов может быть больше одного. В этом случае коллекторы сходятся в виде лучей в одном пункте на промысловом газосборном пункте (ПГСП) или головных сооружениях. Если поток газа к потребителям распределяется по противоположным направлениям, то число головных сооружений может соответствовать числу направлений. Число скважин, подключаемых к газосборному пункту, достигает иногда 25 и зависит от схемы размещения скважин и от их дебитов.

Для многопластовых месторождений с различными пластовыми давлениями часто применяют отдельный сбор газа по разным газосборным сетям. Разные газосборные сети строят также в том случае, если газ одного из продуктивных горизонтов содержит большое количество конденсата, сероводорода или углекислого газа.

При составлении схемы подготовки газа к транспорту учитывают также наличие поблизости месторождения действующих УКПГ, дожимных компрессорных станций (ДКС), газоперерабатывающих заводов и установок и степень загрузки их мощностей, характеристику выпускаемого промышленностью оборудования, возможность обеспечения объектов водой, теплом, химическими реагентами и так далее.

Проектирование систем сбора продукции скважин включает в себя в первую очередь определение производительности и диаметра указанных газопроводов, гидравлический расчет и мероприятия по предупреждению гидратообразования и коррозии.

Один из основных вопросов систем сбора газа – это выбор шлейфов – промысловых трубопроводов, предназначенных для подачи газа от устья скважин до установок комплексной подготовки газа. Шлейфовые газопроводы характеризуются диаметром, пропускной способностью, температурным режимом, перепадом давления в них и так далее.

На современных газовых месторождениях система сбора и подготовки газа включает следующие сооружения: установку предварительной подготовки газа (УППГ), УКПГ и ГС. Это общая схема, так как в зависимости от характера месторождения (чисто газовое или газоконденсатное) и других факторов процессы подготовки газа могут в основном сосредотачиваться на УППГ, УКПГ или на УКПГ и ГС. Например, если месторождение чисто газовое, то вся подготовка газа сосредотачивается на УКПГ, а на УППГ выполняют только замер объемов продукции, поступившей от каждой газовой скважины. На газоконденсатных месторождениях на УППГ выполняют не только замер объема продукции каждой скважины, но и частичное отделение влаги и конденсата.

При промышленном обустройстве возможны две системы сбора газа и конденсата: децентрализованная и централизованная.

Если окончательная подготовка газа проводится на газосборных пунктах, система называется децентрализованной. В этом случае газосборный пункт представляет собой комплекс сооружений законченного цикла промышленной обработки газа и углеводородного конденсата, включая вспомогательные объекты.

При централизованной системе на газосборных пунктах осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа. Окончательная подготовка его, а также подготовка углеводородного конденсата к дальнейшему транспорту производятся на головных сооружениях. На чисто газовых месторождениях, как правило, применяется централизованная система.

Децентрализованную систему используют для высокопродуктивных скважин (1,5-2 млн. м³/сут) или когда транспорт необработанного газа затруднен, образуются гидраты, выпадает конденсат и т. д.

На газоконденсатных месторождениях в тех случаях, когда производительность газосборных пунктов составляет 10-15 млн. м³/сут, скважины высокодебитные, а для обработки газа применяют низкотемпературную сепарацию, используют децентрализованную систему сбора газа. Эта система используется также на месторождениях с большими запасами газа, пластовые давления которых обеспечивают длительный срок работы установок НТС.

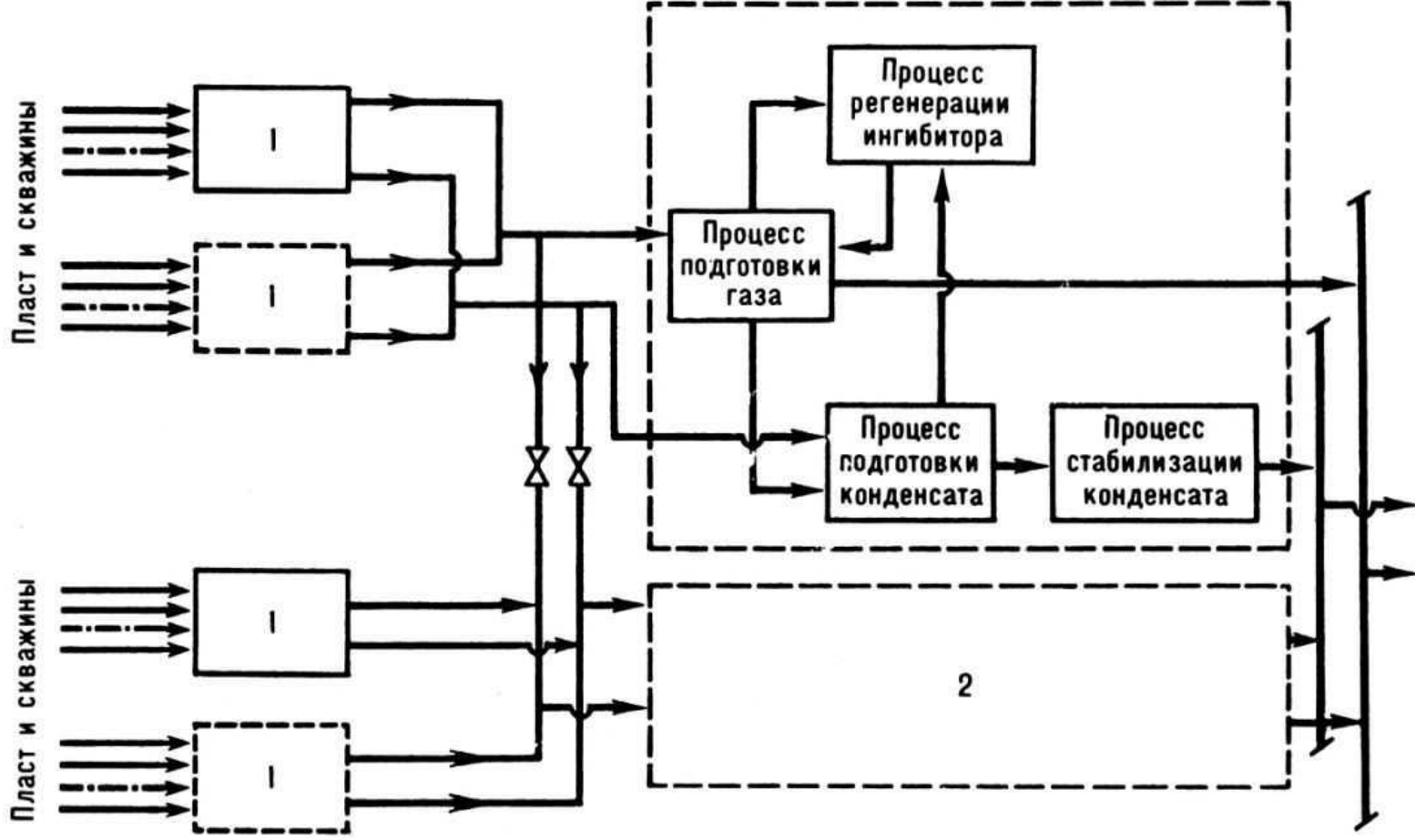


Рис. 3.5
 Схема централизованного сбора и подготовки природного газа и газового конденсата:
 1 - установка первичной подготовки природного газа;
 2 - головные сооружения

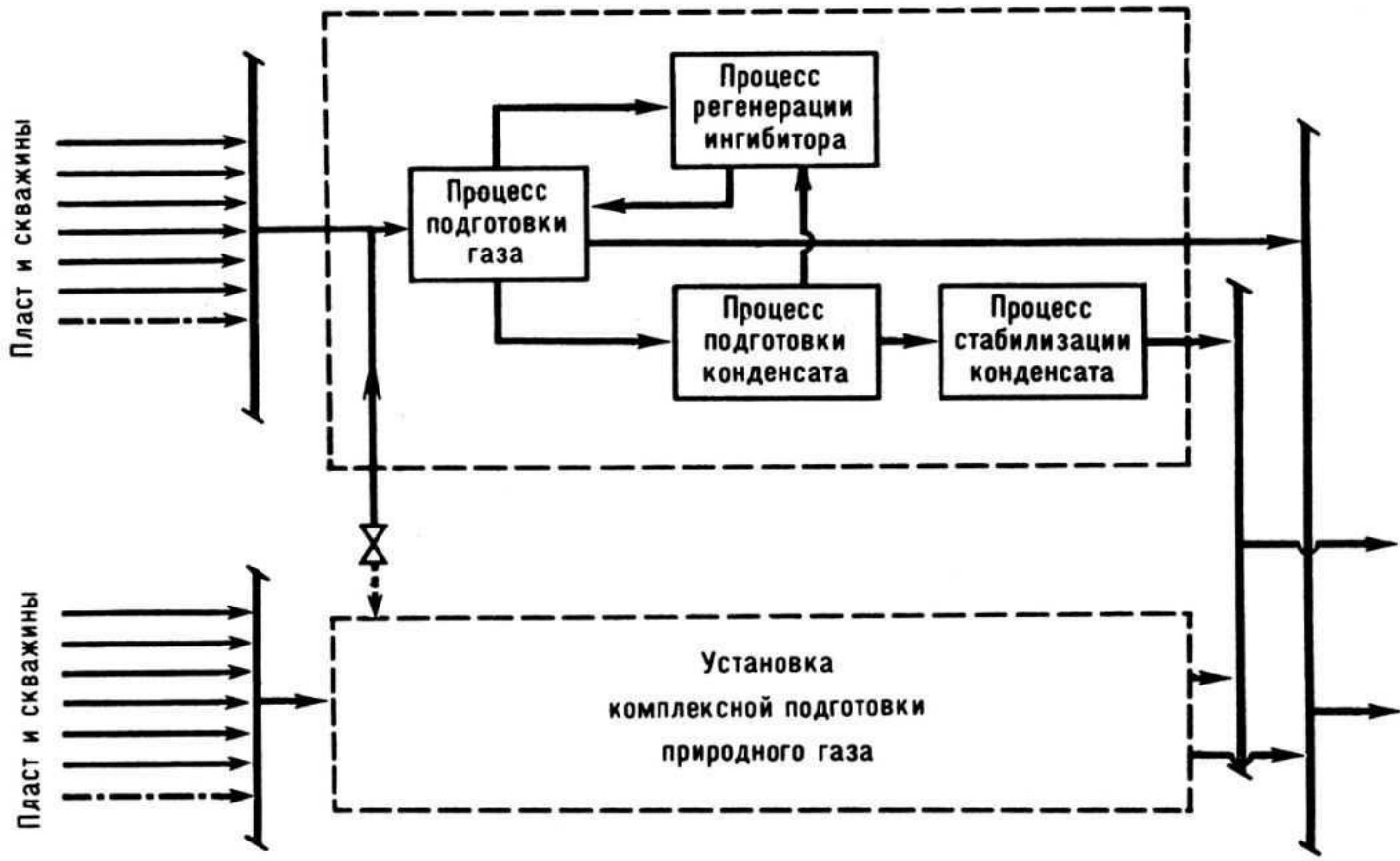


Рис. 3.6
Схема
а
децентрализованного
оборудования
подготовки
и природного
газа и газового
конденсата

В остальных случаях на газоконденсатных месторождениях целесообразно выбирать централизованную систему сбора и промышленной обработки газа с полным циклом подготовки его к дальнему транспорту на головных сооружениях.

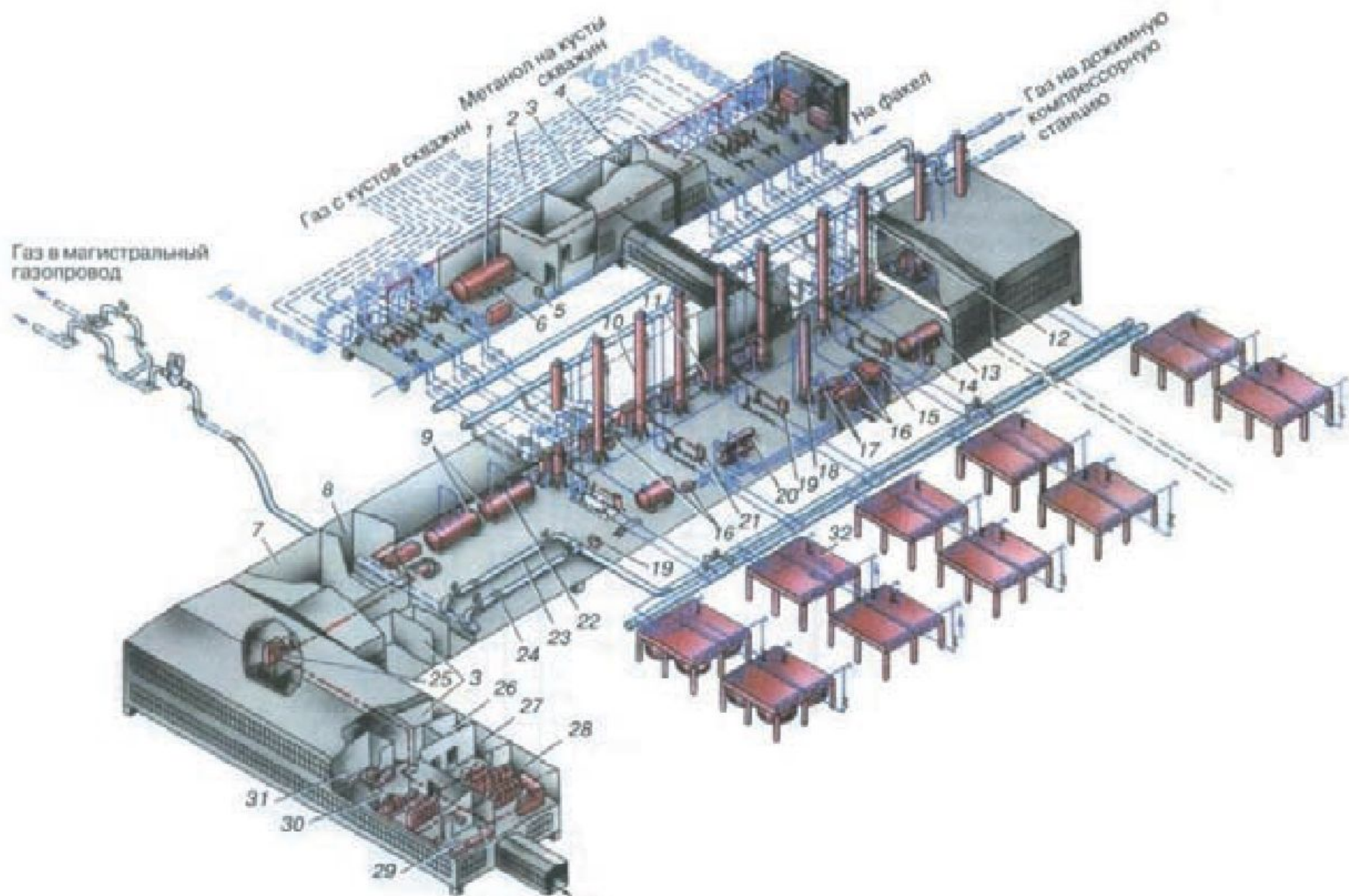
Наибольшее применение на газовых и газоконденсатных месторождениях получила централизованная система сбора. Газ и газовый конденсат от группы скважин по индивидуальным газопроводам – шлейфам поступают на УКПГ и затем после подготовки на каждой УКПГ – в газосборный коллектор и на головные сооружения (ГС). Следует отметить, что на первых стадиях разработки газовых месторождений широко применяли индивидуальные схемы сбора газа, когда на каждую скважину устанавливали свой комплекс оборудования для подготовки газа. Эта схема сбора газа отличалась высокой степенью надежности, так как выход из строя одной индивидуальной установки не прекращает работы всей системы. Однако из-за ряда крупных недостатков: большой металлоемкости и рассредоточенности объектов, повышенной численности обслуживающего персонала, сложной системы водо- и теплоснабжения – эта система в настоящее время не применяется.

Для окончательного выбора системы обработки газа должны быть выполнены технико-экономические расчеты двух вариантов схем: централизованного и децентрализованного. Если показатели расчетов будут равноценными, то предпочитается централизованная система.

3.6 Газовый промысел

Газовый промысел – технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа с площади месторождения, а также обработки газа и конденсата с целью подготовки их к дальнейшей транспортировке (рис. 3.7). Сооружения и коммуникации газового промысла (Г. п.) условно разделяют на основные и вспомогательные. К основным относятся эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины, газосборные коллекторы, газовые сборные пункты с технологическим оборудованием промысловой подготовки газа и конденсата, компрессорные станции. Вспомогательные сооружения и коммуникации – это объекты энергохозяйства, водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть, автохозяйство, склады и т.д. Количество, характер и мощность промысловых сооружений зависят от геолого-эксплуатационной характеристики месторождения.

Добыча газа на промысле обеспечивается фондом эксплуатации скважин, число, динамика изменения дебитов и система размещения которых определяются запасами газа, строением и количеством продуктивных горизонтов, размерами и конфигурацией залежи. На площади месторождения скважины располагаются отдельными объектами или кустами из 2–5 скважин. Особенно эффективно кустовое расположение скважин при разбуривании месторождений в северных районах со сложными климатическими и геокриологическими условиями. Фонд эксплуатации скважин на месторождении непостоянен, его увеличивают по мере разработки залежи для компенсации снижения дебита скважины. Начальные дебиты скважины изменяются примерно от 100 тыс. до 1,5...2 млн м³ / сут. Контроль за разработкой месторождения на газовом промысле осуществляется с помощью наблюдательных скважин.



Р И С . 3. 7 С х е м а о б у с т р о й с т в а г а з о в о г о п р о м ы с л а

- 1 – сепаратор замерный;
- 2 – электрощитовые и контрольно-измерительные приборы;
- 3 – вентиляционная камера;
- 4 – хранилище газа для собственных нужд;
- 5 – концентромер регенерированного метанола;
- 6 – счетчик жидкости;
- 7 – воздушная компрессорная;
- 8 – маслохозяйство;
- 9 – разделительная емкость;
- 10 – адсорбер;
- 11 – блок арматурный по жидкости;
- 12 – расходомер диэтиленгликоля;
- 13 – емкость регенерированного диэтиленгликоля;
- 14 – концентромер регенерированного диэтиленгликоля;
- 15 – автомат воздушного охлаждения диэтиленгликоля;
- 16 – блок насоса;
- 17 – испарители;
- 18 – десорбер;
- 19 – измеритель влажности газа; 20 – теплообменник;
- 21 – стойка контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;
- 22 – абсорбент; 23 – узел хозрасчетного замера газа; 24 – быстросъемные диафрагмы; 25 – кабельная шахта; 26 – помещение оператора;
- 27 – операторная; 28 – аппаратная; 29 – помещение технического обслуживания; 30 – машинный зал; 31 – насосная метанола и диэтиленгликоля; 32 – аппарат воздушного охлаждения.

Промысловая подготовка газа и конденсата к дальней транспортировке ведется по двум схемам: децентрализованной и централизованной. При первой полная обработка газа перед подачей в магистральный газопровод осуществляется на газовых сборных пунктах, при второй схеме на сборных пунктах производятся только сбор и первичная сепарация газа, а полный комплекс подготовки осуществляется на головных сооружениях магистрального газопровода.

Основные способы обработки природного газа и конденсата на Г. П.:

- низкотемпературная сепарация газа, абсорбция, адсорбция, а также их сочетания.

Для транспортировки обработанного газа с Г. П. в период, когда его давление снижается, приближаясь к значению этого параметра в магистральном газопроводе, на головных сооружениях вводится в эксплуатацию головная дожимная компрессорная станция.

3.7 Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) – комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем (рис. 3.8), обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых (ОСТ) и государственных (ГОСТ) стандартов. Сырьем УКПГ является природный газ газовых и газоконденсатных месторождений.



Ри с. 3.8 У с та н о в к а к о м п л е к с н о й п о д г о т о в к и г а з а (у к п г)

Товарной продукцией УКПГ являются «сухой» газ газовых месторождений и «сухой», отбензиненный газ газоконденсатных месторождений (используются в качестве бытового и промышленного топлива), а также *газовый конденсат* (сырье для *газоперерабатывающих заводов*).

Основным показателем качества газа, подаваемого в *магистральные газопроводы*, является *точка росы* (по влаге и углеводородам). Так, для холодной климатической зоны точка росы по влаге должна быть не выше $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а по углеводородам – не выше $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Отраслевой стандарт устанавливает также показатели, характеризующие потребительские свойства газа – *теплоту сгорания* и допустимое содержание сернистых соединений.

Газовый конденсат представляет собой смесь углеводородов (метановых, нефтяных, ароматических) широкого фракционного состава, содержащую механические примеси, воду, соли, сернистые и другие соединения, получаемые при разделении газожидкостной углеводородной смеси. Различают *нестабильный* и *стабильный* газовые конденсаты.

Нестабильный конденсат – газовый конденсат, который выделяется из пластовых углеводородных смесей газоконденсатных и газовых месторождений и имеет давление насыщенных паров, обеспечивающее его транспортировку для дальнейшей переработки. Все компоненты неустойчивого конденсата находятся между собой в состоянии фазового равновесия при давлении и температуре обработки сырья на УКПГ. *Нестабильный конденсат* частично стабилизируется (дегазируется) на *газовом промысле* и затем по *конденсатопроводу* направляется на установки стабилизации и переработки.

Основными продуктами переработки неустойчивого конденсата являются *стабильный конденсат*, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженные газы, бензиновые и дизельные топлива.

Стабильный газовый конденсат получают из нестабильного конденсата путем удаления легкокипящих компонентов. Он имеет давление насыщенных паров, соответствующее требованиям ОСТ.

ОСТ устанавливает две группы стабильного конденсата:

- для заводских установок стабилизации конденсата и для промыслов. Они различаются между собой содержанием нормируемых примесей.

Стабильный конденсат является сырьем для дальнейшей глубокой переработки.

Широкую фракцию легких углеводородов используют в качестве сырья нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий. Установлены три марки ШФЛУ, отличающиеся содержанием углеводородных фракций С₁-С₂, С₃ и С₄-С₅.

Сжиженные природные газы применяются как топливо и подразделяются на следующие группы:

- газы сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления (ПТ – пропан технический, СПБТ – смесь пропана и бутана технического, БТ – бутан технический);
- сжиженные углеводородные газы, поставляемые на экспорт;
- сжиженные углеводородные газы, используемые в качестве моторного топлива для автомобильного транспорта (ПА – пропан автомобильный, ПБА – пропан-бутан автомобильный).

Промысловая обработка газа на УКПГ представлена следующими типовыми технологическими процессами: абсорбционная или адсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация или абсорбция и масляная абсорбция (с использованием в качестве абсорбента стабильного конденсата для дизельного топлива).

На газовых месторождениях, где подготовка газа заключается в его осушке, используются абсорбционный или адсорбционный процессы. На газоконденсатных месторождениях для осушки и выделения легкоконденсирующихся углеводородов используются низкотемпературная сепарация (НТС) и низкотемпературная или низкотемпературная масляная абсорбция.

В состав УКПГ входят блок предварительной очистки (сепарации); технологические установки очистки, осушки и охлаждения газа, дожимные компрессорные станции, а также вспомогательные системы производственного назначения – операторная, площадки с установками средств связи, электро-, тепло- и водоснабжения, электрохимической защиты, пожаротушения, резервуарный парк хранения диэтиленгликоля или триэтиленгликоля, стабильного и нестабильного конденсата, сжиженного газа, дизельного топлива, склад химических реагентов и т.д.

Процесс подготовки газа на УКПГ начинается с его промышленного сбора. Сырой пластовый газ собирается в общий коллектор и поступает в блок предварительной очистки, далее в дожимную компрессорную станцию (если это необходимо для поддержания рабочих параметров) и затем, в зависимости от принятой технологии, на установку абсорбционной или адсорбционной осушки или низкотемпературной сепарации (абсорбции).

Подготовленный в соответствии с требованиями нормативной документации газ при необходимости компримируется на дожимной станции, охлаждается в аппарате воздушного охлаждения (АВО) и через замерный узел подается в межпромысловый коллектор либо на головную компрессорную станцию магистрального газопровода.

3.8 Промысловый и магистральный газопровод

Магистральный газопровод – предназначен для транспортировки природного газа на значительные расстояния из районов добычи к пунктам потребления. Магистральный газопровод – один из основных элементов *газотранспортной системы* и главное звено *Единой системы газоснабжения* России.

Сооружается из стальных труб диаметром 720...1420 мм на *рабочее давление* 5,4...7,5 МПа с пропускной способностью до 30...35 млрд м³ газа в год. Возможны три способа прокладки магистрального газопровода: подземный (на глубину 0,8...1 м до верхней образующей трубы), надземный – на опорах, наземный – в насыпных дамбах.

На начало 2002 г. общая протяженность газопроводов и отводов составила 151628 км, из них диаметром 1420 мм – 50 737 км, 1220 мм – 25 284 км, 1020 мм – 16 774 км, 830 мм – 4050 км, 720 мм – 11012 км, 500 мм – 12 234 км, 400 мм и менее – 31 491 км в России в ЕСГ.

Магистральный газопровод – сложная техническая система, в которую входят линейная часть с отводами, лупингами и перемычками в многониточных системах, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами для ввода метанола в газопровод; компрессорные станции и узлы их подключения, устройства для очистки транспортируемого и топливного газа от жидких и механических примесей, станции охлаждения газа, узлы редуцирования давления газа, газоизмерительные станции; газораспределительные станции; подземные хранилища газа; электроустановки; средства защиты от коррозии; системы и средства информатизации, автоматизации, управления, телемеханизации и связи; система защиты окружающей среды.

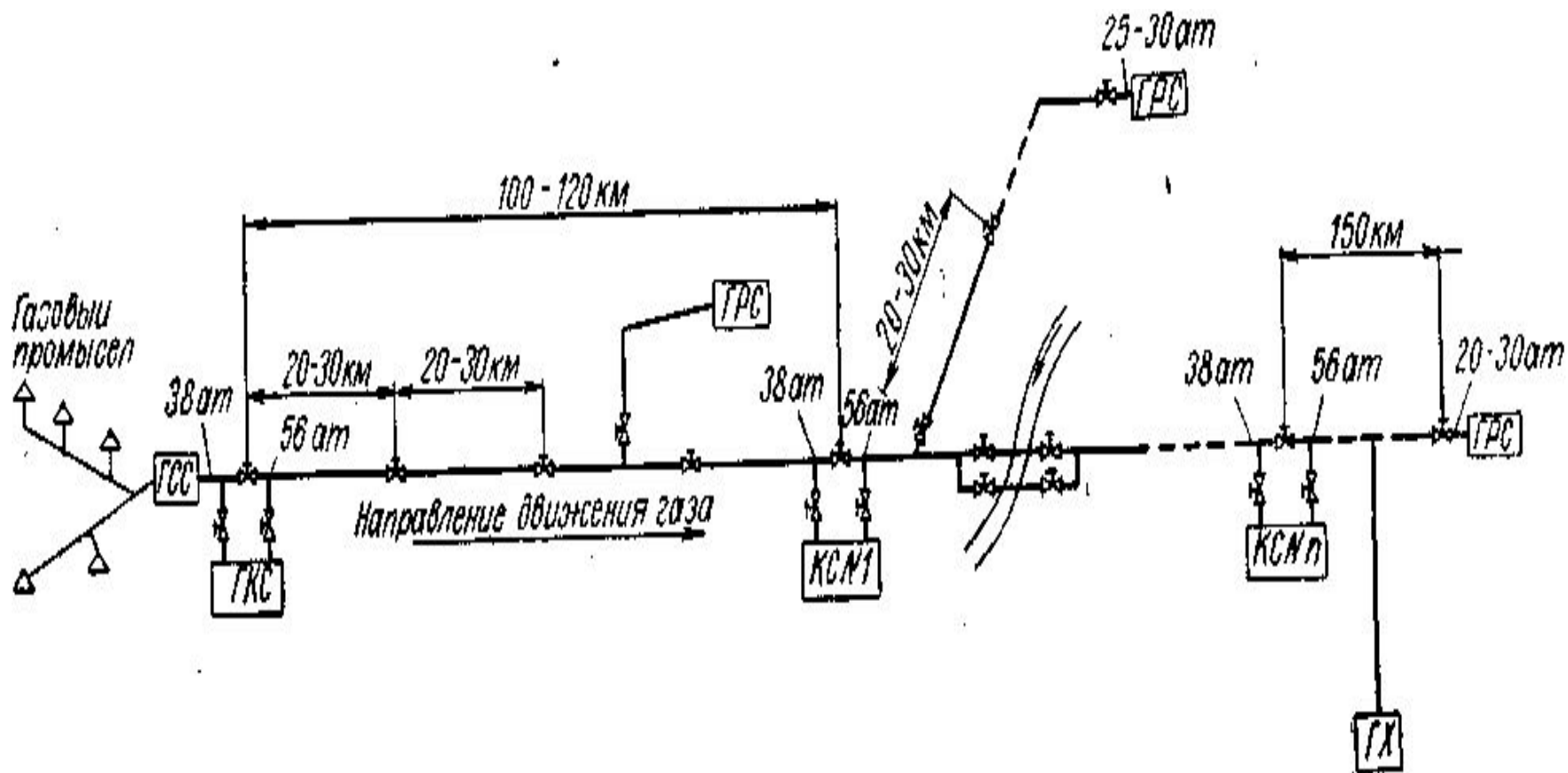


Рис. 17. Схема магистрального газопровода.

ГСС — газосборные сети; ГКС — головная компрессорная станция; КС — промежуточная компрессорная станция; ГХ — подземное хранилище газа.

Основной технической характеристикой магистрального газопровода является его производительность (пропускная способность), которая зависит от диаметра трубы, рабочего давления, мощности компрессорных станций и расстояния между ними. Определяется в результате *расчета* тепловых, оптимизационных и гидравлических характеристик.

Одна из важных задач, возникающих при проектировании *конденсатопроводов*, – определение местоположения промежуточных насосных станций, а также обоснование места прокладки лупинга и его размеров. При проектировании насосных станций (НС) необходимо учитывать, что минимальное рабочее давление в магистрали должно превышать суммарное значение давления насыщения конденсата и надкавитационного напора на входе насосных агрегатов не менее чем на 0,3...0,5 МПа. Имеется также ограничение по верхнему уровню рабочего давления (давление нагнетания НС), определяемому прочностными характеристиками магистрали и насосного оборудования.

Основные элементы магистрального трубопровода - сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы.

Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром (300÷1420) мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномёрзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечении крупных рек газопроводы (в некоторых случаях и конденсатопроводы) утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечении железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на (100÷200) мм больше диаметра трубопровода. Для удовлетворения потребностей в нефтепродуктах и газе населенных пунктов, находящихся вблизи трасс нефтепродуктопроводов и газопроводов, от них прокладывают отводы или ответвления из труб сравнительно малого диаметра, по которым часть нефтепродуктов или газа непрерывно отводится в эти населенные пункты.

С интервалом (10÷30) км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигнала телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Компрессорные станции (КС) газопроводов оборудуют поршневыми или центробежными компрессорами с приводом от поршневых двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и электродвигателей. Мощность одного агрегата в настоящее время достигает 25 МВт. Обычно центробежные нагнетатели работают группами по два или по три последовательно, и несколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн. м³/сут, а давление на выходе станции - 10 МПа. При высоком пластовом давлении газа в первый период эксплуатации месторождения газопровод может работать без головной КС.

На всех КС газ очищается в пылеуловителях от механических примесей. Кроме того, на головной станции возможны осушка газа, очистка от сероводорода и углекислого газа и одоризация природного газа. КС, также как и насосные, имеют вспомогательные сооружения: котельные, системы охлаждения, электроснабжения и др.

- Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям и контрольно-распределительным пунктам, где его очищают от механических примесей, конденсата и влаги, замеряют проходящий объем, снижают давление и одорируют (если это не было выполнено на головных сооружениях газопровода) перед подачей к потребителю.

Вблизи конечного участка магистрального газопровода у потребителя создаются подземные хранилища газа, предназначенные для регулирования сезонных и суточных неравномерностей газопотребления.

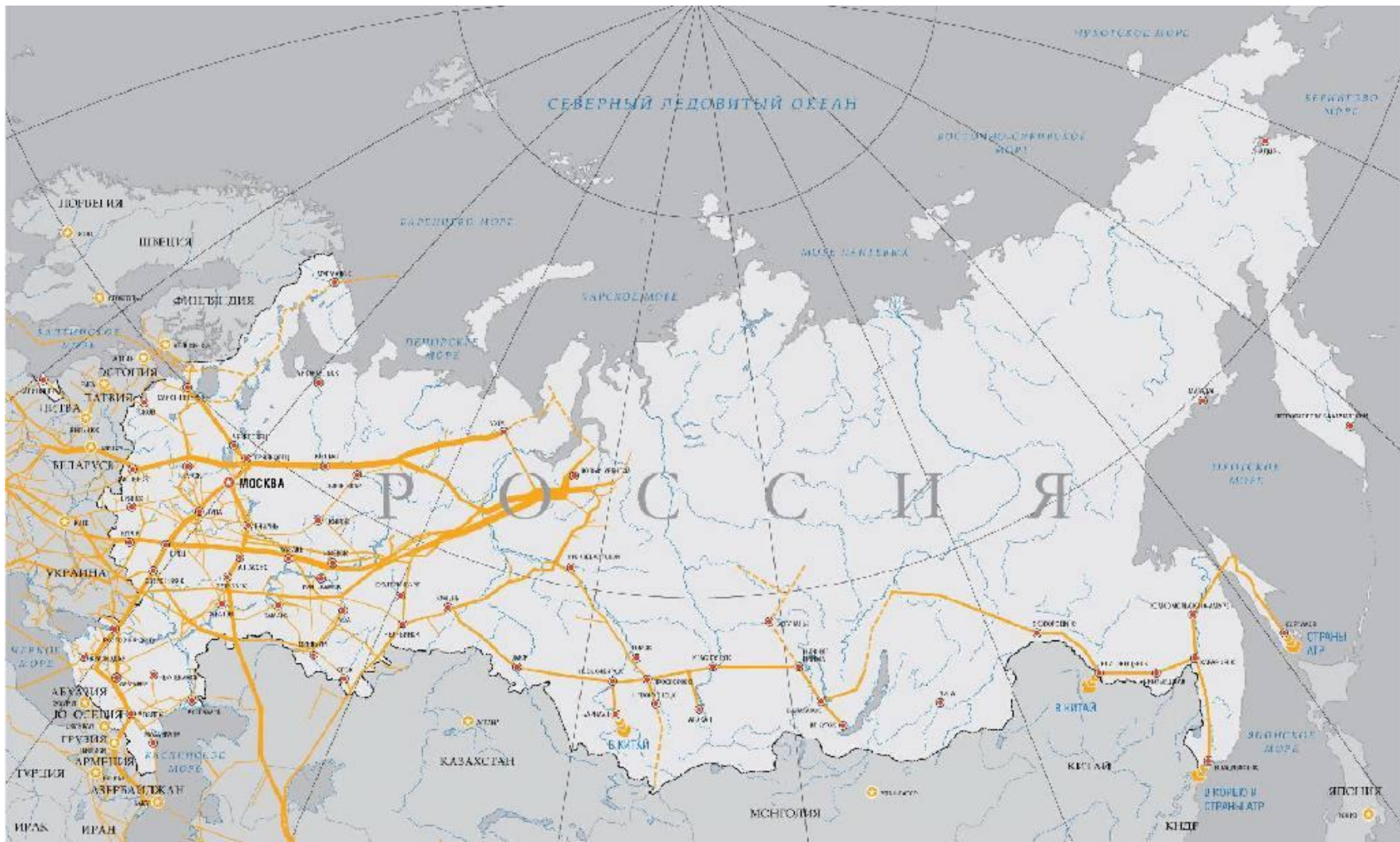


Рис. 3.9 Единая система газоснабжения России

3.9 Расчет пропускной способности газопровода

Газопроводы от скважин до газосборного коллектора или УКПГ называются шлейфами. Их рассчитывают по формуле пропускной способности газопровода

$$Q = 103,15E \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\lambda \Delta z T L}}$$

где E - коэффициент уменьшения пропускной способности шлейфа из-за наличия жидкости и отложений твердой фазы в газопроводе;

p_1, p_2 - абсолютные давления в начале и конце шлейфа соответственно;

D - внутренний диаметр шлейфа;

$\lambda = \lambda(Re)$ - коэффициент гидравлического сопротивления шероховатых труб;

Δ - относительная плотность газа по воздуху;

z, T - средние по длине L коэффициент сжимаемости и абсолютная температура газа соответственно;

L - длина шлейфа.

В качестве выражения для определения E можно воспользоваться эмпирическими формулами А.И. Ширковского или приближенно определить по графику при скорости газа более 15 м/сек.

Толщина стенки трубы шлейфа определяется из расчета на прочность при давлении, равном начальному статическому давлению на устье скважины до начала эксплуатации залежи, или на давление, равное 16 МПа. Внутренний диаметр шлейфа определяется из расчета на максимальный дебит скважины таким образом, чтобы потери давления были не больше 0,05-0,1 МПа на 1 км длины шлейфа. При обосновании диаметра шлейфа также учитываются термодинамические условия. Шлейф может играть роль холодильника газа, выходящего из скважины с температурой, большей температуры грунта на уровне укладки шлейфа, или подогревателя, если температура газа, выходящего из скважины, меньше температуры грунта. **Обычно внутренний диаметр шлейфа единичной скважины равен 102, 125 или 150 мм. При движении газа с куста скважин до УКПГ диаметр выкидной линии равен 200, 325 и даже 426 мм (сеноманская залежь Уренгойского газоконденсатного месторождения).**

Промысловый газосборный коллектор рассчитывается как сложный газопровод с подключением по пути газовых линий. **Внутренний диаметр промышленного газосборного коллектора определяется на конец компрессорного периода эксплуатации месторождения с постоянным суточным отбором газа.** Давление газа в начале газосборного коллектора p_1 принимается равным давлению обработки газа на УКПГ, ближайшей к началу газосборного коллектора, давление газа в конце газосборного коллектора p_2 принимается равным давлению газа на приеме промышленной дожимной компрессорной станции (головной КС), часто расположенной на ПГСП в конце газосборного коллектора.

Обычно промышленный газосборный коллектор строится из труб с диаметрами от 500 до 1420 мм. Толщина стенки труб промышленного газосборного коллектора рассчитывается по давлению газа на УКПГ в первый год эксплуатации месторождения, несколько превышающему давление газа в начале магистрального газопровода (5,6 или 7,6 МПа).

Для охраны окружающей среды, повышения безопасности работы, ликвидации потерь газа и углеводородного конденсата при газодинамических и газоконденсатных исследованиях скважин, при удалении жидкостей с забоя скважин, из шлейфовых газопроводов, **для повышения эксплуатационной надежности работы газопромисла вместе с высоконапорной системой сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата одновременно проектируется и сооружается низконапорная герметизированная система сбора, измерения и использования газа и углеводородного конденсата, а также других жидкостей.**

Расчет сложной внутри- и межпромысловой газосборной сети при большом числе скважин, ГСП или УКПГ, дожимных компрессорных станций, при значительной протяженности промысловых и межпромысловых коллекторов с неустановившимся режимом течения газа в них представляет собой сложную комплексную оптимизационную задачу. В современных условиях она решается методами динамического программирования с использованием в расчетах ЭВМ.

3.10 Промысловые дожимные компрессорные станции

В процессе разработки месторождений природных газов происходит уменьшение пластового давления, что в свою очередь приводит к падению давления во всей системе пласт - скважина - промышленные газосборные сети - установки подготовки газа. Когда давление газа на выходе из установок подготовки газа становится недостаточным для его подачи потребителю при заданном давлении и расходе, наступает период компрессорной эксплуатации месторождения - газ потребителю подается с помощью промышленной дожимной компрессорной станции (ПДКС). ПДКС способствует получению оптимальных технико-экономических показателей работы месторождения и газопровода, а также предназначено для сжатия газа, поступающего из УКПГ, до необходимого давления. При подаче в магистральные газопроводы давление на выходе из УКПГ должно равняться 5,5 или 7,5 МПа и оставаться постоянным, несмотря на уменьшение давления на приеме ПДКС. Таким образом, в компрессорный период эксплуатации месторождения давление на приеме ПДКС будет уменьшаться, степень сжатия газа будет возрастать, что приведет к необходимости последовательного увеличения мощности силового привода для сжатия газа и уменьшения подачи одного компрессора. При этом будет увеличиваться число ступеней сжатия.

- **К компрессорным агрегатам ПДКС предъявляются определенные требования. Они должны обладать высокими к.п.д. в широких диапазонах изменения сжатия и расхода, большой подачей и высокой степенью сжатия.**

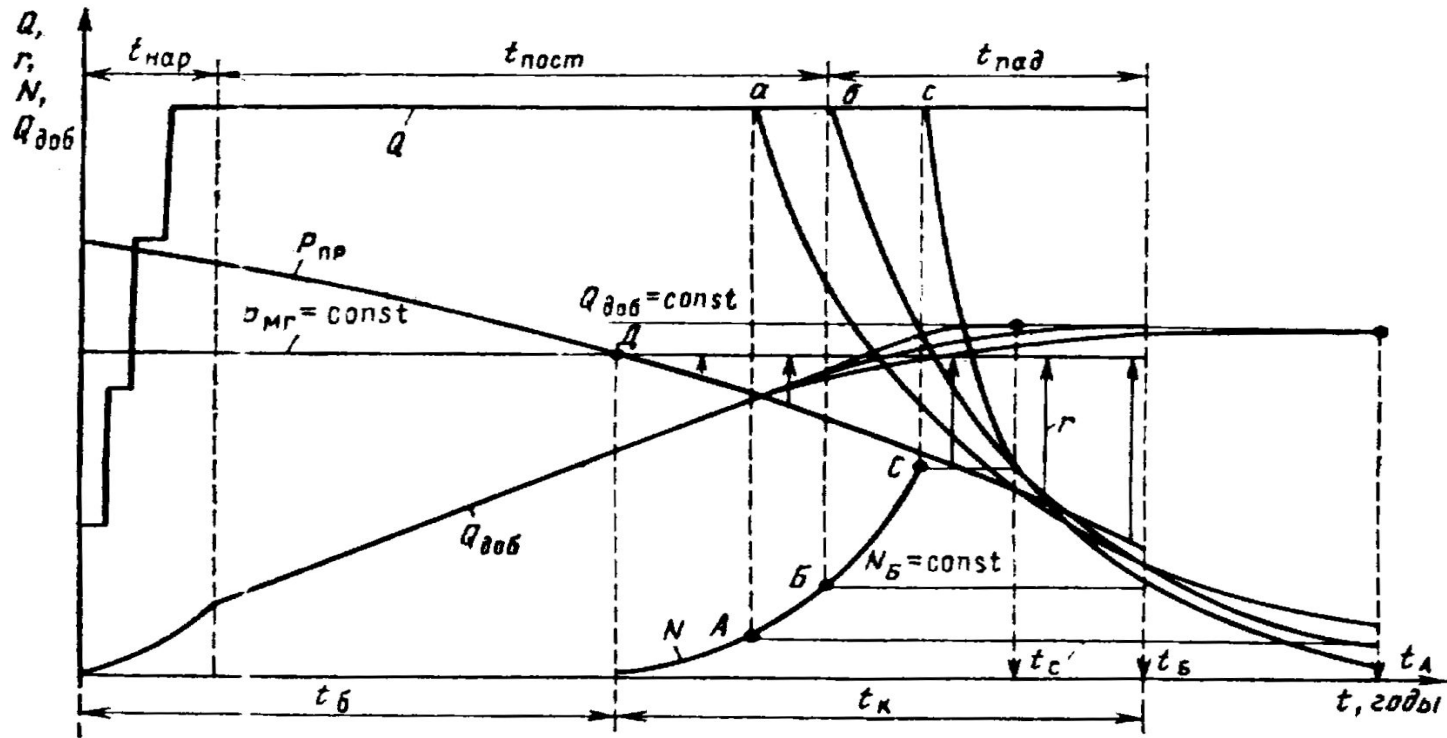
До жин мн ая ко мп ре сс ор на я ст ан ци я



Назначение ДКС:

- 1) сжатие газа до необходимого давления:
 - при подаче газа в МГ это давление может изменяться от 3,7 до 10 МПа;
 - в процессе транспортирования газа на химические комбинаты, ТЭЦ, сажевые заводы, на технологические нужды промышленных предприятий давление у потребителя изменяется от 0,5 до 1,7 МПа;
 - при работе УКПГ давление обрабатываемого газа может достигать 8 МПа;
- 2) увеличение газоотдачи пласта понижением давления на всем пути движения газа из пласта до приемного коллектора ДКС и в самой залежи; практика показывает, что в бескомпрессорный период эксплуатации газовых месторождений можно отобрать 50—60 % от начальных запасов газа в них, в компрессорный же период эксплуатации — еще 20—30 %;
- 3) увеличение дебитов добывающих скважин уменьшением забойного давления и, следовательно, увеличением депрессии;
- 4) улучшение технико-экономических показателей начального участка МГ большой протяженности или МГ небольшой длины.

При уменьшении давления газа на приеме ДКС $p_{пр}$ увеличивается мощность силового привода N для сжатия газа, уменьшается подача одного компрессора (рис. 4.3). При постоянном расходе отбираемого из залежи газа Q возрастает как число ступеней сжатия газа, так и число компрессоров, работающих параллельно в одной ступени.



Рисуно
к 3.10
-
Зависи
мости
от
време
ни
показа
телей
 $p_{пр}$ -
давлен
ия на
прием
е, $\sigma_{мг}$ -
степен
и
сжатия
газа, N
-
мощно
сти
компр
ессоро
в, t -
време
ни
разраб
отки
залеж
и, $Q_{доб}$
-
объем
а
добыт

Увеличение мощности ДКС позволяет уменьшить время извлечения из месторождения заданного объема газа.

При одинаковом объеме добытого газа $Q_{\text{доб}}$: $N_C > N_B > N_A$ и $t_C > t_B > t_A$.

Эксплуатация промысловой ДКС характеризуется:

- непрерывно изменяющейся степенью сжатия

(степень сжатия компрессора характеризуется отношением давления на выходе из компрессора к давлению на приеме $r = P_{\text{вык}} / P_{\text{пр}}$);

- расходом перекачиваемого газа одним компрессором и всей станцией,

- увеличением числа компрессоров,

- сложной технологической схемой их компоновки,

- необходимостью регулирования компрессоров для уменьшения удельной мощности на сжатие газа.

3.1 ОСНОВНЫЕ ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТОВ

Для сжатия газа до заданного давления на промышленных ДКС можно использовать поршневые, центробежные и винтовые компрессоры.

При степенях сжатия выше 1,67 рекомендуется использовать **поршневые компрессоры**, при более низких степенях сжатия - **центробежные нагнетатели**. Перспективны для использования на ПДКС **винтовые компрессоры**.

Поршневые компрессоры - это машины статического сжатия газа уменьшением объема, занимаемого постоянной массой газа.

Практика показывает, что поршневые компрессоры рациональнее использовать на ДКС в тех случаях, когда степень сжатия больше двух ($r > 2$), давление на приеме достаточно высокое ($P_{пр} > 3 \text{ МПа}$), а расход газа относительно небольшой.

Число ступеней сжатия на ДКС для компрессоров, работающих *последовательно*, можно определить по формуле

$$(3.1) \quad n_c = \lg \left(\frac{P_B}{P_{\Pi}} \right) / \lg r_0$$

где r_0 - степень сжатия в одном компрессоре.

Число компрессоров, работающих *параллельно* при одной ступени сжатия можно определить с учетом мощности

$$n = N / N_o, \quad (3.2)$$

где N и N_o - общая мощность, необходимая для политропного процесса сжатия до необходимого давления, и мощность силового привода, выбранного типа компрессора.

Поршневые компрессоры (газопоршневые агрегаты – ГПА) характеризуются большими металлозатратами и удельной площадью (удельная масса агрегата на 1 кВт силового привода составляет 28-62 кг, масса агрегатов различных модификаций колеблется от 25 до 100т, удельная площадь цеха 2,5 – 56,85 м² на 100 кВт).

Для перекачки газа используют поршневые ГПА двух типов:

- 1) Газомоторкомпрессоры (ГМК), состоящие из газового двигателя и поршневого компрессора, соединенных одним коленчатым валом;
- 2) Комбинированные (спаренные) агрегаты, состоящие из газового или электрического двигателя и соединяемого с ним через муфту или отдельного поршневого компрессора.

Применение ГМК эффективнее, чем комбинированных агрегатов

Центробежные компрессоры – это машины динамического сжатия газа в результате значительного увеличения скорости его движения с последующим превращением кинетической энергии потока в потенциальную энергию давления в диффузорах.

Зная общую степень сжатия на ДКС $r_o = P_{\text{вых}} / P_{\text{пр}}$, число ступеней сжатия n_c , можно определить степень сжатия в одной ступени

$$r_i = \sqrt[n_c]{P_{\text{в}} / P_{\text{п}}}$$

а затем рассчитать производительность и мощность.

Приводом для центробежных компрессоров может служить авиационная турбина, переоборудованная на газовое топливо. Этот газоперекачивающий агрегат обладает высоким коэффициентом готовности, полной автоматизацией работы, автономностью, легкостью замены компрессора или турбины, дистанционным управлением. Удельная масса центробежных компрессоров со стационарным газотурбинным приводом составляет 8-19 кг на 1 кВт, с авиационным двигателем 0,3-0,8 кг на 1 кВт.

ЦК могут работать на 2-х и даже 4-х ступенях сжатия. Применяются ЦК преимущественно при необходимости получения больших объемов сжатого воздуха.



Винтовые компрессоры принадлежат к классу объемных (поршневых) машин, повышающих давление сжимаемого газа уменьшением объема рабочей полости компрессора в цикле процесса сжатия.

Винтовые компрессоры характеризуются отсутствием функциональной связи между их подачей и степенью сжатия газа; высоким совершенством процесса сжатия газа, вследствие того, что не происходит соприкосновения и трения роторов; незначительными газодинамическими потерями давления газа на входе и выходе (так как отсутствуют клапаны и мертвые пространства); малой пульсацией газового потока; прямоточностью движения газа; быстроходностью.

Винтовые компрессоры по своим параметрам превосходят поршневые и при тех же значениях подачи и степени сжатия газа имеют меньшие массу и габариты – соответственно в 10-100 и в 3-10 раз.

Требования к газоперекачивающим агрегатам

- 1) высокий к. п. д. компрессора при широком изменении степени сжатия газа и его расхода;
- 2) большая степень сжатия газа в одной ступени (агрегата) для уменьшения числа машин, работающих последовательно;
- 3) большая подача одного компрессора для уменьшения числа машин, работающих параллельно;
- 4) возможность регулирования подачи и степени сжатия газа в агрегате для полного использования мощности силового привода;
- 5) привод дожимного компрессора должен иметь небольшие массу на единицу мощности и габариты, допускать полную автоматизацию работы и дистанционное управление;
- 6) компрессорные агрегаты должны быть транспортабельными, размещаться в легких сооружениях сборного типа;
- 7) высокая надежность и большой ресурс работы основных элементов;
- 8) низкий уровень шума и вибраций;
- 9) высокий уровень заводской готовности и комплектности, блочность исполнения.

Размещение ДКС на УКПГ зависит от давления максимальной конденсации процесса, метода извлечения из газа углеводородных и неуглеводородных компонентов, географических и климатических условий района расположения месторождения.

С падением пластового давления происходит также изменение состава добываемой продукции, что также оказывает существенное влияние на степень конденсации УВ при постоянных температуре и давлении. Это обстоятельство необходимо учитывать при выборе места размещения ДКС.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

При подготовке к транспорту продукции чисто газовых месторождений и при поддержании производительности УКПГ на проектном уровне, ДКС всегда целесообразно размещать перед УКПГ.

В случае обработки продукции газоконденсатных месторождений методом низкотемпературной сепарации в период падающей добычи, ДКС необходимо обязать таким образом, чтобы при давлении газа на входе в УКПГ (5,0÷7,5 МПа), она имела возможность работать после УКПГ, а при более низких давлениях - перед ней.

При наличии технологических возможностей представляется целесообразным предусмотреть такую обязанку ДКС, которая обеспечила бы первую ее ступень использовать перед УКПГ, а вторую ступень дожатия - после нее.

4. Гидратообразование.

4.1 Причины образования гидратов

Содержание в газе паров воды в капельном состоянии приводит к неприятным последствиям при сборе и транспортировании этого газа. При контакте газа, имеющего высокое давление, с водным конденсатом образуются гидраты, которые, отлагаясь на стенках газопровода, уменьшают его пропускную способность, а в некоторых случаях приводят к полному прекращению подачи газа.

Гидраты природных газов образуются только при наличии в этих газах паров воды.

Пары воды могут насыщать газ до определенного давления, равного давлению насыщенного водяного пара при данной температуре. Это предельное содержание водяных паров при данной температуре называется точкой росы. Если содержание водяных паров превышает этот предел, то начинается их конденсация, то есть переход в жидкое состояние.

Принято различать абсолютную и относительную влажность газа. Под абсолютной влажностью понимают массовое количество водяных паров, содержащихся в 1 м³ газа при нормальных условиях. Массовое количество водяного пара в газе выражается в г/м³ или в кг на 1000 м³ газа. Под относительной влажностью понимается отношение фактически содержащегося в газе водяного пара к максимально возможному при данных температуре и давлении.

Газовые гидраты представляют собой кристаллические соединения, образуемые ассоциированными молекулами углеводородов и воды. Они внешне напоминают снег или лед. По структуре газовые гидраты – это клатраты, которые образуются при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды.

Для образования гидратов необходимы наличие капельной воды и определенный термодинамический режим в системе. Наличие воды в жидкой фазе хотя и является обязательным условием, но недостаточно для образования гидратов. **Образование гидратов происходит при определенных температурах и давлениях и зависит от состава газа. Для предупреждения гидратообразования необходимо снизить давление газа или повысить его температуру.**

При снижении давления влагоемкость газа повышается, и он становится недонасыщенным при заданной температуре. Поэтому не происходит конденсации водяных паров и выпадения капельной влаги.

Ликвидация гидратов снижением давления связана с выбросом газа в атмосферу или снижением пропускной способности газопровода. Поэтому применение этого способа ограничено. Его нельзя использовать при температурах ниже 0 °С, так как вода, образовавшаяся в результате разложения гидратов, может замерзнуть и образовывать ледяные пробки.

Разложение гидратов подогревом системы применяют для обеспечения работы дроссельных устройств, теплообменников и коротких участков газопроводов.

Техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промышленной и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов.

К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

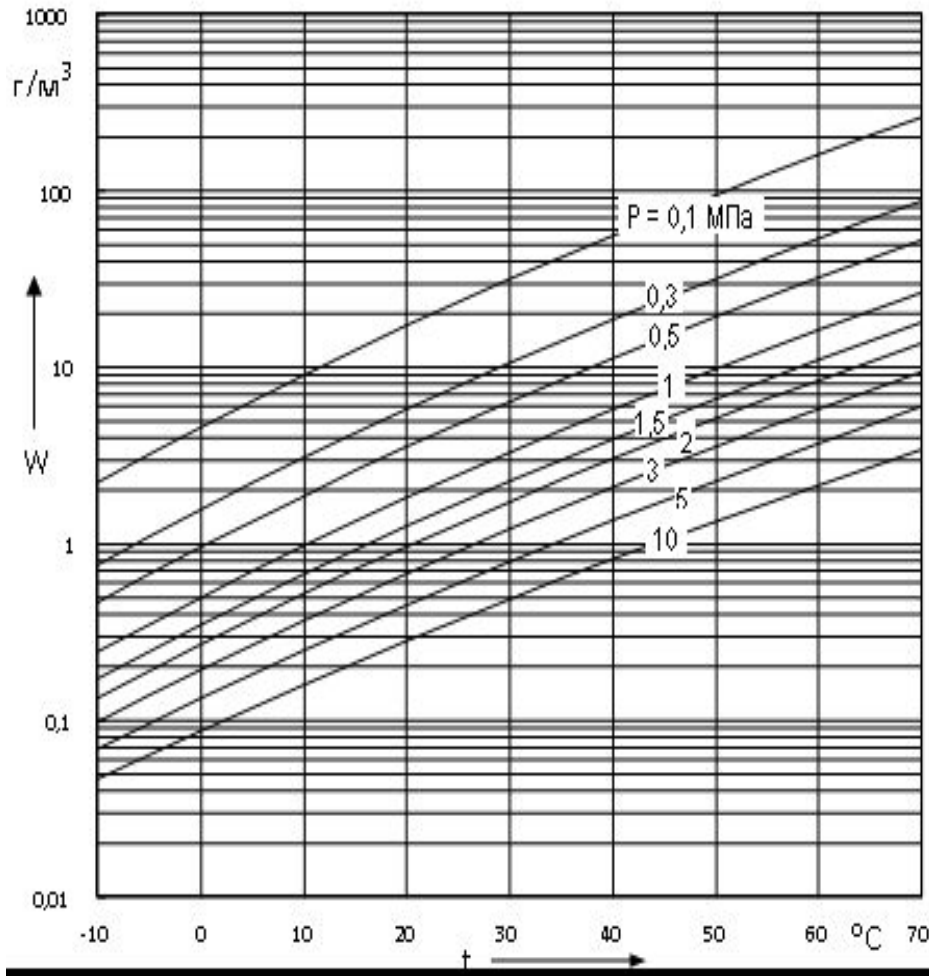
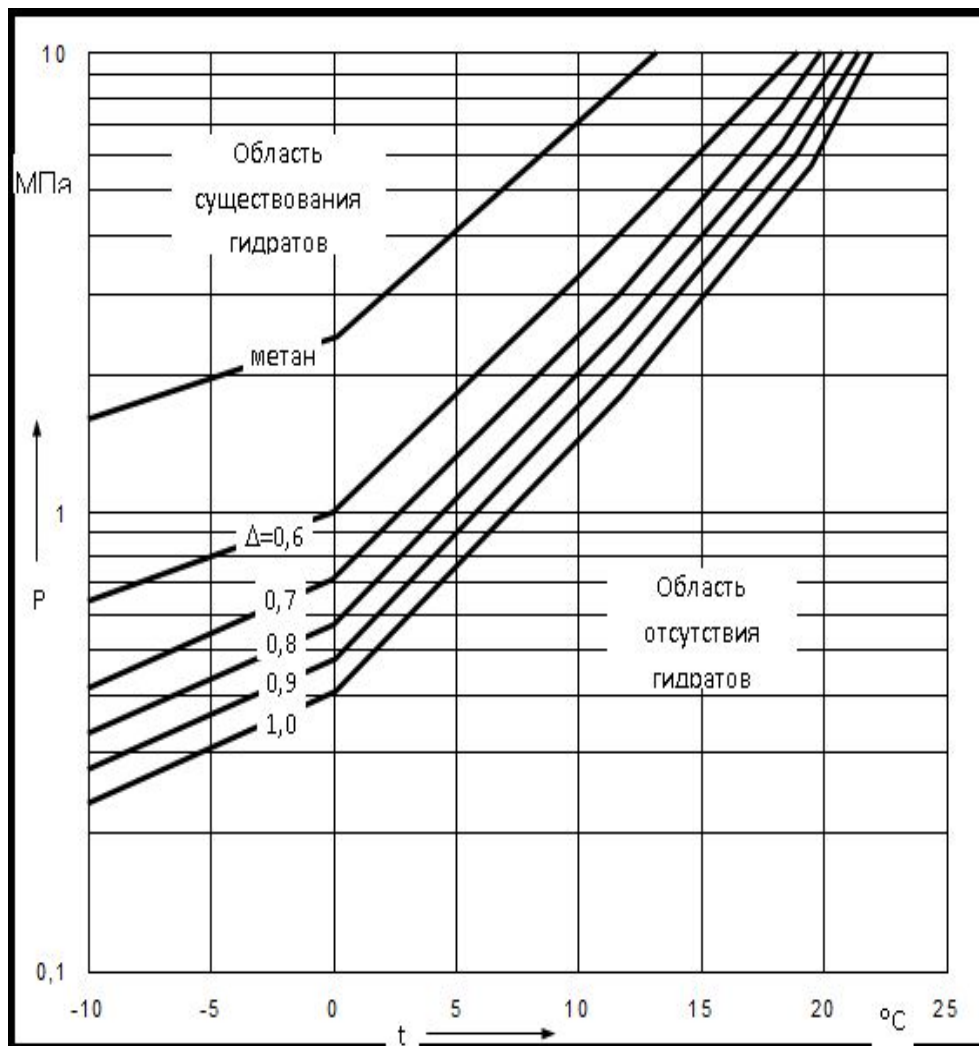


Рис. 4.1.
Зависимость
максимального
содержания
влаги в
газе при
различных
значениях
давления и
температуры

Гидраты природных газов являются нестойкими химическими соединениями, любое отклонение от термодинамического равновесия приводит к их распаду. Однако, если термодинамическое равновесие сохраняется, скопления гидратов в газопроводе могут находиться длительное время. Поэтому для своевременного предупреждения образования гидратных пробок необходимо знать условия их возникновения и прогнозировать места их возможных скоплений.

Максимальное содержание влаги в газе на линии насыщения W определяют по графику в зависимости от давления и температуры (рис. 4.1).

При известном значении максимального влагосодержания можно определить температуру, соответствующую точке росы, которая понижается при уменьшении давления.



Условия образования гидратов природных газов с различной относительной плотностью можно определить по графику равновесного состояния гидратов (рис. 4.2).

Слева от кривых – область существования гидратов, а справа – область их отсутствия. Чем выше относительная плотность газа по воздуху, тем меньше давление, при котором образуются гидраты.

Для обнаружения зоны возможного гидратообразования необходимо знать влагосодержание и плотность транспортируемого газа, а также его температуру и давление.

Рис. 4.2. Кривые равновесного состояния гидратообразования природных газов

4.2 Методы борьбы с гидратами

В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением указанных технологических процессов. Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование ингибитора гидратообразования - метанола. Удельные расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования непосредственно зависят от состава добываемого природного газа, а также от технологии подготовки природного газа к транспорту.

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов, показанных в таблице 5.1, в том числе и методы, использующие химические реагенты – ингибиторы гидратообразования.

Таблица 4.1
Методы борьбы с гидратами

Химические	Ингибиторы гидратообразования	Термодинамические
		Кинетические
	Ингибиторы гидратоотложения	Многофазный транспорт продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин
Технологические	Поддержание безгидратных режимов	
Физические (безингибиторные)	Тепловые	
	Механические	
	Физические поля (акустические...)	

4.2.1 Технологические приемы для предотвращения гидратообразования

Конкретное применение тех или иных методов борьбы с гидратообразованием – предупреждения и ликвидации газовых гидратов в различных газопромысловых системах

Ствол скважины

Образование гидратов в стволе наблюдается как в газовых, так и в нефтяных скважинах, и характерно при освоении и исследовании скважин, а также остановах по технологическим причинам и в период пуска. Наиболее часто гидратообразование имеет место при освоении и исследовании газовых скважин на северных месторождениях. Это связано с низкими температурами на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины и варьирования дебетов в широком диапазоне. **Для предупреждения образования гидратов в стволах скважин используют традиционные методы: поддержание безгидратных режимов, предупреждение отложений гидратов и подача ингибитора на забой скважины.**

Поддержание безгидратных режимов работы (простоя) скважин достигается подбором соответствующих рабочих дебитов скважины, обеспечивающих температуру на устье выше равновесной температуры гидратообразования. Такое традиционное техническое решение оказывается согласованным с требованиями условий разработки сеноманских залежей крупнейших месторождений – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего и в перспективе Бованенковского.

Повысить температуру газа на устье скважины можно частичным дросселированием газа на забое скважины, использованием теплоизолированных обсадных или лифтовых труб и др.

Подача ингибитора на забой скважины может осуществляться по двум основным вариантам – непрерывно и периодически.

Системы промышленного сбора углеводородного сырья

Вследствие охлаждения газожидкостного потока, гидратообразование как технологическое осложнение оказывается значительно более распространенным в системах сбора, чем в стволах скважин, и наблюдается не только на северных, но и на южных месторождениях, особенно в холодное время года.

Внутрипромысловый транспорт газа от скважин до установок осушки осуществляется как по индивидуальному, так и по общему для нескольких скважин шлейфу (коллектору). **Шлейфы обычно эксплуатируются в режиме, когда падение давления в них составляет 3-8 % от исходного, поэтому при термодинамическом анализе работы шлейфа с точки зрения возможности гидратообразования основное внимание следует уделять температуре.**

Температура в конце шлейфа зависит от начальной температуры газа, от длины шлейфа, способа его прокладки и степени теплоизоляции, времени года и имеет во многих случаях ярко выраженный сезонный характер.

Наиболее распространенным методом предупреждения гидратообразования в системах сбора является ввод ингибитора гидратообразования (метанол). Расход метанола увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры.

Для характерных термобарических условий эксплуатации шлейфов на северных месторождениях теоретический расход метанола может изменяться в довольно широких пределах (от 0 до 300 г/1000 м³ газа). На практике же необходим дополнительный запас в 20-25 % по расходу метанола при ингибировании шлейфов с целью устранения опасности появления гидратов в коллекторе.

Установки подготовки газа к транспорту

Основным методом предупреждения гидратообразования на установках подготовки природного газа к транспорту, также как и в случае борьбы с гидратообразованием в системах промыслового сбора углеводородного сырья, является ввод ингибитора гидратообразования (метанол).

Ликвидации гидратных отложений в промысловых системах, частичная закупорка гидратами рабочего сечения и полное его перекрытие (образование гидратной или парафиногидратной пробки), технологически не представляет каких либо трудностей, так как обеспечивается возможность прокачать ингибитор или теплоноситель. Более того, ликвидация гидратов может быть обеспечена без остановки соответствующей промысловой системы.

В то же время, образование сплошной пробки является серьезной аварийной ситуацией, в большинстве случаев связанной с определенными нарушениями технологического регламента ведения процесса или просчетами при проектировании.

Традиционным методом ликвидации гидратоотложений является закачка теплоносителя или ингибитора гидратообразования.

4.2.2 Ингибиторы гидратообразования, применяемые в газовой промышленности России

На выбор того или иного ингибитора гидратов влияют следующие основные факторы:

- геологические, физико-географические и климатические условия того или иного месторождения;
- технологические особенности ингибитора, предполагаемого к применению с учетом функционирования сбора, промысловой и заводской обработки газа на рассматриваемом месторождении, возможностей применения современных технологий рециркуляции ингибиторов;
- коррозионная активность основного реагента, входящего в состав ингибитора гидратов;
- совместимость ингибитора с пластовой минерализованной водой и с другими реагентами при разработке составов многоцелевого назначения, например, при разработке комплексных ингибиторов коррозии, парафиноотложения и гидратообразования, либо составов для выноса пластовой воды из скважин или шлейфов и обеспечивающих одновременно предупреждение гидратообразования;
- возможность организации собственного производства ингибитора вблизи месторождения с использованием компонентов природного газа в качестве сырья;
- ожидаемый и фактический удельный расход ингибитора на промысле и технико-экономические показатели с учетом дополнительных затрат на хранение реагентов, создания резервных запасов и утилизации промышленных стоков;
- особенности приготовления ингибитора нужного состава и его распределения по точкам ввода, трудности, возникающие при автоматизации процесса ингибирования;
- класс токсичности и соблюдение мер безопасности, необходимых при применении реагента;
- возможность и целесообразность регенерации отработанных растворов ингибиторов и выбор оптимальной технологии регенерации;
- пути утилизации отработанных растворов ингибиторов, не подлежащих регенерации, с целью обеспечения требований к охране окружающей среды (обезвреживание промышленных стоков и их закачка в поглощающие горизонты).

Указанные факторы учитываются при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья, при реконструкциях и модернизациях действующего промышленного оборудования и изменении технологии обработки газа, а также при анализе возможностей перехода на новые ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы гидратообразования подразделяются на три класса:

1. традиционные термодинамические ингибиторы – вещества, растворимые в воде, меняющие ее активность и, как следствие, смещающие трехфазное равновесие газ – водная фаза – газовые гидраты в сторону более низких температур (**алифатические спирты, гликоли, водные растворы неорганических солей**);
2. кинетические ингибиторы гидратообразования, прекращающие на время процесс образования гидратов (потенциальная замена термодинамическим ингибиторам);
3. реагенты, практически предотвращающие (или резко замедляющие) отложение гидратов за счет частичной блокировки жидкой водной фазы, предотвращают прямой контакт газ – вода, обеспечивая тем самым многофазный транспорт продукции скважин в режиме гидратообразования.

В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера России в качестве ингибитора гидратообразования используется практически только метанол. Метанол – широко распространенный антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих по каким-либо причинам гидратных отложений (несплошных гидратных пробок).

Он также постоянно рекомендуется как ингибитор гидратообразования и на вновь проектируемых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона и группы месторождений п-ова Ямал. Метанол используется на Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском ГКМ, в составе природного газа которых присутствует сероводород и диоксид углерода, а также на большинстве ПХГ, ГРС и шельфовых ГКМ.

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на газодобывающих предприятиях России обусловлено следующими причинами:

- относительно низкой стоимостью (по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования), широко развитой промышленной базой. Производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления – газовых промыслах;
- высокой технологичностью процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки; отпадает необходимость в блоке приготовления реагента, что, например, является характерной особенностью применения ингибиторов неэлектролитов;
- наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах;
- очень низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- сравнительно малой растворимостью метанола в нестабильном конденсате, особенно при контакте нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 50 масс. %;
- некоррозионностью метанола и его водных растворов;
- наличием достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
- принципиальной проработанностью в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, в связи с постоянно возрастающими требованиями к охране окружающей среды;
- высокой эффективностью реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при ликвидации возникающих при нарушениях технологического режима сплошных гидратных пробок (отложений) в промысловых коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, АВО, теплообменном оборудовании).

Взамен чистого метанола практически с той же антигидратной эффективностью можно использовать технические сорта, а также его водные растворы.

Имеется целый ряд позитивных моментов, делающих привлекательным использование в качестве ингибитора гидратообразования концентрированного метанола и его водных растворов, а в некоторых случаях и составов на его основе, особенно в сложных условиях газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, Красноярского края и п-ова Ямал.

Однако использование ингибиторов на основе метанола имеет ряд серьезных недостатков, к которым прежде всего относятся:

- очень высокая токсичность (как при действии паров, так и при попадании на кожные покровы и внутрь организма), а также высокая пожароопасность;
- возможность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой и, как следствие, солеотложения в промысловых коммуникациях;
- эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола недостаточной концентрации для предупреждения гидратов;
- высокая упругость паров метанола (нормальная температура кипения $\sim 65^{\circ}\text{C}$), связанная с этим его очень высокая растворимость в сжатом природном газе и, соответственно, повышенный удельный расход метанола.

Метанол заливают при помощи метанольниц – сосудов высокого давления ёмкостью 250-1 000 л.

Особенность технологической схемы метанольницы состоит в том, что при установке у магистральных кранов на огражденной территории сбрасывать газ из газопровода не требуется.

Перед установкой на газопроводе метанольницы должны быть испытаны давлением $1,25 P_p$ (от рабочего давления).

Практика борьбы с гидратообразованием на магистральных газопроводах больших диаметров показала, что профилактическая заливка небольших количеств метанола через постоянно включенные метанольницы желаемых результатов не даёт. Наибольший эффект получается при принудительной заливке в газопровод значительных количеств метанола (800-1200 л) в довольно сжатые сроки (1-2 ч).

Заливка метанола через манометрические штуцеры с созданием перепада на линейном кране производится в следующем порядке: кран в начале участка, на котором образовался перепад, прикрывается (или закрывается полностью, если позволяет режим газопередачи) до создания перепада давления на кране $0,7-1$ МПа .

Заправленная метанолом передвижная метанольница подключается через нижний сливной патрубков шлангом высокого давления к манометрическому штуцеру, на байпасе за краном (по ходу газа), а сверху также через шланг высокого давления подаётся газ под давлением от манометрического штуцера до крана. Метанол таким образом передавливается из метанольницы в трубу. При этом время заливки метанольницы ёмкостью 800 л составляет примерно 1 ч. Существенный недостаток этого способа заключается в том, что заливка метанола требует значительного времени. Кроме того, манометрические штуцеры даже в процессе заливки часто забиваются гидратами или засоряются, что осложняет слив метанола в газопровод.

Рис. 4.3
Блок ввода
метанола
БВМ
предназначен для дозированной подачи метанола в шлейф добывающих газовых и газоконденсатных скважин, в затрубное пространство нефтяных скважин или в газопровод.



Заливка метанола через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления производится в следующем порядке: заполненная метанолом передвижная метанольница подключается при помощи шлангов высокого давления через нижний штуцер к манометрическому штуцеру крана, через верхний к компрессору высокого давления. Затем включается в работу компрессор, в метанольнице создаётся давление на 20-30 кПа больше давления в газопроводе, открываются вентили и метанол передавливается в газопровод. Контроль за давлением ведётся по манометру, установленному на ёмкости. Также фиксируется и время окончания заливки (в момент опорожнения давление резко падает), время заливки 800 л метанола 20-25 мин.

Способ позволяет при небольшой затрате времени заливать в газопровод метанол без сброса газа.

К недостаткам способа относятся необходимость применения компрессора высокого давления и наличия квалифицированного персонала для обслуживания компрессора.

Согласно нормам технологического проектирования удельный расход метанола для предупреждения процесса гидратообразования определяется из уравнения материального баланса:

$$q_m = \left(\frac{W_1 - W_2}{C_1 - C_2} \right) \alpha \cdot C_2 + \beta \cdot q_k$$

q_m – удельный расход метанола, г/м³;

W_1, W_2 – влагосодержание газа соответственно в точках ввода и вывода ингибитора (начале и конце линейного участка), г/м³;

C_1, C_2 – массовая концентрация вводимого и выводимого ингибитора;

α – коэффициент, определяющий отношение массового содержания метанола в газовой фазе к массовой концентрации метанола в водном растворе, контактирующем с газом;

β – коэффициент растворимости метанола в углеводородном конденсате;

q_k – углеводородный конденсатный фактор

4.3 Промышленная и экологическая безопасность работы с метанолом на объектах газовой промышленности

Безопасность работы с метанолом на объектах газовой промышленности России, определяется различного рода документами (инструкции, санитарные правила, правила безопасности, ГОСТы), указанными в Сборнике документов по безопасности работы с метанолом на объектах газовой промышленности России.

Основным документом указанного сборника, регламентирующим применение метанола, является Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности.

В инструкции рассматриваются основные этапы процесса доставки и применения метанола на объектах газовой промышленности, где требуется строгое соблюдение мер безопасности работы с метанолом:

- допуск к работе с метанолом;
- приемка метанола от железной дороги и его перевозка на склад;
- хранение метанола на складах;
- учет и отпуск метанола со склада;
- использование метанола на газопромысловых объектах, магистральных газопроводах, станциях подземного хранения газа, кустовых базах сжиженного газа;
- списание метанола;
- меры безопасности при транспортировке метанола по метанолопроводу.

Физико-химическая характеристика метанола:

Метанол CH_3OH (метиловый спирт, карбинол) – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт. Плотность 0,79 г/см³. Температура кипения 64,0-65,5 °С. Растворим в спиртах и других органических соединениях, смешивается с водой во всех отношениях, легко воспламеняется. Имеет температуру вспышки 8 °С. При испарении взрывоопасен. ПДК метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу.

Особенно опасен прием метанола внутрь, 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г являются смертельной дозой. В целях исключения возможности ошибочного употребления метанола в качестве спиртного напитка в него необходимо добавлять одорант – этилмеркаптан C_2H_5SH в соотношении 1:1000, или керосин в соотношении 1:100. Можно добавлять химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2-3 литра на 1000 литров метанола.

Общие требования Инструкции, предъявляемые к безопасности применения метанола на различных объектах газовой промышленности, заключаются в следующем.

На объектах газовой промышленности разрешается использовать метанол только как средство предотвращения или разрушения кристаллогидратных пробок в аппаратах, приборах и газопроводах, а также для обработки призабойных зон газовых скважин.

Ответственность за обеспечение необходимых условий для правильной организации работ с метанолом и контроль за соблюдением настоящей Инструкции возлагается на руководителей предприятий.

Основные требования на качество товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, регламентируются ОСТом 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

Согласно этому отраслевому стандарту, при подготовке к транспорту сеноманских газов северных месторождений требуется только их осушка до определенной точки росы: $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ в холодный период года (с 01.10 по 30.04) и $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ в теплый период (с 01.05 по 30.04).

Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

5. Методы подготовки природного газа

5.1 Основные процессы подготовки

Физические методы переработки продукции месторождений основаны на процессах следующих трех групп.

1. Газогидромеханические процессы, скорость протекания которых определяется законами газогидродинамики (сепарация, центрифугирование, фильтрация и тому подобное).

2. Тепловые процессы, скорость протекания которых определяется законами теплопередачи (охлаждение, нагревание и конденсация).

3. Массообменные (диффузионные) процессы, скорость которых определяется законами массопередачи.

Промысловая подготовка газа – это разделение многокомпонентных газообразных или жидких смесей с использованием сепарации, фильтрации, абсорбции, адсорбции, ректификации и экстракции.

Сепарационные процессы – отделение жидких или твердых частиц из газов, наиболее распространены при подготовке в заводских условиях.

Технологические схемы практически всех промысловых установок и дожимных компрессорных станций (ДКС) включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

Установки подготовки газа к транспорту, включающие в себя только сепарационные процессы, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации (НТС).

5.2 Сепарационные процессы обработки газа

Нормальная работа технологического оборудования и качество выпускаемой продукции во многом зависят от содержания в газе влаги, кислых компонентов, пыли и механических примесей.

Содержание пыли и механических примесей в газе при его транспортировании способствует истиранию металла трубопроводов и аппаратов. Пыль вызывает износ и приводит к выходу из строя уплотнительных колец, клапанов и гильз цилиндров поршневых компрессоров, снижает их КПД. Механические частицы отлагаются на поверхности труб холодильников и резко снижают скорость передачи тепла.

Выбор технологии очистки газа от механических примесей зависит от размеров частиц и требуемой степени очистки.

Частицы размером 100-500 мкм улавливаются в специальных аппаратах: осадительных расширительных камерах и циклонах. Принцип работы расширительных камер основан на снижении скорости движения потока газа и осаждении из него частиц под действием силы тяжести. В циклонах частицы под действием центробежной силы отбрасываются к стенке аппарата и падают вниз.

Объемные сепараторы практически отделяют только крупнодисперсную пыль с частицами размером 50-100 мкм.

Для улавливания частиц размером 0,1-100 мкм используют циклоны, мокрые пылеуловители (в них газ проходит через жидкость), керамические и металлокерамические фильтры.



На практике очистку природного и нефтяного газов от механических примесей и жидких загрязнителей проводят в промышленных и заводских сепараторах.

Газовые сепараторы являются обязательным оборудованием в составе технологических линий на предприятиях добычи и хранения природного газа, нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях и химических производствах.

Газосепараторы выполняют функцию предварительной очистки природного или попутного нефтяного газа от механических примесей, конденсата, нефти, капельной влаги и других веществ перед последующей его переработке или применением (например, перед транспортировкой по магистральным трубопроводам).

Также газовые сепараторы входят в состав установок предварительной подготовки газа и нефти, установок очистки газа и систем сброса воды.



Первоначально пластовое давление газовых и газоконденсатных месторождений выше, чем давление в газопроводе, поэтому при подготовке газа к транспортировке его давление необходимо снизить. Для этого газ проходит через специальное устройство дроссель, в котором происходит расширение потока газа и его давление снижается. При снижении давления газа происходит его охлаждение.

Основные аппараты разделительных установок - это сепараторы, предназначенные для отделения газовой и твердой фаз от жидкой.

Сепарирование капель и твердых частиц из газообразной фазы происходит под действием силы тяжести, сил инерции либо в результате их комбинированного действия.

Для сепарирования под действием силы тяжести необходим горизонтальный участок на пути прохождения газа, скорость потока газа должна быть минимально возможной для снижения уноса частиц.

Сепарирование под действием сил инерции требует внезапного изменения направления движения потока газа так, чтобы находящиеся в газе твердые частицы и капли жидкости могли продолжать движение в первоначальном направлении и удаляться из потока, изменяющего свое направление.

5.3 Газовый сепаратор

Газовый сепаратор – аппарат для очистки газа от жидких и твердых механических примесей. Газовые сепараторы (ГС) применяются в процессах добычи, транспортировки и переработки газа и газоконденсата для разделения двухфазных газожидкостных потоков.

Выполняются как автоматические аппараты в составе установок комплексной подготовки газа (УКПГ), компрессорных или газораспределительных станций либо в виде встроенных сепарационных секций многофункциональных аппаратов и газофракционирующих колонн.

Типичные условия работы ГС: давление потока 2,5...16 МПа, температура от –30 до 100 °С, концентрация жидкости (газоконденсат и водные растворы) от 0,1 до 15% вес., пропускная способность по газу – от 0,5 до 25 млн м³/сут.

По принципу действия ГС подразделяются на гравитационные, инерционные (насадочные или центробежные) и комбинированные.

Гравитационные газовые сепараторы (рис. 5.1 а, б) и газовые сепараторы на базе противоточных циклонов с разрывом выхлопного патрубка (рис. 5.1, е) применялись, например, при обустройстве газоконденсатных месторождений Краснодарского края; жалюзийные ГС (рис. 5.1, в, г) – на Вуктыльском месторождении и Оренбургском газоперерабатывающем заводе; прямоочные центробежные ГС с водогазоконденсатным разделителем жидкости (рис. 5.1, ж), сепараторы с сетчатой насадкой (рис. 5.1, д) и прямоочными мультициклонными центробежными патрубками (рис. 5.1, з) – на месторождениях Тюменской области. На дожимных компрессорных станциях магистральных газопроводов для очистки транспортируемого газа используются пылеуловители – фильтры-сепараторы (рис. 5.1, и).

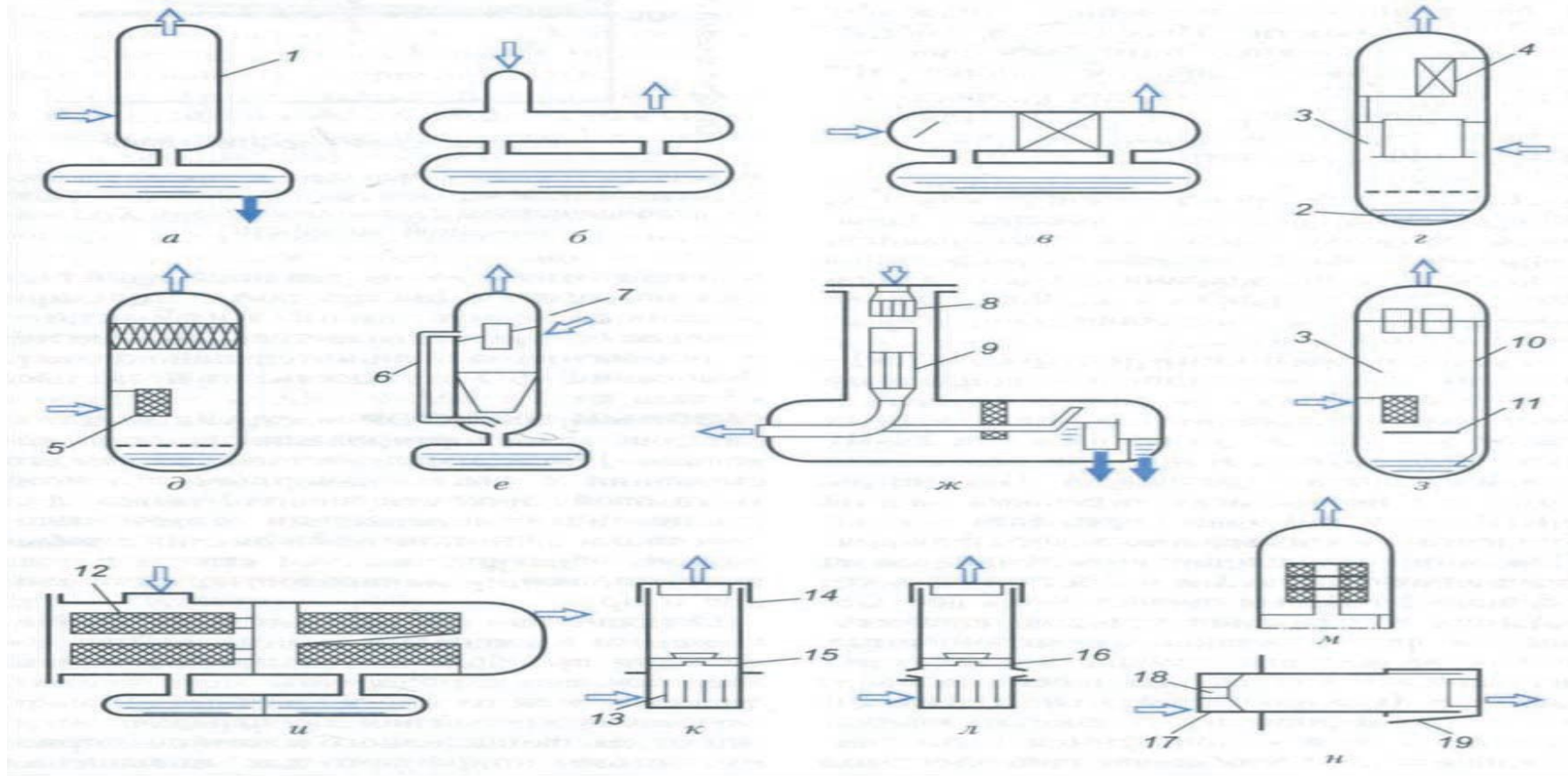


Рис. 5.1 Конструкции газовых сепараторов:

а, б - гравитационные; **в, г** - жалюзийные; **д, и, м, н** - с сетчатой насадкой; **е, ж, з** - центробежные; **к, л, м** - прямоточные центробежные; **н** - центробежная камера; **2** - сборник жидкости; **3** - ступень предварительной сепарации; **4** - ступень концевой сепарации; **5** - сетчатый коагулятор; **6** - сливной трубопровод; **7** - камера разрыва; **8** - центробежный завихритель; **9** - кольцевая угольковая насадка; **10** - переливная трубка; **11** - перегородка; **12** - фильтр; **13** - центробежные завихрители; **14** - влагоотводящий козырек; **15** - трубка рециркуляции; **16** - щель отвода жидкости; **17** - осевой завихритель; **18** - отверстие перепуска; **19** - сливной лоток

Эффективность сепарации (отношение весового или объемного количества отсепарированной жидкости в газовом сепараторе к аналогичному количеству жидкости в потоке газа на входе) определяется на основании прямых измерений уноса капельной жидкости в потоке газа после ГС и выражается в процентах.

В гравитационных ГС она не превышает 85%, в ГС с одиночными противоточными и прямоточными циклонами составляет 95...98%, а в сепараторах с жалюзийными и сетчатыми насадками или мультициклонными центробежными патрубками превышает 99,5%. Последняя группа аппаратов используется, например, в качестве концевых ступеней сепарации УКПГ, для которых нормируемая величина конечного уноса капельной жидкости составляет не более 10–20 мг/нм³.

Наиболее эффективные конструкции газовых сепараторов содержат несколько последовательно подключенных ступеней сепарации, устройства для коагуляции аэрозоля и предотвращения вторичного уноса отсепарированной жидкости. Коагуляция аэрозоля выполняется, например, с помощью установленной напротив входного патрубка сетчатой насадки, методом рециркуляции отсепарированной жидкости на вход в газовый сепаратор или путем акустического воздействий.

Устройства для предотвращения вторичного уноса жидкости выполняются в виде защитного листа, размещенного сверху сборника жидкости (см. рис.5.1, з), *в виде выносной двухкамерной конструкции сборника жидкости (см. рис. 5.1, и) или установленной с гидрозатвором сливной трубы (см. рис. 5.1, з).*

Для увеличения пропускной способности газового сепаратора используются сетчатые кольцевые кассетные насадки (рис. 5.1, м) и рециркуляционные центробежные патрубки (рис. 5.1, к, л), которые утапливаются вертикально и содержат тангенциально-щелевые центростремительные завихрители, кольцевые влагоотводящие козырьки и трубки для рециркуляции газа.

Патрубок (рис. 5.1, л) содержит дополнительную влагоотводящую кольцевую щель с сетчатым коагулятором, что обеспечивает нагрузку по расходу газа в 1,6 раза больше за счет снижения концентрации жидкости в зоне концевого влагоотводящего козырька. Патрубок (рис. 5.1, н) в случае горизонтального или вертикального размещения с внешней рециркуляцией газа на вход аппарата содержит осевой лопаточный завихритель с центральным отверстием и сливной лоток. Лопатки осевого завихрителя выполняются с изменяющимся по радиусу углом установки выходных кромок, что снижает гидравлическое сопротивление.

Трехфазный сепаратор (см. рис. 5.1, ж) – аппарат для дегазации газоконденсата с одновременным отделением от последнего несмешивающихся с ним водных растворов. Используется в составе УКПГ газоконденсатных месторождений для подготовки газоконденсата к транспортировке. Параметры потоков в нем зависят от режима работы УКПГ, условий транспортировки газа и газоконденсата, а также от состава пластового флюида. Для типичных условий выделение газа из газоконденсата на 1-й и 2-й ступенях сепарации УКПГ составляет 1...5% вес. Сепарация и дегазация потоков осуществляются под действием гравитационных сил (осадительные камеры и пленочные дегазаторы) и инерционных (центробежных) сил (гидроциклоны и центрифуги). Для интенсификации процессов используются коалесцирующие и каплеулавливающие элементы (например, сетчатые насадки).

5.4 Устройство газового сепаратора

Газовые сепараторы имеют два конструктивных исполнения:

- горизонтальные газовые сепараторы СГГ
- вертикальные газовые сепараторы СГВ

Основное различие сепараторов СГГ и СГВ заключается в способе размещения емкостей, при этом имея одинаковые характеристики по степени очистки газа.

Сепараторы газовые представляют собой вертикальную или горизонтальную цилиндрическую емкости с эллиптическими днищами. Вне зависимости от способа размещения они устанавливаются наземно на опоры-лапы или опоры-стойки.

В стенке сепаратора предусматриваются люки и патрубки для подачи и выхода газа, для отвода конденсата, для осуществления доступа внутрь, а также для установки технологического оборудования (манометров, датчиков, уровнемеров, запорной арматуры, приборов КИПиА).

Внутри вертикальных и горизонтальных газосепараторов располагается блок коалесцирующих насадок, на которых оседают частицы влаги и механических примесей.

Работа газового сепаратора

Представленные в этом разделе сепараторы (рис. 5.2 и 5.3) являются сепараторами инерционно-фильтрующего типа, так как отделение капельной влаги, конденсата и механических примесей из газа осуществляется при помощи сбора улавливаемых частиц на специальных коалесцирующих насадках и фильтрах. Эти фильтры представляют собой расположенные специальным образом пластины, которые задерживают капельки или частицы в результате понижения давления внутри сепаратора. Осевшие частицы собираются и выводятся из сепаратора через нижний патрубок.

Эффективность такого способа очистки газа составляет до 99%, что обеспечивает высокое качество подготовки газа перед последующим его использованием.

Схема горизонтального газого сепаратора СГГ

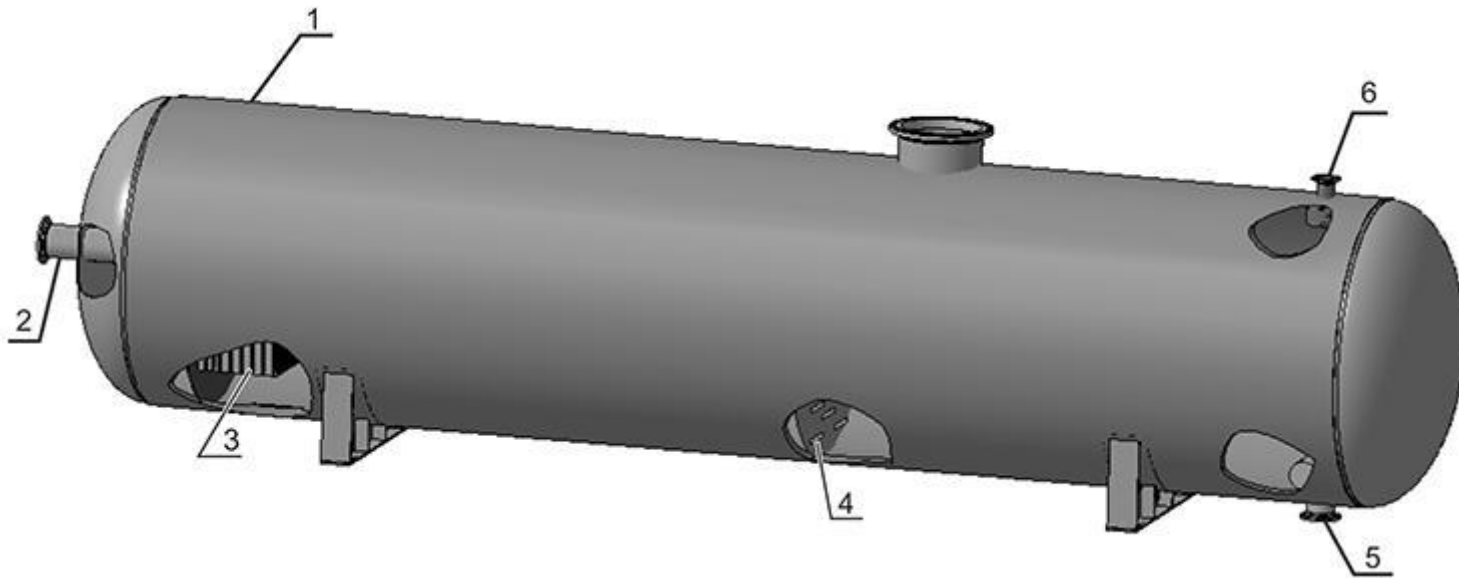
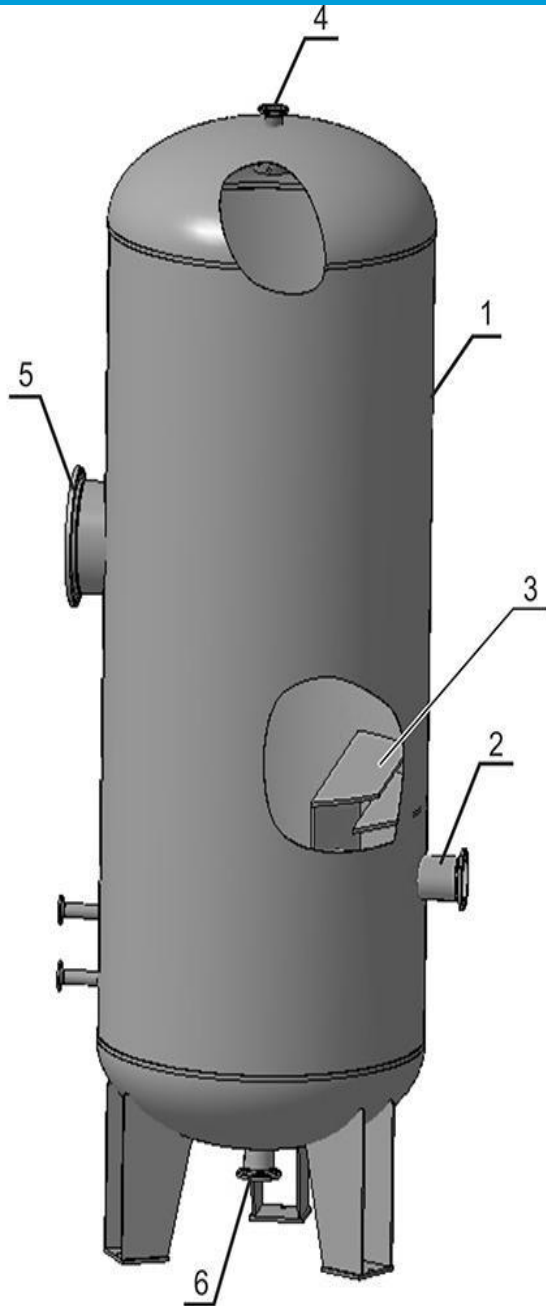


Рис. 5.2 Схема горизонтального газого сепаратора СГГ
1-корпус, 2-ввод газа, 3-блок коалесцирующих насадок, 4-устройство распределения и коалесценции, 5-вывод газового конденсата, 6-выход газа с устройством улавливания капельной жидкости

Схема вертикального газового сепаратора СГВ



Технические характеристики газовых сепараторов производства Саратовского резервуарного завода:

- объем газовых сепараторов - 0,6-100 м³
- рабочее давление - 0,4-4,0 МПа
- производительность - 5000-700000 нм³/ч

-Рис. 5.3 Схема вертикального газового сепаратора СГВ

1-корпус, 2-ввод газа, 3-устройство распределения и коалесценции, 4-выход газа с устройством улавливания капельной жидкости, 5-люк-лаз, 6-вывод газового конденсата

5.5 Принцип работы сепараторов газа

На промышленных установках по подготовке газа к транспорту с использованием любых методов извлечения воды и жидких компонентов из газа применяют сепараторные конструкции, **принцип действия которых основан на различии физических свойств компонентов смеси**. Наиболее широко используют гравитационный и инерционный принципы отделения газа от капельной жидкости и механических примесей.

По конструктивному оформлению сепараторы, использующие инерционный принцип, подразделяются на два типа:

- 1) жалюзийные, в которых жидкость от газа отделяется за счет многократного изменения направления движения потока газа;
- 2) циклонные, в которых сепарация осуществляется созданием закрученного потока газа.

Имеются также сепараторы, в которых использованы оба указанных принципа.

По геометрическим формам сепараторы бывают вертикальные, горизонтальные и сферические (сферическая форма в отечественной газопромышленной практике не нашла широкого распространения). Каждая из конструкций аппаратов имеет определенные достоинства и недостатки.

Так, вертикальный сепаратор хорошо работает при пульсации потока и легко очищается. Меньшая площадь зеркала жидкости, чем в других типах сепараторов резко снижает обратное испарение жидкости. Преимущество вертикальных сепараторов – надежность работы регулятора уровня при отводе жидкой фазы.

Горизонтальный сепаратор более транспортабелен, экономичен при обработке больших объемов газа. При одинаковой пропускной способности диаметр горизонтального сепаратора обычно меньше диаметра вертикального.

Сепараторы, независимо от типа, имеют сепарационную, коагуляционную и сборную секции. Сепарационную секцию условно можно разделить на первичную и вторичную. Первичная служит для отделения основной крупнодисперсной массы жидкости от газового потока. Для увеличения эффективности работы ее входной патрубков располагают тангенциально, а при прямом вводе газового потока перед ним устанавливают отражающую перегородку. Жидкость отделяется от газа в результате действия центробежной силы при тангенциальном вводе или в результате изменения направления потока при прямом.

Вторичная сепарационная, или осадительная, секция предназначена для удаления среднелдисперсной части жидкости. Основной принцип сепарации в ней – гравитационное осаждение, которое проявляется при малых скоростях газа. Главное требование гравитационного осаждения – уменьшение турбулентности, поэтому в некоторых конструкциях сепараторов предусматривают специальные приспособления, выпрямляющие поток.

Коагуляционная секция (экстрактор тумана) служит для удержания мелких капель жидкости, не осевших в осадительной секции. Для коагуляции и улавливания мелких капель употребляют различного вида жалюзийные насадки, в которых используют инерционные силы и большую поверхность контакта с сепарируемой средой. Капельки малых размеров (диаметром менее 100 мкм) уносятся с жалюзийной насадки и улавливаются в экстракторе тумана, состоящем из набора проволочных сеток (капилляров).

Секция сбора служит для накопления и удаления отсепарированной жидкости. Она должна иметь достаточный объем и располагаться так, чтобы сепаратор нормально работал при неравномерном потоке, а отсепарированная жидкость не мешала течению газа.

Процесс коагуляции капель нестационарный, и для его стабилизации необходимо определенное время. При размерах капель до 10^{-6} см преобладает броуновское движение, а выше – турбулентное. Ввиду того, что плотность газа значительно ниже плотности жидкости, в турбулентном потоке газа при размерах капель более 10^{-4} см большое влияние оказывают инерционные силы, и укрупнение капель идет в основном в результате турбулентной коагуляции. Рост капель происходит до тех пор, пока не начинается их дробление турбулентными пульсациями. С этого момента в потоке газа устанавливается равновесие между укрупнением и дроблением капель.

Из общей теории устойчивости течения газожидкостных систем известно, что максимальное значение скорости газа, при которой капли жидкости срываются с поверхности текущей пленки, происходит при совместном движении газа и жидкости в горизонтальных трубах. Одновременно можно сделать вывод о том, что лучший тип газожидкостного сепаратора – отрезок горизонтальной трубы, на входе которой установлено устройство, обеспечивающее перевод капельной взвеси в пленочное состояние. Такого типа устройствами могут быть различные завихрители, крыльчатки, шнеки и т.д.

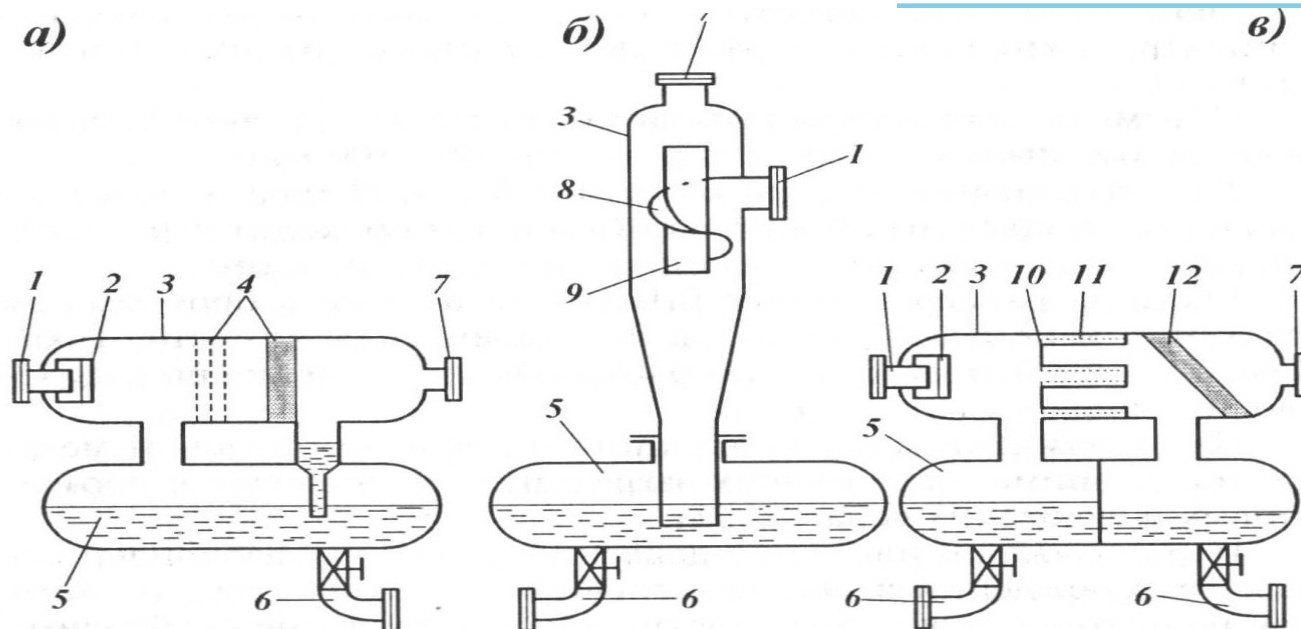


Рис. 2.7. Сепараторы для очистки газа: *а* — горизонтальный гравитационный; *б* — центробежный циклонный; *в* — фильтрующий; 1 — вход газа; 2 — входная зона (отбойник); 3 — корпус сепаратора; 4 — каплеулавливающий сетчатый пакет; 5 — сборник конденсата; 6 — выход конденсата; 7 — выход газа; 8 — завихритель потока; 9 — внутренняя газоотводящая труба; 10 — каркас фильтрующего элемента; 11 — фильтрующий материал; 12 — каплеуловитель

По мере сепарации изменяются размеры капель взвешенной влаги и твердых частиц (их дисперсность). Так, на входном участке диаметр капель в потоке газа колеблется от 100 до 1000 мкм (в среднем около 700-800 мкм), и может присутствовать пленочная жидкость. После первой ступени сепарации в потоке остаются капли диаметром от 30 до 150 мкм, а после второй ступени в газе присутствуют самые мелкие капли - диаметром от 1 до 30-50 мкм.

На выходе из ступени предварительной очистки установок комплексной подготовки газа суммарное содержание жидкой дисперсной фазы не должно превышать 350 мг/нм³ газа.

Соответственно меняющемуся дисперсному составу газа и требованиям на его очистку используются разные по конструкции и эффективности очистки сепарационные устройства, которые по своему принципу действия делятся на гравитационные, инерционного типа (насадочные), центробежные и фильтрующие. В большинстве случаев конструкции объединяют в себе несколько из этих принципов.

Гравитационные сепараторы бывают горизонтальными (рис. 2.7, а), вертикальными и шарообразными. Общим для них является наличие отстойной (осадительной) зоны, где отделение дисперсных частиц происходит под действием силы тяжести. На входе газа имеются обычно отбойные пластины 2, а перед выходом газа из сепаратора - каплеулавливающий сетчатый пакет 4, сепарирующий мелкие капли от газа за счет инерционных сил (удар о препятствие, резкие повороты газа, трение о поверхность сетки и др.).

Внизу сепаратора имеется вынесенный отдельно или встроенный сборник уловленной жидкости (конденсата) и пыли 5. Такой тип сепараторов обычно используется первым по ходу очистки газа, который несет наиболее крупные капли жидкости, а **конкретная конструкция сепараторов выбирается с учетом таких факторов, как производительность по газу, давление, наличие в газе механических примесей, требуемая степень очистки и др.**

Инерционные сепараторы насадочного типа представляют собой аппараты, заполненные насадками с развитой удельной поверхностью контакта (от 10 до 500 м²/м³). Улавливание капель происходит за счет их контакта с поверхностью насадки и резких многократных поворотов потока газа в каналах самой насадки. В качестве насадки применяют кольца Рашига (кольца, изготовленные из керамики или стали, с высотой равной диаметру), многослойные пакеты из пластин, уголков или сетки. Степень улавливания капель такими сепараторами достигает 99 %.

Чаще всего насадка таких сепараторов представляет собой волнистые стальные листы (гофры, перпендикулярные оси аппарата), установленные вертикально на небольшом расстоянии друг от друга. Газ, двигаясь вертикально снизу вверх, многократно огибает гофры, образуя извилистые каналы, и за счет инерционных сил и сил трения о стенки листов из него выделяются капли жидкости, стекающие по листам в низ аппарата (сборник жидкости). Такой сепаратор может улавливать капли жидкости размером более 20 мкм и обеспечивает пропускную способность по газу до 6,0 млн. нм³/сут.

Одной из особенностей таких сепараторов является то, что пленка уловленной жидкости стекает по пластинам навстречу потоку газа и при определенной скорости газа может наступить момент, когда газ за счет сил трения приостановит течение этой пленки. Наступает «зависание» жидкости и захлебывание насадки.

Сетчатые каплеуловители используют обычно для окончательной очистки газа и устанавливают на концевых участках ступени очистки газа.

Центробежные сепараторы для отделения жидкости от газа используют центробежные силы, возникающие в предварительно закрученном потоке газа. При этом, **чем больше скорость закрутки и меньше радиус закрученного потока, тем выше эффективность сепарации. Центробежные сепараторы улавливают до 95 % механических примесей и используются на входных участках для предварительной очистки газа, особенно если газ содержит много механических примесей.**

Существует два типа центробежных сепараторов, различающихся устройством, закручивающим поток, циклонные (рис. 2.7, б) и прямоточные. В первом случае поток газа входит в корпус сепаратора 3 тангенциально (т.е. по касательной к окружности корпуса аппарата) под направляющую пластину - завихритель 8 и завихряется вокруг центральной трубы 9, снизу которой отводится очищенный газ. Капли жидкости, отброшенные центробежной силой к корпусу сепаратора, стекают по нему вниз и через нижний патрубок собираются в сборнике газоконденсата 5.

Для отделения попутного газа от нефти и воды, т. е. в случае, когда дисперсной фазой является не жидкость, а газ, применяют центробежные сепараторы циклонного типа. Верхняя их секция представляет собой циклонный сепаратор газа, а нижняя - отстойник для отделения остатков газа от нефти и расслоения основной массы воды и нефти.

Фильтрующие сепараторы используют для тонкой окончательной очистки газа от частиц жидкости диаметром от 0,5 до 10 мкм, не улавливаемых другими типами сепараторов.

Одна из разновидностей такого сепаратора показана на рис. 2.7, в. Он включает три зоны сепарации - входную 2, фильтрующие элементы 10 и каплеуловитель 12.

Фильтрующие элементы представляют собой перфорированный патрубок-каркас 10, на котором уложен фильтрующий слой 11 - тонкое стекловолокно, при прохождении через слой которого капли коалесцируют (сливаются), укрупняются и стекают в сборник 5.

Диаметр фильтрующих элементов обычно составляет от 50 до 100мм, а отношение их длины к диаметру равно 12-15.

Число таких элементов составляет от 30 до 50 шт.

На скважинах с небольшим дебитом для подготовки газа к транспортированию используют установки простой сепарации. Такие установки включают: сепаратор высокого давления для удаления капельной жидкости, дроссельные устройства, вторичный сепаратор для разделения газожидкостной смеси и устройства для отвода газового конденсата.

В процессе эксплуатации газового месторождения с падением давления в пласте они не обеспечивают необходимую точку росы газа. В этом случае схема простой сепарации дополняется теплообменником для охлаждения газа перед его расширением.

Оснастка автоматическими приборами состоит из нескольких регуляторов уровня и клапана, регулирующего давление газа. Регуляторы служат для спуска воды и вывода газового конденсата из сепаратора.

5.6 Расчет сепаратора природного газа на пропускную способность по газу

На месторождениях природного газа чаще всего используются сепараторы двух типов: вертикальные и двухъемкостные горизонтальные с жалюзийной или сетчатой насадкой. Эти сепараторы обеспечивают высокую степень очистки газа (98 %).

Гидравлический расчет сепараторов по газу сводится к расчету на пропускную способность или выбору размера диаметра аппарата в зависимости от расхода газа. В основу расчета сепаратора гравитационного типа закладывается такой принцип, чтобы выбранная скорость осаждения частиц заданного размера была больше допустимой скорости газа в сепараторе.

Расчетная формула при заданном поперечном сечении вертикального гравитационного сепаратора при рабочем давлении и температуре имеет вид

$$Q_2 = 86400 \cdot S \cdot V_2 \cdot \frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot Z}$$

или, подставляя значение площади сечения сепаратора

$$Q_2 = 67858 \cdot D^2 \cdot V_2 \cdot \frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot Z}$$

где Q_2 – пропускная способность сепаратора по газу, м³/сут;

P_0 – давление при нормальных условиях, Па;

T_0 – нормальная температура, К;

V_2 – допустимая скорость газа, м/с;

Z – коэффициент сжимаемости газа;

D – диаметр сепаратора, м.

Для приближенных расчетов допустимую скорость газа можно определить по эмпирической формуле:

$$V_2 = A_1 \cdot \sqrt{\frac{\rho_4 - \rho_2}{\rho_2}}$$

где A_1 – постоянный коэффициент, величина которого для вертикального ($h = 0,6$ м) и горизонтального сепаратора ($l = 3$ м) дана в таблице 5.1 (h – расстояние от уровня жидкости в сепараторе до патрубка ввода продукции скважин);

ρ_2 – плотность частицы жидкости, кг/м³.

Практикой установлено, что для вертикальных сепараторов увеличение высоты сепарационной секции более 0,6 м качества сепарации не улучшает.

Таблица 5.1

Значение постоянного коэффициента A_1

Степень сепарации	Сепаратор	
	вертикальный	горизонтальный
высокая	0,030	0,075
средняя	0,047	0,117
грубая	0,061	0,150

В то же время применение вертикальных сепараторов $h < 0,6$ м и горизонтальных сепараторов $l < 3$ м не рекомендуется, так как в этом случае качество сепарации резко ухудшается и допустимые скорости должны быть значительно уменьшены.

Пропускную способность гравитационного сепаратора горизонтального типа определяют по формуле для вертикального сепаратора, но с введением в нее коэффициента n , представляющего собой отношение длины сепаратора к его диаметру, то есть $n = l/D$

$$Q_2 = 67858 \cdot D^2 \cdot n \cdot V_2 \cdot \frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot Z}$$

Технологический расчет насадочных сепараторов сводится к определению скорости набегания потока на насадку, при которой не происходит срыва и дробления капель жидкости, осевшей в насадке. Критическая скорость газа, характеризующая это явление, определяется эмпирической формулой:

$$w_{кр} = \frac{A^4 \sqrt{\delta \cdot (\rho_u - \rho_2) \cdot g^2}}{\sqrt{\rho_2}}$$

где δ – поверхностное натяжение газа и жидкости, Н/м;

A – параметр, величина которого зависит от типа применяемой насадки и планируемого коэффициента уноса капельной жидкости k_y .

Площадь сечения насадки (m^2) определяется по формуле:

$$S = \frac{Q_2 \cdot T \cdot Z \cdot P_0}{86400 \cdot T_0 \cdot P \cdot w_{кр}}$$

5.7 Очистка газов от механических примесей

Нормальная работа технологического оборудования и качество выпускаемой продукции во многом зависят от содержания в газе не только влаги и кислых компонентов, но и механических примесей. Наличие механических примесей способствует истиранию металла, вызывает его износ, приводит к выводу из строя уплотнительных колец, клапанов и гильз цилиндров поршневых компрессоров, снижает их КПД. Механические примеси отлагаются также на поверхности труб холодильников и резко снижают их коэффициент теплопередачи. Источники механических примесей в газе – это остатки строительного мусора, продукты коррозии внутренних поверхностей труб, арматуры и аппаратов; грунт, попавший в газопроводы при проведении ремонтных работ; частицы керна и так далее.

Наиболее крупные частицы примеси содержатся в газопроводах в начальных периодах эксплуатации, когда газовым потоком из труб выносятся остатки строительного мусора. Через один – два года эксплуатации размер твердых частиц уменьшается.

Для обеспечения нормальной работы оборудования газ необходимо очистить от механических примесей. Этот процесс осуществляется с применением специальных пылеуловителей и в комбинации при разделении газожидкостных потоков в обычных сепараторах.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на следующие:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли; в таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции; к ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры (керамические, тканевые, металлокерамические и другие);

- **работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли;** в этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат; к ним относятся вертикальные и горизонтальные масляные пылеуловители и другие;
- **использующие принцип электроосаждения;** данные аппараты почти не применяют для очистки природного газа.

Выбор типа пылеуловителя зависит от размера частиц и требуемой степени очистки. Частицы размером от 100 до 500 мкм улавливаются в осадительных расширительных камерах и циклонах. Объемные сепараторы практически отделяют только крупнодисперсную пыль размерами частиц 50-100 мкм.

Для улавливания частиц от 1 до 100 мкм используют циклоны, мокрые пылеуловители, керамические и металлокерамические фильтры.

Частицы размером менее 1 мкм находятся в броуновском движении и не осаждаются под действием сил тяжести. Такая взвесь может быть уловлена в электрофильтрах и мокрых пылеуловителях. В последних в качестве орошения должна использоваться жидкость с хорошей смачивающей способностью.

Промысловые очистные аппараты работают в основном по принципу выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или по принципу использования действия центробежных сил при специальной закрутке потока.

Принцип работы масляных пылеуловителей основан на поглощении механических примесей и капельной углеводородной жидкости при прохождении газа через слой масла. Через период, определяемый в основном количеством механических примесей в газе, происходит насыщение масла. После чего требуется замена поглотительной жидкости.

Для повышения эффективности выделения примесей широкое применение нашли также фильтры – сепараторы. Эти аппараты представляют собой обычные сепараторы с осадочными элементами, которые способствуют укрупнению капель при прохождении через них продукции.

Одной из наиболее эффективных конструкций считаются аппараты фирмы «Пико», которые обеспечивают удаление из газа не менее 98 % всех капель жидкости и твердых частиц размерами более 1 мкм. Общий коэффициент извлечения из газа примесей составляет не менее 99,9 %.

Загрязненный газ обычно не поступает непосредственно на элементы фильтра, а проходит предварительно через стояк. Это исключает эрозию фильтрующих элементов. Одновременно стояк служит как распределитель потока и отделения крупных частиц, которые собираются в жидкостном отстойнике первой ступени. После стояка газ проходит через фильтрующие элементы, где отделяются как твердые частицы, так и крупные капли жидкости, а мелкие капли жидкости соединяются в крупные. Газ с капельками жидкости поступает во вторую ступень фильтра и затем – во влагоотделитель, где крупные капли жидкости отделяются и жидкость отводится в отстойник второй ступени.

Газовые фильтры и фильтры-сепараторы фирмы «Пико» сконструированы с открытым концом, что обеспечивает безопасный подход к ним при их замене. Твердые и жидкие частицы размером более 15 мкм собираются на внешней поверхности фильтрующего элемента (мелкие твердые частицы размером менее 1 мкм улавливаются в толще фильтруемой среды).

Фильтры – сепараторы изготавливаются как в вертикальном, так и в горизонтальном исполнении, с широким набором фильтрующих материалов.

Содержание механических примесей в газе не должно превышать 5 мг/м^3 . Для очистки газа от механических примесей применяют как масляные пылеуловители, так и циклонные сепараторы. **Масляные пылеуловители можно использовать в качестве сепараторов на установках, где вместе с газом поступают взвешенные капли конденсата углеводородов и влаги.** Схема очистки масла от пыли масляными пылеуловителями на рис. 3.2

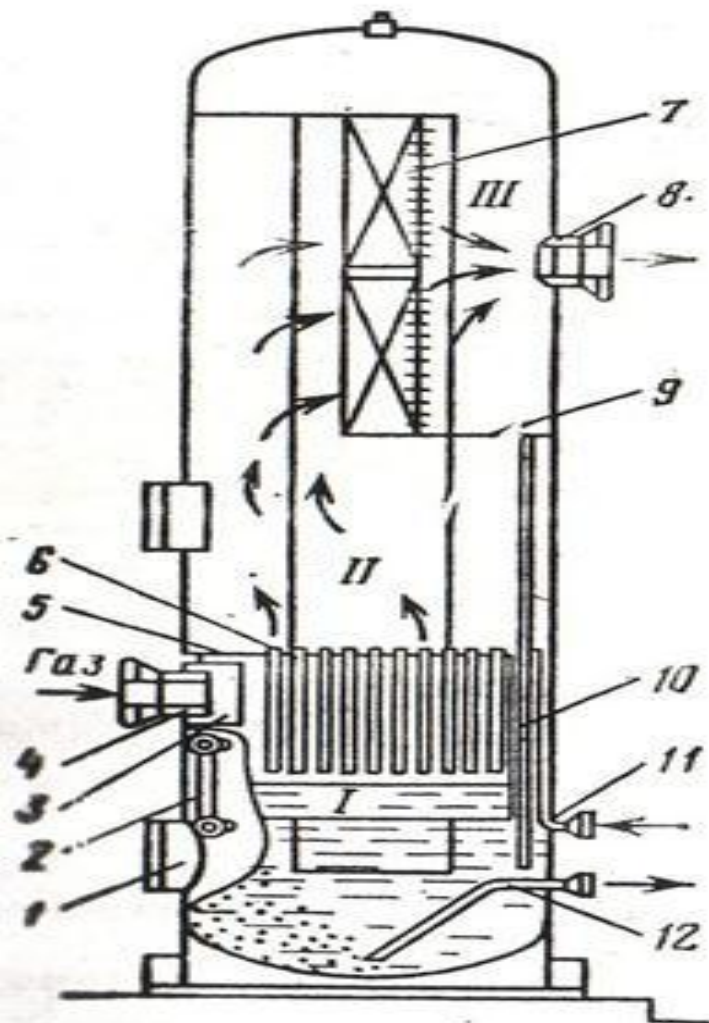
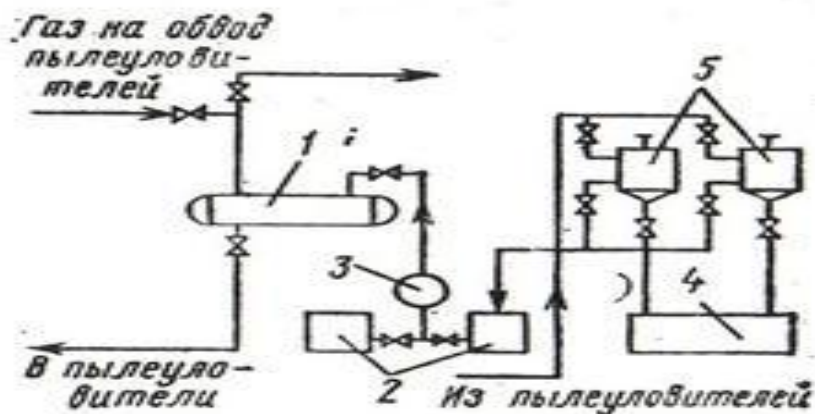


Рис. 3.1. Масляный пылеуловитель:

1 — люк; 2 — указатель уровня; 3 — козырек; 4 — подводящий патрубок; 5 и 9 — перегородки; 6 — контактные трубки; 7 — жалюзийные трубки; 8 — выходной патрубок; 10 — дренажные трубки; 11 — подводящий патрубок чистого масла; 12 — дренажная трубка; I — промывочная секция; II — осадительная секция; III — отбойная секция

Рис. 3.2. Схема установки очистки масла для пылеуловителей:

1 — аккумулятор масла; 2 — емкости чистого масла; 3 — насос; 4 — емкость грязного масла; 5 — отстойники



Полную очистку пылеуловителя через люк проводят 2...3 раза в год. Пропускную способность масляных пылеуловителей рассчитывают в зависимости от давления и допустимых скоростей в сепарационных узлах.

Пропускная способность пылеуловителя:

$$Q_{ст} = 0,947 * 10^3 \frac{D^2 p (p_{ж} - p_{г})}{T_{г}}$$

$$Q_{н} = Q_{ст} * T_{н} / T_{ст}$$

где $Q_{ст}$ и $Q_{н}$ - пропускная способность пылеуловителя соответственно при 0 °С и 0,1013 МПа и при 20 °С и 0,1013 МПа, м³/сут; D - внутренний диаметр пылеуловителя, м; p - рабочее давление в пылеуловителе, МПа; T - температура газа в пылеуловителе, К; $p_{ж}$ - плотность масла, кг/м³; $p_{г}$ - плотность газа, кг/м³.

На вновь вводимых компрессорных установках очистку газа осуществляют чаще с помощью циклонных сепараторов различных типов. Циклонные сепараторы применяют на газовых промыслах для очистки газа от механических примесей, грязи и конденсата, а также на магистральных газопроводах.

Циклонные сепараторы выпускают с подогревателями и без них на условные давления 6, 4, 10 и 20 МПа и с условными проходами 80, 100, 150 и 200 мм. Сепараторы с подогревателями применяют исключительно на газовых промыслах.

Для очистки транспортируемого газа от механических примесей на КС в основном используют циклонные пылеуловители ГП604.01 (типа 144 в блочном исполнении). По условиям проекта пылеуловителя массовая концентрация жидкости в составе газа не более 1 г/м³. Средний ресурс до капитального ремонта 60 тыс. ч.

Б И П Ы Л Е У Л О В И Т Е Л И

Природный газ поступающий из скважин имеет примеси в виде твердых частиц (песок), конденсат тяжелых углеводородов, углекислого газа. Присутствие в газе твердых частиц приводит к износу труб, арматуры, засорению КИП, конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводах, уменьшая их проходное сечение. Наличие водяных паров приводит к коррозии трубопровода и оборудования. Задачей промысловой подготовки газа является его очистка от всех этих примесей.

Для очистки от механических примесей используются аппараты двух типов:

- 1) работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли(масляные пылеуловители);
- 2) работает по принципу «сухого» отделения пыли(циклонный пылеуловитель).

Вертикальный масляной пылеуловитель состоит из 3-х секций: промывочной; осадительной; отбойной.

Пылеуловитель работает следующим образом:

Очищенный газ входит в аппарат через патрубок 10, натекая на козырек 9 меняет направление своего движения. Крупные же частицы механических примесей пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально при ударе о козырек их скорость гасится и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее, газ направляется в контакт трубки 4, нижний конец которой расположен в 20-50мм на поверхность газа. При этом газ увлекает за собой масло в контакт трубки, обволакивает взвешенные частицы пыли. В осадительной секции скорость газа резко снижается, выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам 11 стекают в нижнюю зону. Газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают на дно секции. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводный патрубок 7.

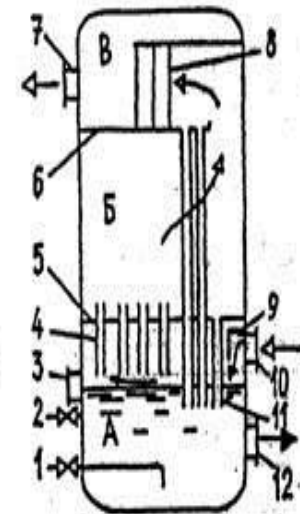


Рис. 23. Вертикальный масляный пылеуловитель;

Осевший на дно пылеуловителя шлам, удаляется через люк 12, загрязненное масло сливается в отстойники, а в замен, в пылеуловитель добавляет очищенное масло по трубе 2. Контроль за его уровнем ведется по шкале указательного уровня 3 .

Циклонный пылеуловитель

Газ входит в аппарат через патрубок 2 и попадает в батарею циклонов 3. Под действием центробежной силы твердые и жидкие частицы отбрасываются в сторону ударяясь о стенку циклона и попадают в нижнюю часть аппарата откуда выводятся через патрубок 6, а очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата откуда выводится через патрубок 7.

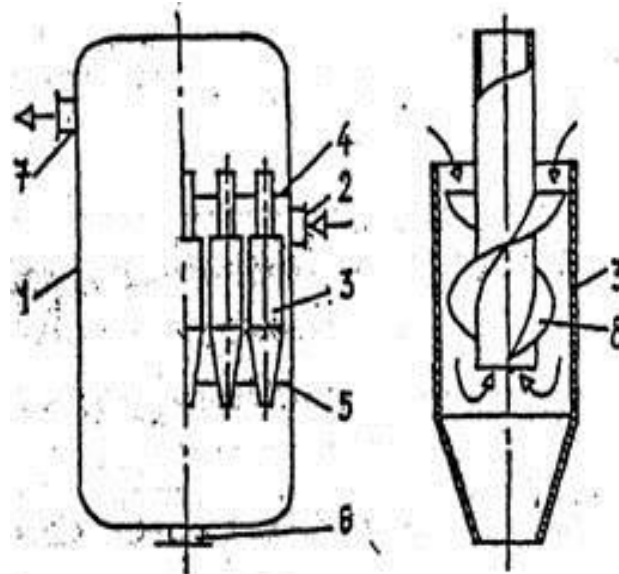


Рис. 2.1. Циклонный пылеуловитель;

5.8. 1 Очистка газа от механических примесей при помощи пылеуловителей

Газ от пыли на КС очищают с помощью пылеуловителей, которые выпускаются трёх типов: центробежные циклонные, центробежные мультициклонные и жидкостные (вертикальные масляные).

Вертикальные масляные пылеуловители двух размеров 1600 мм и 2400 мм. Промывочная жидкость керосин, лигроин, соляровое масло. Температура застывания, менее чем на 10°С, ниже температуры газа.

Установка масляных пылеуловителей включает в себя масляные пылеуловители, отстойники масла, аккумулятор масла, короб для сбора грязного масла, ёмкость для чистого масла и насос.

Объём масла для заполнения одного пылеуловителя составляет 2,65 м³ при диаметре 1600 мм. Расход масла допускается 25 г на 1000 м³ газа.

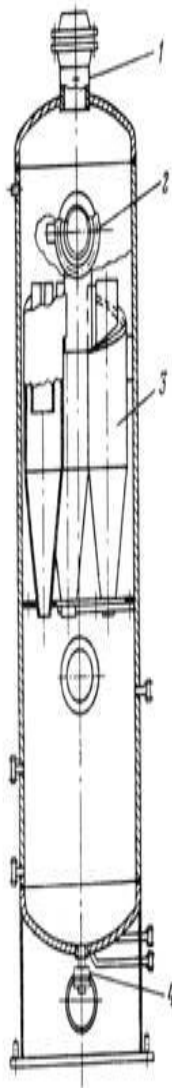
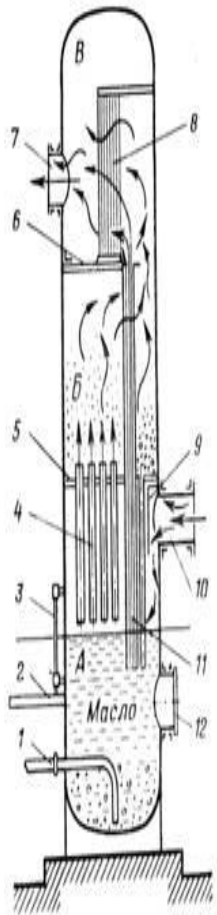


Рис. 21. Масляный пылеуловитель

Рис. 22. Циклонный пылеуловитель

Очистка газа происходит за счёт уменьшения скорости потока и контакта его с маслом. Пылеуловитель – цилиндрический сосуд высокого давления, внутренняя полость разделена на 3 секции: нижнюю промывочную А, в которой все время поддерживается установленный уровень масла; среднюю осадительную Б, где газ освобождается от взвешенных частиц масла; верхнюю отбойную В, в которой происходит окончательная очистка газа от уносимых частиц масла. Нижняя секция снабжена контактными трубками, которые имеют внизу продольные прорези-щели для создания завихрения потока. В верхней отбойной секции имеется скрубберная насадка 8 состоящая из швеллерных или жалюзийных секций с волнообразными профилями. Процесс очистки газа в пылеуловителе происходит следующим образом: поступающий в пылеуловитель через патрубок 10 газ ударяется о козырек 9 и соприкасается с поверхностью масла, после чего с большой скоростью устремляется по контактными трубкам 4, захватывая с собой частицы масла. В осадительной камере Б (от перегородки 5 до перегородки 6) скорость потока газа резко снижается, в результате чего происходит осаждение механических частиц и частиц жидкости. Осаждённые частицы по дренажным трубкам 11 стекают в секцию аппарата А. После осадительной камеры Б газ, освобождённый от более крупных частиц, поступает в отбойную секцию 8, где происходит окончательная его очистка. Осевший на отбойной секции 8 шлам стекает по дренажным трубкам 11 в нижнюю камеру. Очищенный газ через выхлопной патрубок 7 поступает на редуцирование. Загрязнённое масло удаляется продувкой через трубу 1 в отстойник масла. Полная очистка происходит через люк 12. Чистое масло подаётся через трубу 2. Для нормальной работы пылеуловителя уровень масла должен поддерживаться на 25-50 мм ниже концов контактных трубок.

5.9 НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ ГАЗА

Осушка и извлечение конденсата из газа, добываемого на газоконденсатных месторождениях, совмещаются в одном процессе - низкотемпературной сепарации (НТС).

Газ, обладающий высоким пластовым давлением, подготавливают в установках низкотемпературной сепарации (НТС), при этом используется энергия самого газа.

Этот метод применяется на первой стадии разработки месторождений природного газа, когда пластовые давления достаточно высокие. Методы низкотемпературной сепарации приемлемы также для подготовки нефтяного газа высокого давления. При разработке нефтяных месторождений с газовым фактором $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ и более нередко осуществляют низкотемпературную сепарацию нефти и газа, получая при этом нефтяной газ, не требующий отбензинивания и осушки.

Наиболее широко метод низкотемпературной сепарации применяется для подготовки газа из газоконденсатных месторождений.

Метод низкотемпературной сепарации заключается в использовании свойства газа изменять свою температуру при резком снижении давления (дросселировании). Это свойство получило название *дроссель-эффект*, или *эффект Джоуля–Томсона*.

Величина изменения температуры газа при снижении его давления на $0,1 \text{ МПа}$ называется *коэффициентом Джоуля–Томсона*. Для идеального сухого газа этот коэффициент равен примерно $0,3 \text{ }^\circ\text{C}$. Однако реальные газы всегда содержат влагу и тяжелые углеводороды, которые при понижении переходят в жидкое состояние, выделяя скрытую теплоту конденсации. Поэтому в реальных условиях коэффициент Джоуля–Томсона составляет $0,15\text{--}0,25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Проявление эффекта Джоуля–Томсона можно нередко наблюдать на газопроводах и оборудовании, которые покрываются белым налетом в виде инея или снега. Этот налет образуется из влаги окружающего воздуха, конденсирующейся на металлических поверхностях, охлажденных газом в результате снижения его давления на штуцерах, задвижках, при расширении в аппаратах, при изменении диаметров газопроводов и т. д.

Оптимальное начальное давление газа, при котором в реальных условиях в результате дроссель-эффекта может быть достигнуто охлаждением этого газа, необходимое для его качественной подготовки, обычно составляет $16\text{--}30 \text{ МПа}$.

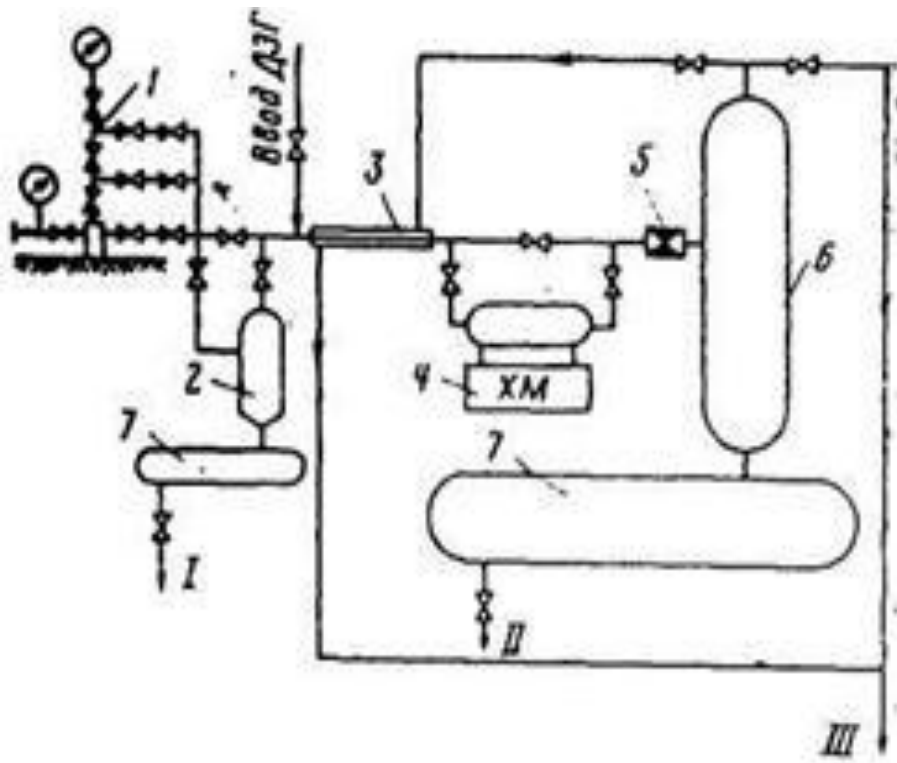


Рис. 5.4
Технологическая схема
подготовки газа
методом
низкотемпературной
сепарации:
I - конденсат на
подготовку; II -
конденсат и ДЭГ на
разделение и
подготовку; III -
газопровод
подготовленного газа;
1 - газоконденсатная
скважина; 2 -
сепаратор;
3 - теплообменник; 4 -
холодильная машина; 5
- Дроссель;
6 -

низкотемпературный
сепаратор; 7 -
конденсатосборник

Принцип работы установки НТС следующий (рис. 5.4). Газ из скважины 1 по газопроводу-шлейфу поступает в сепаратор 2, затем газ охлаждается в теплообменнике 3 и через штуцер 5, в котором его давление снижается до 7-8 МПа, подается в низкотемпературный сепаратор 6.

Перед теплообменниками 3 в поток газа для предотвращения гидратообразования насосом подается диэтиленгликоль (ДЭГ) 90...92%-ной концентрации в количестве 2...2,5 кг на 1 тыс. м³ газа. В сепараторе 2 от газа отделяются влага и наиболее тяжелые углеводороды, сконденсировавшиеся в шлейфе, в сепараторе 6 выпадают углеводородный конденсат и вода с ингибитором. Конденсат из сепараторов 2 и 6 поступает в конденсатосборники 7. Часть газа из низкотемпературного сепаратора 6 поступает напрямую в газопровод III, а другая часть – в теплообменник 3 для охлаждения неподготовленного газа и затем также в газопровод III. Количество газа, направляемого из сепаратора 6 в теплообменник 3, регулируются с учетом обеспечения оптимального режима низкотемпературной сепарации.

По истечении определенного времени разработки месторождения, когда давление газа снижается и становится недостаточным для необходимого охлаждения его за счет дроссель-эффекта, газ проходит через холодильную машину 4, вырабатывающую искусственный холод для дополнительного охлаждения газа.

Процесс подготовки конденсата, выделяющегося из газа на установках НТС, заключается в разделении его на воду (или водный раствор ДЭГ) и углеводородный конденсат. Углеводородный конденсат подают в газопровод или используют на собственные нужды, например в котельной. Раствор ДЭГ направляется на регенерацию.

Степень конденсации каждого углеводорода (отношение количества сконденсированного углеводорода к общему его содержанию в газе, в %) зависит от температуры и давления. При давлении 3.5 МПа и температуре минус 40^oС достигается практически полная конденсация бутанов и пентанов. Этан и пропан при этом конденсируются на 50 и 79 % соответственно.

В настоящее время большинство установок НТС не обеспечивает требуемую стандартом степень выделения конденсата и влаги из газа. Основные причины этого: перегрузка сепарационного оборудования, недостаточная поверхность теплообменников и несвоевременный ввод холодильных установок.

Извлечение углеводородов из газа процессом НТС в значительной мере определяется составом исходного газа (например, выражаемым средней молярной температурой его кипения). Так, при температуре сепарации газа минус 40^oС и молярной температуре кипения газа минус 100^oС степень извлечения н-пентана составляет 99%, а при молярной температуре кипения газа минус 156^oС только 70%. Из этого следует, что для поддержания нужного уровня извлечения жидких углеводородов из все более облегчающегося по составу газа (по мере выработки месторождения) нужно понижать температуру сепарации. Сделать это крайне трудно из-за одновременного снижения пластового давления.

5.9.1 УСТАНОВКА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

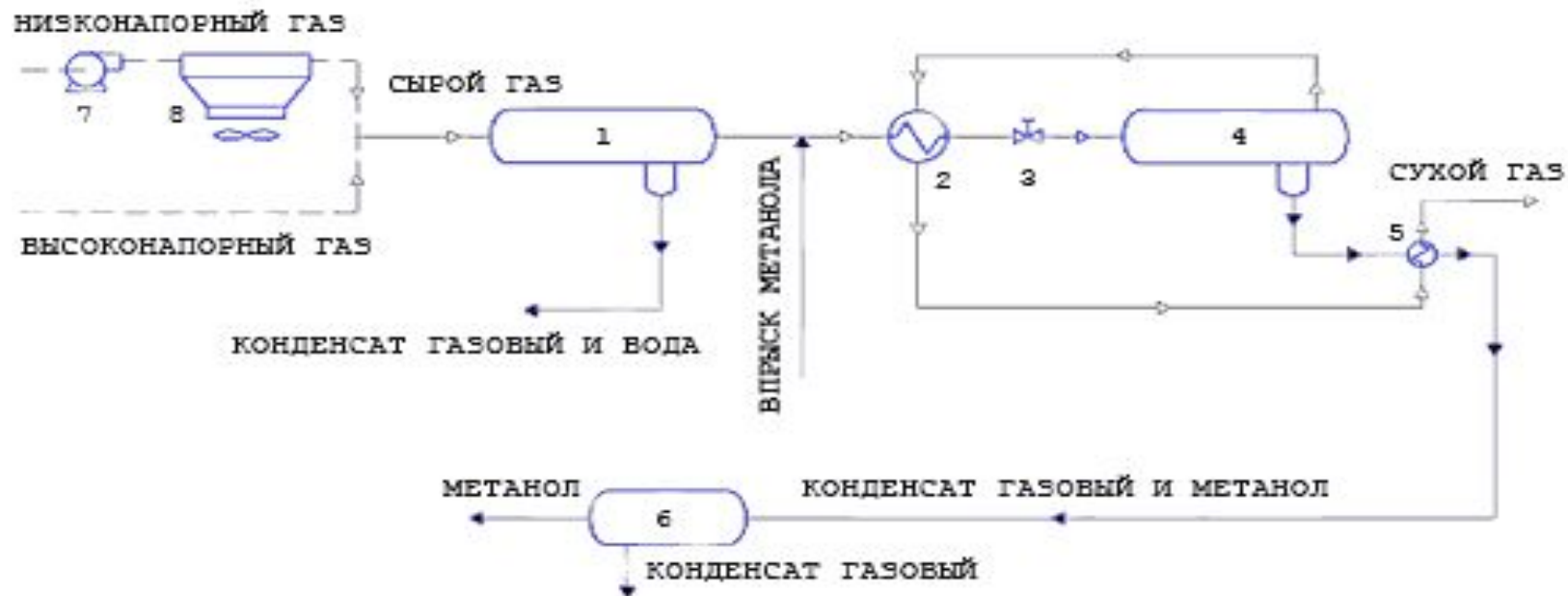
Устройство и работа:

Сырой газ со сборного пункта поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа «газ-газ» для рекуперации холода с дросселированного газа, где охлаждается на 10-15 °С и более.

Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство (дроссель) 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается еще на 10 - 30 °С. После дроссельного устройства 3 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C₅ + в) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта. Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изоэнтальпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать 10-12 °С на 1 МПа свободного перепада.

Впрыск ингибитора гидратообразования (гликоли, метанол) предусматривается как перед теплообменником 2, так и перед дросселем в объеме, необходимом для обеспечения безгидратного режима эксплуатации технологического оборудования.

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившийся в сепараторе 4, поступают в разделитель 6, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования направляют на установку регенерации



1, 4 - СЕПАРАТОРЫ; 2, 5 - ТЕПЛОБМЕННИКИ; 3 - ШТУЦЕР (ДРОССЕЛЬ);

6 - РАЗДЕЛИТЕЛЬ; 7 - ГАЗОВЫЙ КОМПРЕССОР; 8 - АППАРАТ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Рис. 5.5 Принципиальная схема установки низкотемпературной сепарации газа

Перечень основного технологического оборудования, входящего в состав установки:

1 Газосепаратор $P_{\text{рmax}}=6,3$ МПа, $D_c=800$ мм - 1 шт.

2 Теплообменник «газ-газ» (труба в трубе) на базе теплообменных элементов ТТОН - 1 шт.

3 Дроссельное устройство - 1 шт.

4 Газосепаратор $P_{\text{рmax}}=4,0$ МПа, $D_c=1200$ мм - 1 шт.

Вместо дросселирования газа через клапан может быть использовано расширение его в турбодетандере - процесс низкотемпературной конденсации (НТК). Это позволяет более эффективно использовать перепад давления газа, при этом достигается более низкая температура охлаждения газа (до минус 120°С). Турбодетандер - машина, по устройству схожая с турбокомпрессором. В ней на общем валу расположены газовая турбина и компрессор, сжимающий газ, направляемый в транспортный газопровод. Расширяющийся газ вращает турбину, в результате чего происходит его охлаждение.

Процесс НТК начал внедряться на предприятиях в 1960-е годы, когда повысился спрос на этан - один из основных продуктов в ассортименте сырьевых ресурсов нефтехимии. Это потребовало перейти на низкие температуры охлаждения газа, с тем чтобы увеличить степень извлечения из него этана (и соответственно - более тяжелых углеводородов). Что, в свою очередь, потребовало наряду с дросселированием применять искусственное охлаждение. В результате стало возможным извлекать из газа 85-87 % этана, 99 % - пропана и 100 % всех остальных углеводородов.

5.9.2 Устройство турбодетандера

Технологические установки и газораспределительные станции, перерабатывая энергию сжатого газа, позволяют не только получать холод. Они способны вырабатывать механическую и электрическую энергию. Такое устройство известно, как турбодетандер, принцип действия которого основан на перепадах давления. Данные установки позволяют получать не использованный энергетический потенциал.

Турбодетандерная установка представляет собой лопаточную турбинную машину с непрерывным действием. С помощью турбодетандера производится расширение газа с целью его дальнейшего охлаждения. Освобожденная энергия позволяет совершать полезную внешнюю работу. Турбодетандер осуществляет низкотемпературную обработку газа в промышленных установках, принимают непосредственное участие в сжижении газа и разделении многокомпонентных газовых смесей.

Турбодетандер

2 отдельных рамы:

- простота перевозки
- снижение затрат на установку

Установка для работы на открытом воздухе с термоакустической изоляцией

Длина x Ширина x Высота:
13 x 4 x 5,5 м

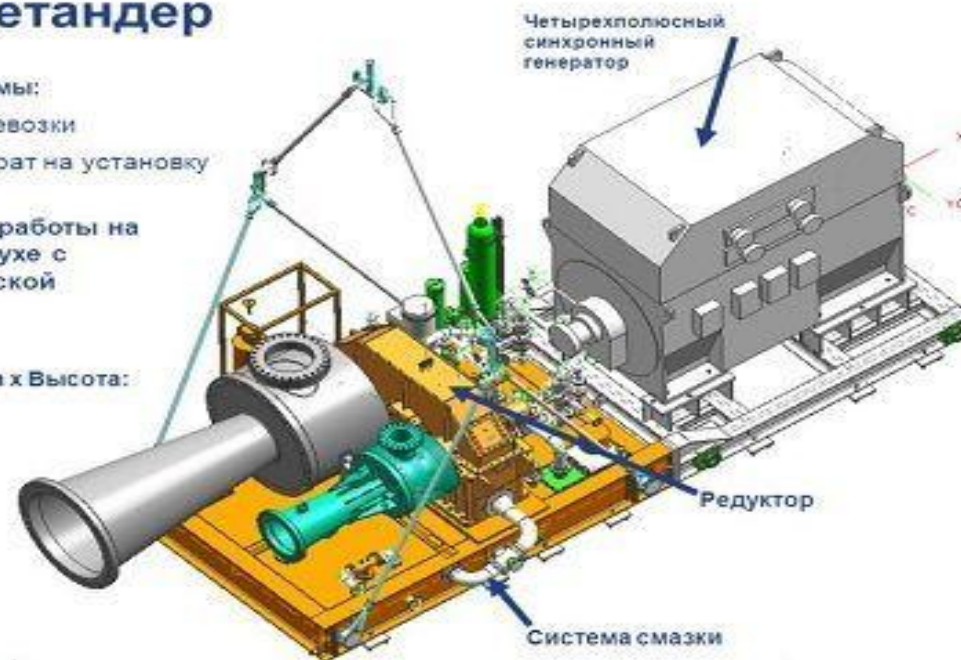


Рис. 5.6 Турбодетандер

В конструкцию турбодетандера входит корпус, ротор, сопловой регулируемый аппарат, а также направляющий аппарат, оборудованный поворотными механизмами. Агрегат полностью герметичен и не нуждается в электрической энергии. Направление движущегося потока газа определяет его конструкцию. Поэтому турбодетандеры могут быть центробежными, центростремительными и радиальными (осевыми). В соплах наблюдается различная степень расширения газа. В связи с этим турбодетандеры разделяются на активные и реактивные. В первом случае давление понижается лишь в неподвижных направляющих каналах, а во втором случае – еще и во вращающихся каналах ротора. Конструкции установок могут быть одноступенчатыми или многоступенчатыми, в зависимости от количества ступеней.

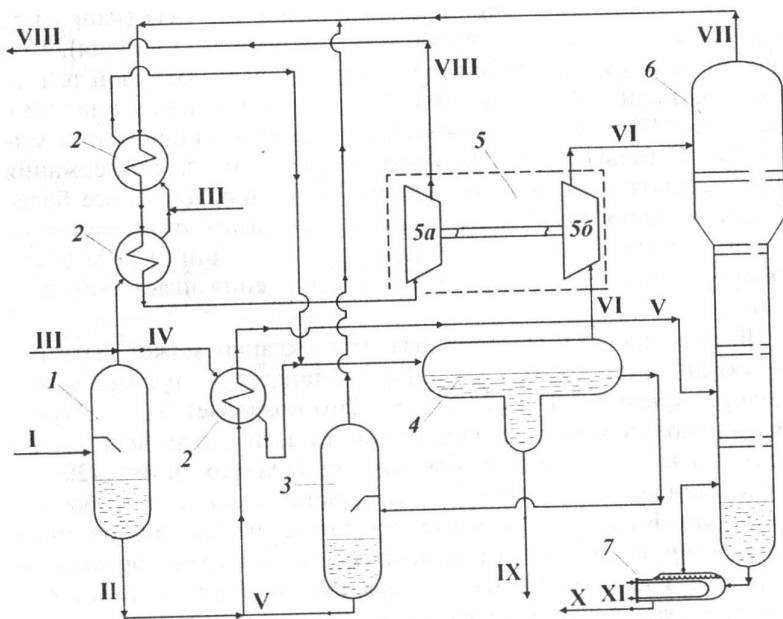


Рис. 2.9. Принципиальная схема процесса низкотемпературной конденсации (НТК): 1, 4 — сепараторы 1-й и 2-й ступеней; 2 — теплообменник; 3 — промежуточный десорбер (выветриватель) конденсата; 5 — турбодетандер (5а — компрессор, 5б — турбина); 6 — ректификационная колонна; 7 — кипятильник; I — исходный газ; II — конденсат сырого газа; III — регенерированный ингибитор гидратообразования; IV — газ из сепаратора 1-й ступени; V — газовый бензин; VI — газ сепаратора 2-й ступени; VII — деэтанализованный газ; VIII — сжатый газ потребителю; IX — ингибитор гидратообразования на регенерацию; X — ШФЛУ; XI — теплоноситель

Для производства искусственного холода (до минус 70°C и ниже) используют обычно компрессорные холодильные машины, хладагентом в которых являются пропан, этан или фреон, а также турбодетандеры, в которых энергия расширяющегося газа рекуперирована для производства холода. Принципиальная схема типичной установки низкотемпературной конденсации (УНТК) с турбодетандером показана на рис. 2.9.

Газ 1 до поступления на установку предварительно осушается, затем он охлаждается в теплообменниках 2 и после отделения от него в сепараторах 3 и 4 сконденсированных углеводородов через турбодетандер 5 поступает в разделительную колонну 6. В нее же из одного из теплообменников 2 поступает смесь сконденсированных углеводородов V из сепараторов 1 и 3. Из нижней части колонны отбирают смесь всех сконденсированных углеводородов от этана и выше (ШФЛУ). Деэтанализованный газ VII из верхней части колонны, пройдя теплообменники 2, сжимается в турбодетандере 5 энергией расширяющегося газа из сепаратора 4 и затем подается потребителю VIII. ШФЛУ направляется на установку газоразделения, где от нее отбираются этановая фракция (содержание этана 87-90 % мол.) и фракции остальных, более тяжелых углеводородов.

Для предотвращения отложения парафинов необходимо выбрать такой режим работы, при котором выделенные на всех ступенях сепарации фракции конденсата имели бы температуру застывания на несколько градусов ниже, чем температура в точках выделения. Это обеспечивает нормальную работу низкотемпературных узлов установок низкотемпературной сепарации и низкотемпературной конденсации.

В настоящее время в схеме сепарационных установок применяют подачу ингибитора гидратообразования в теплообменную аппаратуру. Для нормальной работы необходимо подавать раствор ингибитора гидратообразования такой концентрации, чтобы температура застывания раствора была на несколько градусов ниже температуры хладагента, охлаждающего трубки, иначе он начинает замерзать в трубках испарителя-холодильника, что приводит к нарушению нормальной работы установки.

5.10 Осушка газа

Осушка углеводородного (природного) газа осуществляется после предварительной очистки от капельной влаги и механических примесей в газосепараторах, а также удалении агрессивных примесей, при их наличии.

Осушкой называется процесс удаления воды, находящейся в углеводородном (природном) газе в парообразном состоянии. Общеизвестно, что осушка газа является необходимым условием для обеспечения бесперебойной работы магистральных газопроводов. Она предотвращает образование гидратов и уменьшает коррозию, а это в свою очередь увеличивает срок службы оборудования и снижает энергетические затраты на их удаление.

Степень осушки газа определяется не только возможностью конденсации воды, но и образованием гидратов газа. В задачу осушки не входит удаление из газа всей парообразной влаги, это стоило бы дорого, да в этом и нет необходимости. Достаточно удалить такое количество влаги, чтобы при последующем транспортировании газа, его переработке и использовании оставшиеся пары воды при соответствующих давлениях и температурах не могли сконденсироваться или образовать гидраты.

Разделение пластовой продукции газоконденсатных месторождений на фракции производится на газоперерабатывающих заводах и промысловых установках с применением абсорбционных, адсорбционных, хемосорбционных, конденсационных и других теплообменных процессов. Они строятся в местах скопления большого количества газа, чаще всего на территориях отдельных компрессорных станций, промысловых газораспределительных станциях и подземных хранилищ газа, откуда газ направляется по магистральным газопроводам к различным потребителям.

Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе газ охлаждают, если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации.

Как известно, нефтяные газы, в отличие от природных, содержат большое количество пропан-бутановой фракции (от 30 до 50%). Ее извлекают только на установках абсорбционного (жидкостного) или, в крайнем случае, компрессорного типа. Природные газы, содержащие не свыше 10% пропан-бутановой фракции, обрабатывают, как правило, на адсорбционных установках с твердым поглотителем (силикагель, алюмогель, синтетические цеолиты и т. д.)

В качестве поглотителя тяжелых углеводородов из нефтяного газа применяют обычно легкие масла, и поэтому часто установки такого типа называются **маслоабсорбционными.**

В настоящее время основная добыча газа (более 90 %) на северных месторождениях России, осуществляется за счет разработки чисто газовых залежей, главным образом, сеноманского продуктивного горизонта: достаточно упомянуть только такие уникальные месторождения-супергиганты, как Медвежье, Уренгойское и Ямбургское. В стадии проектирования разработки находится ряд крупных чисто газовых месторождений Западной Сибири и полуострова Ямал, намеченных к освоению уже в ближайшие годы. Углеводородный (природный) газ этих месторождений метанового типа: содержание метана доходит до 98-99 об. %, иногда встречаются залежи с примесью азота (обычно не более 1,0 об. %), тогда как более тяжелые компоненты (C_{2+}) находятся только в следовых количествах.

Промысловая подготовка сеноманских газов к дальнейшему транспорту осуществляется в настоящее время по двум основным (и конкурирующим между собой) технологиям:

- **адсорбционная осушка газа с использованием твердых адсорбентов влаги** - силикагеля, цеолитов и др. (установки адсорбционной осушки газа эксплуатируются на месторождении Медвежье с 1972 г.);
- **абсорбционная осушка с применением жидких поглотителей влаги (абсорбентов)**, обычно концентрированных водных растворов гликолей.

Сравнение этих технологий показывает, что их технико-экономические показатели довольно близки, и оба варианта технологии осушки газа могут использоваться в промышленных условиях практически одинаково успешно.

В настоящее время наибольшее распространение в России получил абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, тогда как за рубежом чаще всего используют более эффективный осушитель – триэтиленгликоль (ТЭГ).

Для обработки природных газов газоконденсатных месторождений (валанжинские залежи) применяются низкотемпературные технологические процессы для одновременного обеспечения осушки газа и извлечения из него тяжелых углеводородов.

Основным низкотемпературным процессом промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений России все еще остается процесс низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет использования избыточного (по сравнению с газопроводом) давления на входе в установку. Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования (эффект Джоуля – Томсона). Применительно к газоконденсатным залежам северных месторождений, использование этого эффекта для реализации процесса низкотемпературной сепарации приводит к снижению температуры обрабатываемого газа в диапазоне 3-4,5 градуса на 1 МПа.

При проектировании систем промышленной обработки сеноманских газов, когда требуется только их осушка, а задача извлечения тяжелых углеводородов вообще не ставится, традиционно конкурируют между собой абсорбционный и адсорбционный технологические процессы.

Основной недостаток абсорбционной технологии — попадание в газотранспортную систему в некотором количестве мелкодисперсного гликоля. Кроме того, не всегда исключается возможность конденсации тяжелых углеводородов на головных участках газотранспортных систем. В то же время и адсорбционная технология осушки также имеет ряд недостатков применительно к условиям Крайнего Севера.

Что касается низкотемпературных процессов (на температурном уровне $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже), то в качестве возможных вариантов подготовки сеноманских газов они обычно не рассматривались вовсе, поскольку пластовое давление в залежах с низким конденсатным фактором, как правило, не превышает $13\text{--}15\text{ МПа}$. Поэтому практически отсутствует достаточный запас давления в залежи, способный обеспечить реализацию низкотемпературного способа обработки газа на длительный период с использованием расширения газа в качестве холодопроизводящего процесса.

Значительно улучшенной с термодинамической точки зрения является технология НТС с использованием турбодетандеров взамен дросселя. При этом оказывается возможным охлаждение газа в низкотемпературном сепараторе до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже. Кроме того, и давление в низкотемпературном сепараторе оказывается ниже, чем давление товарного газа на входе в газопровод, а это обстоятельство совместно с низкими температурами НТС обеспечивает высокую степень конденсации углеводородов $\text{C}_3+\text{В}$.

По прогнозным данным, различные варианты детандерных технологий найдут широкое применение в системах промышленной обработки газа, добываемого на месторождениях независимых недропользователей, для более глубокой осушки газа и максимального извлечения тяжелых углеводородов.

Следовательно, применение низкотемпературных технологий для тощих газов из самых общих соображений представлялось не вполне оправданным, поскольку для природных газов с малым конденсатным фактором специально не ставится задача извлечения тяжелых углеводородов, а поддержание работоспособности технологии в течение длительного времени при стабильном термобарическом режиме в концевом сепараторе требует дополнительных, как капитальных (ДКС в «голове» технологического процесса), так и эксплуатационных (энергетических) затрат. Между тем, анализируя различные варианты осушки природного газа применительно к месторождениям п-ова Ямал и учитывая специфику этих месторождений (расположенных в северной зоне распространения многолетнемерзлых пород – зоне чрезвычайной чувствительности природной среды к геотехногенным воздействиям), специалисты ООО «ВНИИГАЗ» и ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» пришли к выводу о необходимости для этих месторождений использования промышленных технологий высокой степени надежности и, в частности, **соблюдения очень жесткого требования: полностью однофазного транспорта газа на головных участках газотранспортных систем (ГТС), да еще с учетом экстремальных термобарических режимов эксплуатации (минимально возможная температура газа в ГТС – до минус 17 °С). Требование полностью «сухого» газопровода заведомо исключает из рассмотрения абсорбционные технологии осушки (из-за некоторого уноса мелкодисперсных гликолей в газотранспортную систему).**

5.10.1 Физико-химические основы процессов абсорбции и адсорбции

Абсорбцией называют процесс поглощения газов жидкими поглотителями (абсорбентами), в которых газы растворяются. Обратный процесс выделения растворенных газов из растворителя носит название **десорбции**. В абсорбционных процессах участвуют газовая и жидкая фазы. При абсорбции происходит переход вещества из газовой фазы в жидкую, а при десорбции, наоборот - из жидкой в газовую.

На практике абсорбции подвергают чаще всего газовые смеси, необходимые компоненты которых могут поглощаться растворителем в заметных количествах. Не поглощаемая часть газовой смеси называется инертным газом.

Жидкая фаза состоит из поглотителя и абсорбированного (поглощенного) компонента газовой фазы. Если между молекулами поглотителя и абсорбированного компонента газовой фазы не происходит химического взаимодействия, то это - **физическая абсорбция**. При наличии химических реакций между молекулами поглотителя и абсорбированного компонента процесс называется **хемосорбцией**.

Существуют различные способы осуществления контакта газовой и жидкой фаз. Как и при ректификации жидких смесей, абсорбция осуществляется чаще всего в цилиндрических аппаратах (абсорберах), имеющих слой насадки или определенное количество тарелок. В абсорберах поглотитель движется сверху вниз, а газовая смесь противотоком снизу вверх. Из нижней части абсорбера выводится поглотитель с абсорбированными в нем компонентами газовой смеси. Из верхней части абсорбера отводится остаточная газовая смесь, из которой удалены абсорбированные компоненты.

В абсорберах с насадкой осуществляется непрерывный контакт между жидким поглотителем и газовой фазой. В тарельчатых абсорберах такой контакт происходит на тарелках, т. е. ступенчато.

При физической абсорбции полное извлечение компонентов из газовой фазы практически невозможно.

При хемосорбции абсорбируемый из газа компонент связывается с жидкой фазой в виде нелетучего химического соединения. Если химическая реакция необратима, то возможно полное извлечение компонента из газа.

Повышение давления и снижение температуры активизируют процесс абсорбции. Десорбция, наоборот, осуществляется при пониженном давлении и повышенной температуре. Конструктивно десорберы аналогичны абсорберам.

Промышленное проведение абсорбции может сочетаться или сочетается с десорбцией. Если десорбцию не производят, то абсорбент используется однократно. Сочетание абсорбции с десорбцией позволяет многократно использовать абсорбент и выделять абсорбированный компонент в концентрированном виде практически любой чистоты.

Выходящий из абсорбера раствор поглотителя с абсорбированным (растворенным) в нем компонентом газа направляют на десорбцию. Здесь происходит разделение на газовую (бывший поглощенный компонент) и жидкую (абсорбент) фазы. Регенерированный поглотитель вновь возвращается на абсорбцию. При такой схеме (круговой процесс) абсорбент практически не расходуется, если не считать его небольших потерь. Поглотители, в которых абсорбция сопровождается необратимой химической реакцией, регенерируются только химическими, а не физическими способами.

Экстракцией называется процесс извлечения из сырья, находящегося в твердом или жидком (для нефтепереработки) состоянии, отдельных его компонентов путем обработки, избирательно действующим растворителем (экстрагентом).

При экстракции образуются две несмешивающиеся фазы: сырье-растворитель. Это могут быть твердое тело - жидкость или жидкость-жидкость. Эти фазы должны легко отделяться одна от другой при отстаивании. Скорость перехода компонентов из сырья в растворитель зависит от поверхности контакта фаз так же, как и в процессах ректификации и абсорбции.

Адсорбцией называют процесс поглощения газов, паров или жидкостей поверхностью твердого тела, которое называется адсорбентом.

Адсорбция имеет определенные преимущества перед абсорбционным методом разделения смесей. В отходящем после абсорбции, например, газовом потоке, обязательно будет содержаться некоторое количество извлекаемого компонента. В случае адсорбции его конечная концентрация практически может равняться нулю. На этом основан принцип работы противогаса.

Адсорбцию целесообразно применять для разделения газовых смесей, концентрация извлекаемых компонентов в которых невысока, или в случаях, когда необходимо достичь полного выделения веществ из газового потока.

При высоких концентрациях извлекаемых компонентов в потоке адсорбент будет быстро насыщаться, что потребует его частой регенерации. В таких случаях лучше сочетать адсорбцию, например, с абсорбцией. Сначала абсорбцией из потока извлекается основная масса вещества, а затем осуществляется его окончательное извлечение путем адсорбции.

В качестве адсорбентов, применяемых в нефтепереработке, используют активированные угли, силикагель, алюмогель, синтетические цеолиты. Все эти вещества обладают большой удельной поверхностью, которая определяется отношением поверхности (m^2) к единице массы адсорбента (г), т. е. имеет размерность $m^2/г$. Другой характеристикой адсорбентов является их активность (удельная сорбционная емкость). Это количество адсорбированного вещества (г), отнесенное к единице массы (кг) или объема адсорбента (л). Размерность активности - г/кг или г/л. Часто активность выражают также в процентах от веса адсорбента.

5.10.2 Абсорбенты

В качестве абсорбента для осушки природного газа широко применяют гликоли, причем преимущественно диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. Если требуется осушка природного газа, в котором содержатся углеводородный конденсат с значительным количеством ароматических углеводородов, то при выборе абсорбента предпочтение отдается этиленгликолю. В этих условиях этиленгликоль может оказаться экономически эффективнее диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, так как он менее растворим в углеводородном конденсате, содержащем ароматические углеводороды.

Широкое применение гликолей для осушки природного газа обусловлено их высокой гигроскопичностью, стойкостью к нагреву и химическому разложению, низким давлением пара и доступностью при сравнительно невысокой стоимости.

Этиленгликоль или, как принято называть, гликоль ($\text{CH}_2\text{—OH—CH}_2\text{—OH}$)— простейший двухатомный спирт. Бесцветная густоватая жидкость сладкого вкуса, без запаха. Молекулярная масса его 62,07, плотность = 1,115 г/см³, температура кипения при атмосферном давлении 197,5 °С, удельная теплоемкость 0,55 ккал/кг.

Этиленгликоль смешивается с водой в любых отношениях. Водные его растворы имеют низкую температуру замерзания и широко применяются в качестве незамерзающей жидкости для охлаждения двигателей автомашин в зимнее время.

Диэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) представляет собой неполный эфир этиленгликоля. Бесцветная жидкость. Молекулярная масса его 106,12, плотность = 1,117 г/см³, температура кипения при атмосферном давлении 244,5 °С.

Диэтиленгликоль также смешивается с водой в любых отношениях и гигроскопичнее этиленгликоля.

Из гликолей наиболее эффективным абсорбентом является триэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$). Молекулярная масса его 150,17, плотность = 1,1254 г/см³, температура кипения при атмосферном давлении 287,4 °С. Упругость паров его несколько меньше, чем у диэтиленгликоля.

Для триэтиленгликоля существенным недостатком является то, что его концентрированные растворы способны поглощать в большом количестве тяжелые углеводороды. Поэтому при осушке газов со значительным содержанием тяжелых углеводородов применяют растворы пониженной концентрации.

5.10.3 Адсорбенты

В качестве адсорбентов (поглотителей) применяются твердые вещества, имеющие большую удельную поверхность, отнесенную обычно к единице массы вещества. Удельная поверхность адсорбента колеблется от сотен до десятков сотен квадратных метров на грамм в зависимости от вида и сорта адсорбента. В технике широко применяют адсорбенты с удельной поверхностью 600 – 800 м²/г.

Одна из важнейших характеристик адсорбента – его адсорбционная емкость, то есть количество вещества, которое может быть поглощено единицей массы или объема адсорбента при данных условиях адсорбции. Адсорбционная емкость выражается в процентах, в г/г, в г/100г и т.п. Ее иногда называют активностью адсорбента. Один и тот же адсорбент по отношению к различным веществам обладает разной активностью.

Адсорбционная (поглотительная) активность зависит также от внешних условий адсорбции (давления, температуры и концентрации адсорбата в потоке).

Количество вещества, поглощаемое адсорбентом, определяется состоянием равновесия. Количественно процесс адсорбации в условиях равновесия принято представлять графически изотермой адсорбции, выражающей связь количества вещества, адсорбированного единицей массы или объема адсорбента, с концентрацией адсорбата в газовой или жидкой фазе при постоянной температуре процесса.

Промышленные адсорбенты должны удовлетворять следующим требованиям: иметь большую адсорбционную емкость, высокую механическую прочность, низкую стоимость; обладать высокой селективностью, способностью к регенерации, стабильностью адсорбционных свойств в условиях длительной эксплуатации; быть нетоксичными, некоррозионно - активными.

При выборе адсорбента для промышленного использования приходится отдавать предпочтение тем или иным из перечисленных требований.

В газовой промышленности для осушки газов и жидкостей применяются активированная окись алюминия, алюмогели, силикагели и цеолиты (молекулярные сита); для очистки от кислых компонентов – цеолиты, для извлечения из газа углеводородных компонентов – активные угли и силикагели. Адсорбционные свойства адсорбентов существенно зависят от способа их приготовления и активации.

Примером применения процесса адсорбации может служить извлечение жидких углеводородов из потоков газа, содержащих мало тяжелых компонентов, активированным углем, удаление воды из газа – силикагелем или алюмогелем, удаление меркаптанов – молекулярными ситами и так далее.

Некоторые характеристики важнейших адсорбентов.

Активированные угли получают следующим образом. Вначале вещества растительного (дерево, торф, уголь, скорлупа орехов) и животного (кости) происхождения, а также синтетические смолы, углеродные волокна нагревают без доступа воздуха с целью получения твердого углеродистого или минерального остатка. Затем с целью увеличения удельной поверхности и ее модификации эти твердые вещества обрабатывают при высоких температурах (несколько сотен градусов Цельсия) парами воды, углекислым газом или воздухом (так называемое активирование).

Полученные таким образом активированные угли имеют различную удельную поверхность, плотность, зернение и активность. Величина удельной активности может колебаться от 600 до 1700 м² на 1 г угля. Активированные угли применяются в виде зерен различных размеров (от 1 до 7 мм) или в виде порошка. Зерна имеют форму цилиндриков или таблеток при формовании порошков или неправильную форму, если они получаются дроблением.

Активные угли имеют три основных разновидности пор: микро- и макропоры, а также средние между ними - переходные поры (мезопоры). Размеры микропор соизмеримы с размерами адсорбируемых молекул.

Силикагель получают обезвоживанием геля кремниевой кислоты $\text{SiO}_2 \cdot x\text{H}_2\text{O}$, который образуется при взаимодействии кислот с раствором силиката натрия. Гель после промывки сушат и получают высокопористую твердую массу. В ней равномерно распределены близкие по размерам поры. Силикагель термостоек, но обладает невысокой механической прочностью.

Алюмогель - активный оксид алюминия Al_2O_3 , содержащий небольшое (около 1% мас.) количество оксидов кремния, железа, титана и др. Он обладает высокой активностью к парам воды, превосходя в этом отношении силикагель. Кроме того, алюмогель имеет высокую механическую прочность, вытесняя в процессах осушки газов силикагель.

5.10.4 Технология осушки газа жидкими поглотителями

Для извлечения влаги из природного газа могут применяться различные осушители, которые должны иметь:

- удовлетворительную осушающую способность в широком интервале концентраций, давления и температур (т. е. обеспечивать достаточное понижение точки росы газа);
- низкие давления насыщенных паров, чтобы потери при испарении были незначительными;
- температуру кипения, отличающуюся от температуры кипения воды настолько, что выделение поглощенной воды из осушителя могло бы осуществляться простыми методами;
- низкую вязкость в условиях эксплуатации, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорберах, теплообменниках и другом массообменном оборудовании;
- низкую взаиморастворимость с компонентами газа;
- низкую коррозионную активность;
- низкую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью;
- высокую устойчивость к окислению и термическому разложению.

Кроме того, осушители должны быть дешевыми и не опасными для организма обслуживающего персонала.

Преимущества жидких поглотителей по сравнению с твердыми сорбентами заключаются в следующем: низкие перепады давления в системе очистки; возможность очистки газов, в которых содержатся вещества, отравляющие твердые сорбенты; меньшие капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

Однако степень осушки при использовании жидких поглотителей меньше, чем при использовании твердых сорбентов, а температура осушаемого газа должна быть выше 0 °С, кроме того, при наличии в осушаемом газе некоторых тяжелых углеводородов происходит вспенивание поглотителей.

Этим требованиям в той или иной степени отвечают гликоли - этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ) и спирты парафинового ряда (метанол, этанол), смеси гликолей со спиртами и их эфирами и т.п.

Наиболее широкое применение в качестве осушителей получили концентрированные водные растворы этиленгликоля, диэтиленгликоля, триэтиленгликоля и пропиленгликоля. Они не вызывают коррозии оборудования, что позволяет использовать при изготовлении оборудования дешевые марки стали.

Важным свойством гликолей является их способность понижать температуру замерзания водных растворов. Это свойство дает возможность использовать водные растворы гликолей как ингибитор образования гидратов при минусовых температурах.

Растворы этиленгликоля имеют более низкую температуру замерзания, большую степень предотвращения гидратообразования при одинаковых концентрациях, меньшую вязкость при рабочих температурах осушки и более низкую растворимость в углеводородном конденсате по сравнению с ДЭГом и ТЭГом.

Растворимость природного газа в ТЭГ на 25-30 % выше, чем в ДЭГ. При высоком давлении применение ДЭГ предпочтительнее, так как он обеспечивает более высокий коэффициент избирательности в системе вода - углеводороды.

Одним из совершенных методов осушки является *абсорбционный процесс в аппаратах противоточного действия*, где поглотитель (жидкость) движется сверху вниз, а газ наоборот - снизу вверх.

Снижение точки росы, достигаемое при обезвоживании газа гликолем, зависит от концентрации воды в исходном растворе осушителя, температуры в абсорбционной колонне, свойств и состава растворов осушителя, эффективности контакта между газом и осушителем, содержания тяжелых углеводородов в газе, температуры и давления процесса.

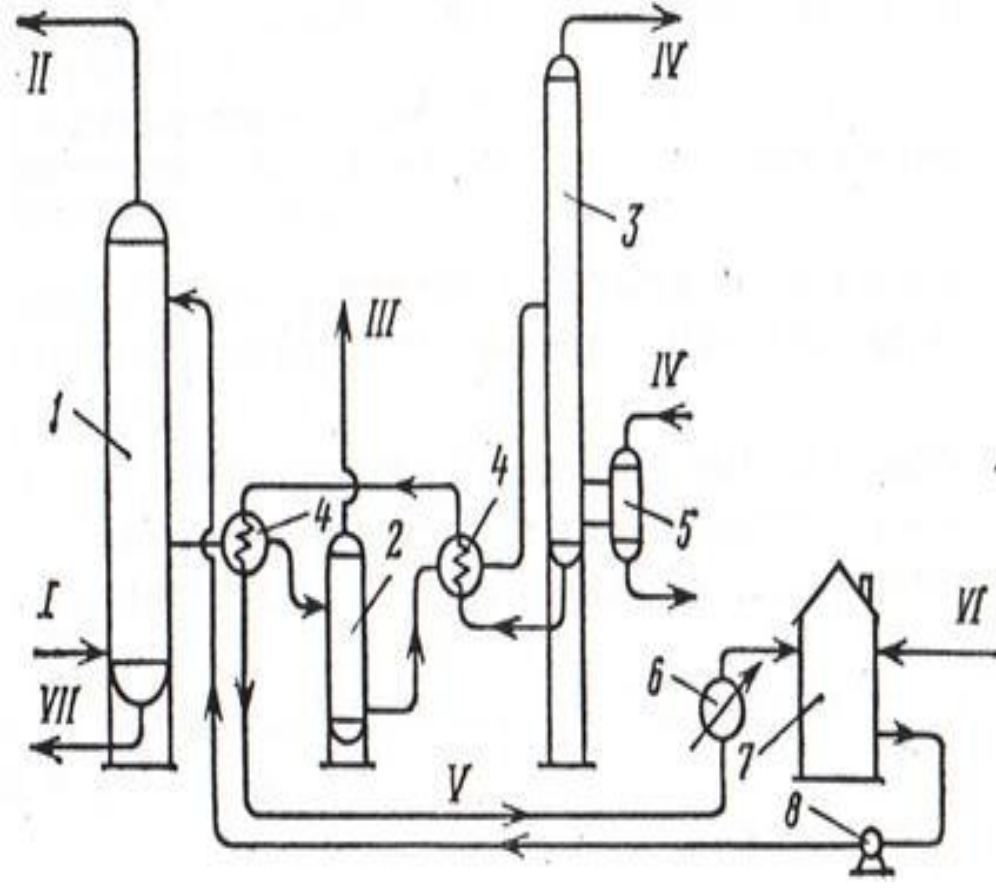


Рис. 5.7
Технологическая схема осушки газа жидкими поглотителями

1 - абсорбер; 2 - выветриватель; 3 - отпарная колонна (десорбер); 4 - теплообменник; 5 - кипятильник; 6 - холодильник; 7 - промежуточная емкость; 8 - насос; I - сырой газ; II - осушенный газ; III - газы выветривания; IV - водяной пар; V - регенерированный абсорбент; VI - свежий абсорбент; VII - газовый конденсат.

Влага извлекается из газа до тех пор, пока величины парциального давления воды в газе и над раствором осушителя не станут равными. Этот процесс протекает в абсорбере при контакте жидкого осушителя с влажным газом.

Контактирование фаз внутри колонны может осуществляться ступенчато (в тарельчатых колоннах) или непрерывно (в насадочных колоннах).

Практическое применение получили тарельчатые абсорберы. Они имеют меньшие потери напора по сравнению с насадочными колоннами.

На рисунке приведена упрощенная технологическая схема малогабаритной маслоабсорбционной установки, которая работает следующим образом.

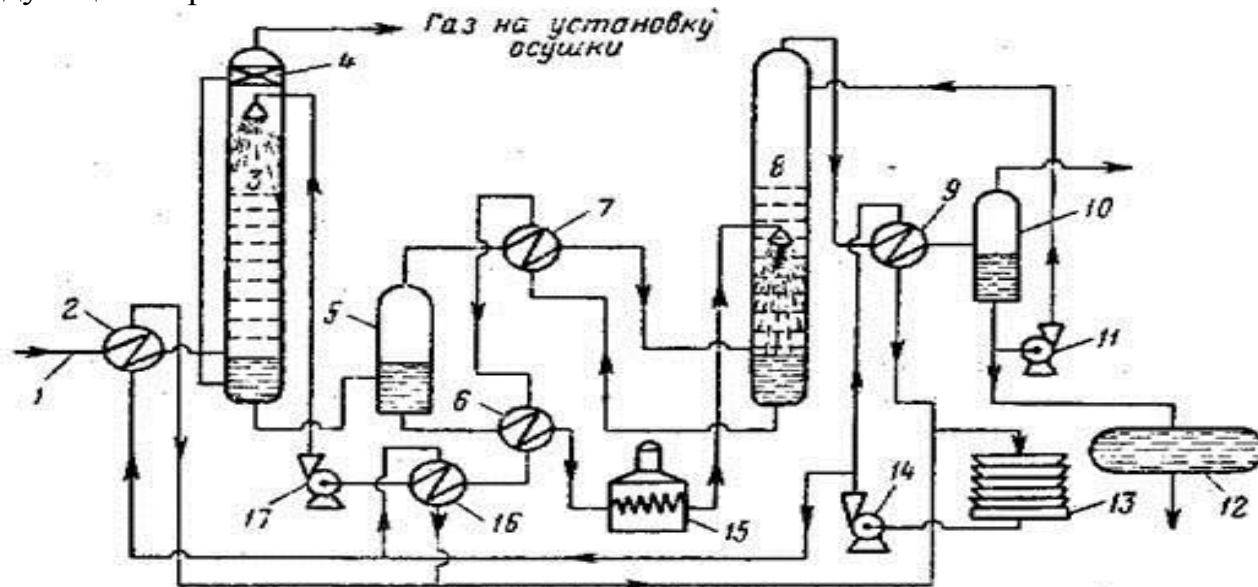


Рис. 44. Малогабаритная маслоабсорбционная установка (ГПЗ):

Нефтяной газ второй и третьей ступени сепарации, а также газы, поступающие с установок подготовки нефти по линии 1 через холодильник 2 направляют в абсорбер 3. При движении газа в абсорбере вверх тяжелые углеводороды поглощаются абсорбентом, который с верха колонны стекает по тарелкам вниз. Обезжиренный газ проходит сначала каплеуловительную секцию 4, в которой улавливается уносимый газом абсорбент, затем поступает на установку осушки, после чего по линии 11 направляется в магистральный газопровод потребителям.

Насыщенный парами тяжелых углеводородов «жирный» абсорбент отводят через регулятор уровня (не показанный на схеме) из низа абсорбера и направляют в выветриватель 5. Так как в нем давление несколько ниже, чем в абсорбере, то из «жирного» абсорбента выделяется большая часть метана и этана, растворенных в абсорбенте.

Из выветривателя «жирный» абсорбент сначала направляют в теплообменник 7, где он предварительно нагревается «тощим» абсорбентом, поступающим из нижней части десорбционной колонны 5, а затем в печь 15. В печи «жирный» абсорбент нагревается до температуры примерно 250°C , после чего поступает в среднюю часть десорбера, где происходит интенсивное выделение углеводородов из насыщенного абсорбента вследствие высокой температуры и значительного снижения давления в десорбере. Для интенсификации процесса десорбции и нижнюю часть десорбера подают из выветривателя газ, предварительно подогретый в теплообменнике 7 за счет тепла горячего абсорбента, выходящего через низ десорбера. Пары тяжелых углеводородов с верха десорбера вместе с газами выветривания направляются в холодильник 9, где происходит их конденсация. Конденсат вместе с газом выветривания поступает в сепаратор 10, откуда часть конденсата насосом 14 направляется на орошение в десорбер, а другая часть попадает в емкость нестабильного конденсата 12. Горячий абсорбент из нижней части десорбера проходит последовательно теплообменники 6 и 7 и затем попадает в холодильник 16, где температура его снижается примерно до 20°C . Охлажденный абсорбент насосом 17 нагнетается наверх абсорбера 3 для орошения, и цикл движения «тощего» абсорбента повторяется.

На данной установке охлаждение абсорбента в холодильнике и конденсация в холодильниках паров тяжелых углеводородов, выделившихся из «жирного» абсорбента в десорбере, идет в результате замкнутой циркуляции воды, охлаждаемой в градирне 13 и нагнетаемой насосом 14.

В основе процесса абсорбции лежит массообмен, т. е. переход вещества из газообразной фазы в жидкую фазу (в абсорбент или поглотитель). Растворение газа в абсорбенте зависит от давления и температуры в абсорбере, а также молекулярной массы абсорбента (об этом сказано ниже).

В качестве абсорбента (поглотителя углеводородов из газа) обычно применяют легкие масла и керосин.

Для противоточных абсорберов условие равновесия рассматривается при режиме контакта на верхней тарелке колонны. Получаемое снижение точки росы в основном зависит от концентрации абсорбента, температуры и времени контакта. Концентрация абсорбента определяет максимальную глубину осушки.

Наиболее совершенными схемами абсорбционной осушки газа являются одно- и двухступенчатые схемы. По одноступенчатой схеме газ осушается в одном абсорбере, по двухступенчатой схеме - в два этапа. На первой ступени происходит грубая осушка газа раствором со сравнительно низким содержанием гликоля. Окончательная осушка газа проводится раствором более высокой концентрации.

В технологической схеме установки осушки газа абсорбер состоит из двух секций: контактной и осушительной. В нижнюю часть осушительной секции абсорбера подается частично регенерированный раствор ТЭГ, а в верхнюю часть окончательно регенерированный раствор с содержанием ТЭГа 99,95 %. Контактная секция служит для улавливания ТЭГа, уносимого потоком газа.

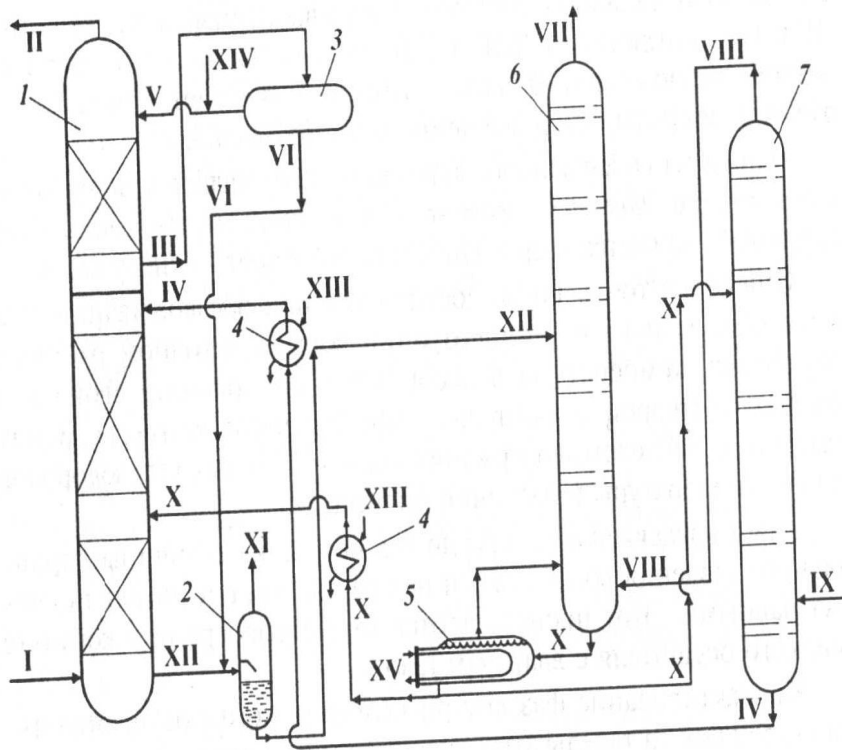


Рис. 2.10. Технологическая схема двухступенчатой установки осушки газа: 1 — абсорбер; 2 — сепаратор; 3 — емкость пентана; 4 — холодильник; 5 — кипятильник; 6 — первичная отпарная колонна; 7 — вторичная отпарная колонна; I — исходный газ; II — осушенный газ; III — смесь пентана и ТЭГа; IV — окончательно регенерированный ТЭГ; V — циркулирующий пентан; VI — уловленный из потока осушенного газа ТЭГ; VII, VIII — влажный отдувочный газ; IX — сухой отдувочный газ; X — частично регенерированный ТЭГ; XI — газы сепарации; XII — насыщенный ТЭГ; XIII — хладагент; XIV — чистый пентан; XV — теплоноситель

Осушаемый газ 1 поступает в низ абсорбера 1, где контактирует с частично регенерированным раствором ТЭГ X. Насыщенный ТЭГ XII с низа абсорбера 1 поступает в сепаратор 2, где происходит частичное выделение из раствора поглощенных углеводородов, затем его направляют в первичную колонну 6, где ТЭГ регенерируется до концентрации 96 % мас. Температура низа колонны 6 поддерживается на уровне 204°C . Одну часть раствора ТЭГа X, отводимого через кипятильник 5 из нижней части колонны 6, подают в нижнюю секцию абсорбера 1, а другую - во вторичную колонну 7, где концентрируется раствор с помощью отдувочного газа -IX. Окончательно регенерированный раствор IV с содержанием ТЭГ 99,95 % мас. из нижней части второй колонны 7 направляют в верхнюю часть второй секции абсорбера 1.

Осушенный газ поступает в контактную секцию, где основная масса ТЭГа, уносимого осушенным газом, улавливается промывкой пентаном.

... 2.10. И ... служит для улавливания ТЭГа, уно-

В последние годы получила распространение осушка газа по прямоточной схеме, при этом используют горизонтальные абсорберы. Типичный горизонтальный абсорбер - это горизонтальный цилиндр диаметром 400 мм и длиной 7000 мм, в котором размещены четыре контактные камеры с форсунками и центробежными сепараторами диаметром 300 мм, длиной 600 мм.

Концевые сепарационные узлы служат для отделения механических примесей, поступающих вместе с газом, и для окончательной сепарации ДЭГа.

Осушка газа по прямоточной схеме отличается большим количеством вспомогательного оборудования, предназначенного для сбора отработанного гликоля. Установка этого оборудования требует большой строительной площади.

Процесс осушки в абсорбере подобного типа зависит от скорости движения газа в зоне распыления, относительной скорости движения частичек абсорбента, величины поверхности контакта абсорбента с газом, температуры, контакта, степени загрязнения газа, конструкции сепарационных устройств, концентрации абсорбента и т. д. Гликоль насосом подают в горизонтальные абсорберы через распыляющие устройства, которые образуют капли с большой общей поверхностью. Пределом увеличения поверхности является такое распыление гликоля, при котором его мельчайшие частицы превращаются в туман. При этом должны быть обеспечены высокая скорость движения капель и их хорошая распределяемость в газовом потоке.

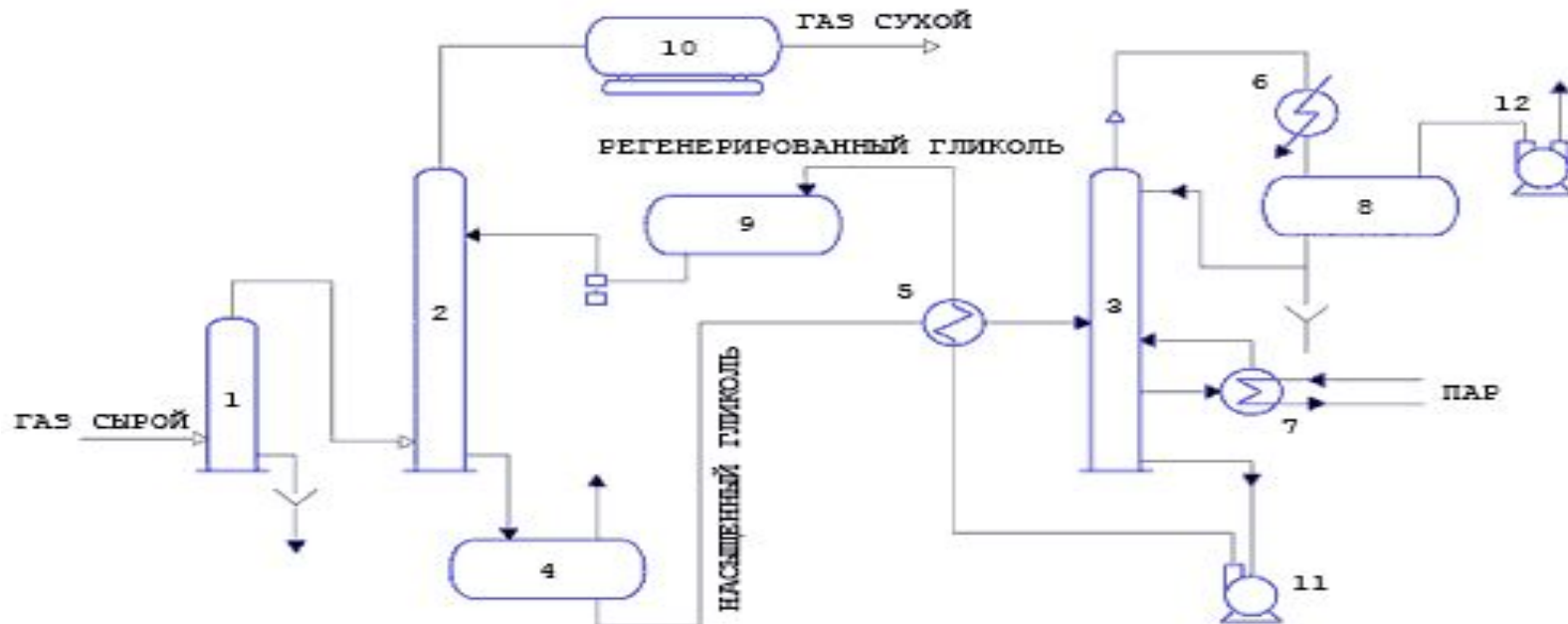
В зоне распыления происходит не только быстрый обмен веществ, но и выравнивание температур газа и гликоля.

Как правило, для лучшего контакта распыляемый гликоль нагнетают навстречу потоку газа. Мелкие капли гликоля в ходе процесса осушки соединяются, образуя более крупные капли.

5.10. 5 УСТАНОВКА АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Устройство и работа:

Сырой газ со сборного пункта поступает во входной (первичный) сепаратор 1, где от него отделяется жидкая фаза и далее поступает в абсорбер 2, где он осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ, пройдя фильтр для улавливания мелкодисперсного гликоля 10, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю. В схему входит колонна регенерации насыщенного гликоля 3, а также теплообменники 5, 6, 7, насосы 11, 12 и емкостное оборудование 8, 9.



1-СЕПАРАТОР; 2-АБСОРБЕР; 3-КОЛОННА РЕГЕНЕРАЦИИ; 4-ГАЗНЫЙ РАЗДЕЛИТЕЛЬ
5-ТЕПЛООБМЕННИК; 6-КОНДЕНСАТОР; 7-ПОДОГРЕВАТЕЛЬ; 8,9-ЕМКОСТИ;
10-ФИЛЬТР; 11,12-НАСОСЫ;

Рис. 5.8 Принципиальная схема установки абсорбционной осушки газа

5.10.6 ТЕХНОЛОГИЯ ОСУШКИ ГАЗА ТВЕРДЫМИ ПОГЛОТИТЕЛЯМИ

Для осушки газа на промышленных установках применяют силикагель (наиболее распространенный осушитель), алюмогель, активированный боксит (фторид) и молекулярные сита.

Установки адсорбционной осушки имеют 2 - 4 адсорбера. Полный цикл процесса осушки твердыми поглотителями состоит из трех последовательных стадий: адсорбции продолжительностью 12 - 20 ч; регенерации адсорбента в течение 4 - 6 ч и охлаждения адсорбента в течение 1 - 2 ч.

Газ после сепаратора 1 (рис. 5.9), где происходит его очистка от механических примесей, капельной влаги и жидких углеводородов, поступает в адсорбер с регенерированным осушителем, который поглощает влагу, содержащуюся в газе, после чего очищенный газ из адсорбера направляется в магистральный газопровод. Часть сырого отсепарированного газа подается в подогреватель, а затем в адсорбер с увлажненным осушителем для регенерации. Горячий газ после регенерации осушителя охлаждают и направляют в сепаратор для отделения влаги, удаленной из осушителя и выделившейся при охлаждении газа. После отделения влаги газ сливается с основным потоком сырого газа и направляется на осушку. Охлаждение адсорбента проводят холодным осушенным газом.

В установках с адсорбционным процессом достигается весьма низкая точка росы ($-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже).

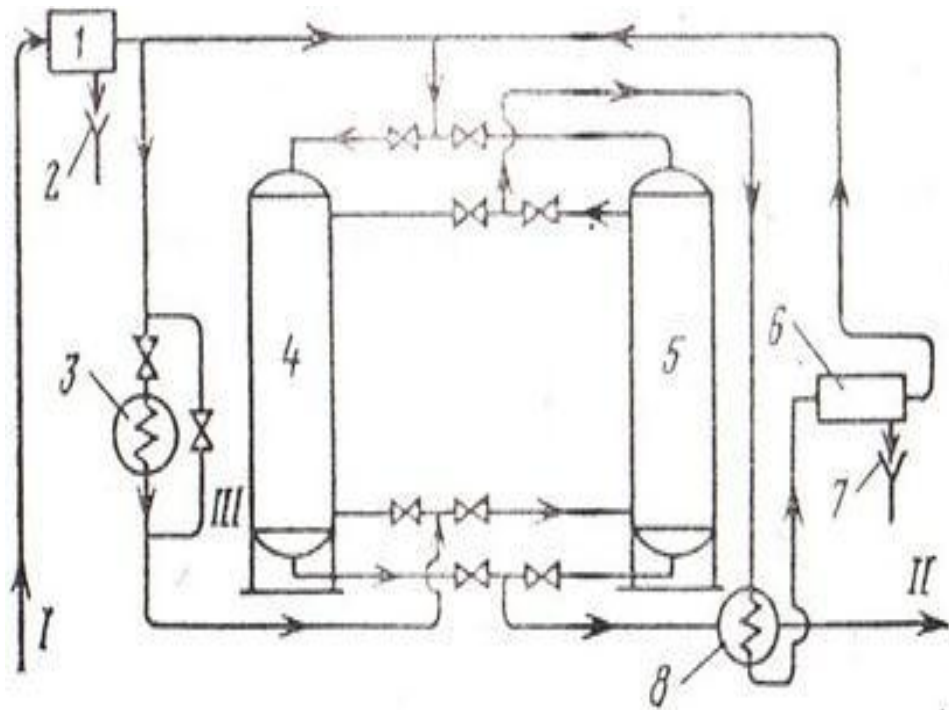


Рис. 5.9
Технологическая
схема осушки
газа твердыми
поглотителями:
1 - сепаратор; 2
и 7 - слив воды;
3 -
подогреватель; 4
и 5 - адсорберы;
6 - сепаратор; 8 -
теплообменник;
I - влажный газ;
II - осушенный
газ; III -
обводная линия

Количество адсорбента, необходимое для осушки газа

$$G = \frac{V_H (m_H - m_K) \rho}{24\alpha}$$

где V_H - количество поступающего на осушку газа, приведенного к 20 °С и 0,1013 МПа, м³/сут;

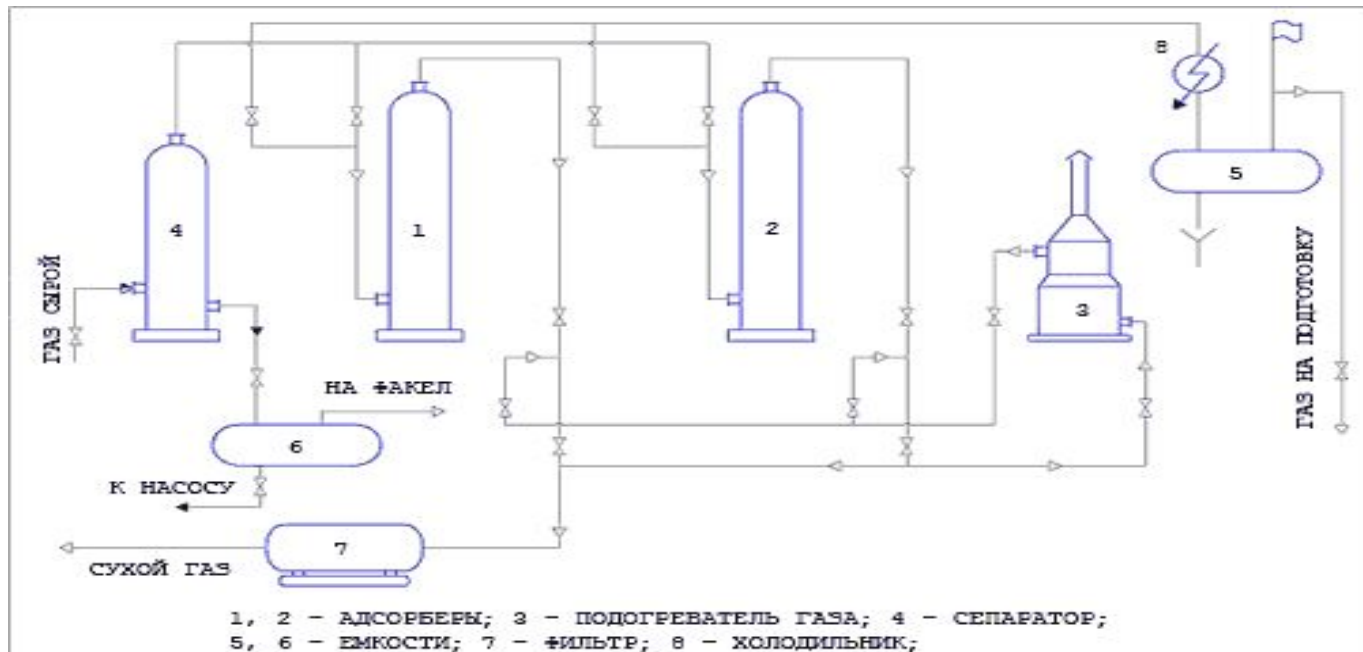
m_H, m_K - содержание влаги соответственно во влажном и осушенном газе, кг/м³;

t - продолжительность поглощения, ч;
 $\alpha = 0,044 - 0,05$ активность адсорбента.

5.10.7. УСТАНОВКА АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Устройство и работа:

Сырой газ со сборного пункта поступает во входной (первичный) сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза, далее влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента — твердого вещества, поглощающего пары воды. Далее осушенный газ, пройдя фильтр 7 для улавливания уносимых частичек адсорбента, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю. **Процесс осушки газа осуществляется в течение 12 ... 20 ч.** После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого из газовой смеси отбирают сухой газ, и направляют в подогреватель 3, где он нагревается до температуры 180 ... 200° С. Далее газ подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 8. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. **Процесс регенерации адсорбента продолжается 6 ... 7 ч. После этого в течение около 2 ч адсорбер остывает.**



5.10 Принципиальная схема установки адсорбционной осушки газа.

5.11 ОБУСТРОЙСТВО СЕРОВОДОРОДНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В зависимости от концентрации сернистых соединений в газах предлагается их условно классифицировать на слабосернистые, малосернистые и высокосернистые.

Слабосернистые – это те газы, в которых концентрация сероводорода и меркаптановой серы не превышает 20 и 36 мг/м³, то есть ниже допустимых норм по отраслевому стандарту. Перед подачей в магистральные газопроводы такие газы обрабатывают для доведения их точки росы по воде и углеводородам до норм стандарта. **Их не очищают от сернистых соединений.**

Малосернистые – это газы, при переработке которых строительство установок производства серы на основе регенерации газов экономически нецелесообразно. **Цель обработки газов – доведение в них содержания сернистых соединений, тяжелых углеводородов и воды до норм стандарта.** Кислые газы, получаемые при регенерации поглотителей на этих установках, как правило, сжигаются на факелах.

Сернистые газы – это газы, при переработке которых для утилизации газов регенерации, строительство установок производства серы экономически целесообразно.

К месторождениям с высоким содержанием сернистых соединений следует отнести те, эксплуатация которых только с целью производства газовой серы экономически целесообразна.

Приведенная классификация газов носит условный характер, и по мере развития техники, технологии и изменения конъюнктуры газ из одной категории кислотности может перейти в другую.

Анализ отечественных и зарубежных технологических схем обустройства сероводородосодержащих месторождений и переработки газа по характеру взаиморасположения заводской (ГПЗ) и промысловой (УКПГ) частей действующих газохимических комплексов позволяет выделить три группы (рис. 5.11) систем подготовки и переработки газа:

Централизованная – на одной площадке совмещены промысловая и заводская части комплекса.

Децентрализованная, при которой из газа удаляют влагу и конденсат и по газопроводам подают на газоперерабатывающий завод; разновидностью этой системы может быть упрощенная схема сепарации газа на УКПГ с подогревом газа для доведения его в недонасыщенное состояние: затем газ транспортируется на ГПЗ для дальнейшей переработки.

Смешанная система – одна или две УКПГ совмещаются с заводской частью, а на других газ готовят по децентрализованной системе.

В зависимости от выбранной схемы подготовки газа на УКПГ и его переработки на ГПЗ три перечисленные системы имеют свои особенности.

Выбор технологической схемы обустройства сероводородосодержащих месторождений зависит от:

- термодинамических параметров добываемой продукции – давления, температуры;
- дебитов скважин;
- состава добываемой продукции ;
- возможности образования и осаждения элементарной серы;
- конфигурации месторождения;
- возможности применения мероприятий по защите окружающей среды;
- близости крупных химических предприятий, транспортных узлов и внешних коммуникаций (электроэнергии, воды, пароснабжения и др.);
- наличия площадки, пригодной для строительства газохимического комплекса и т. д.

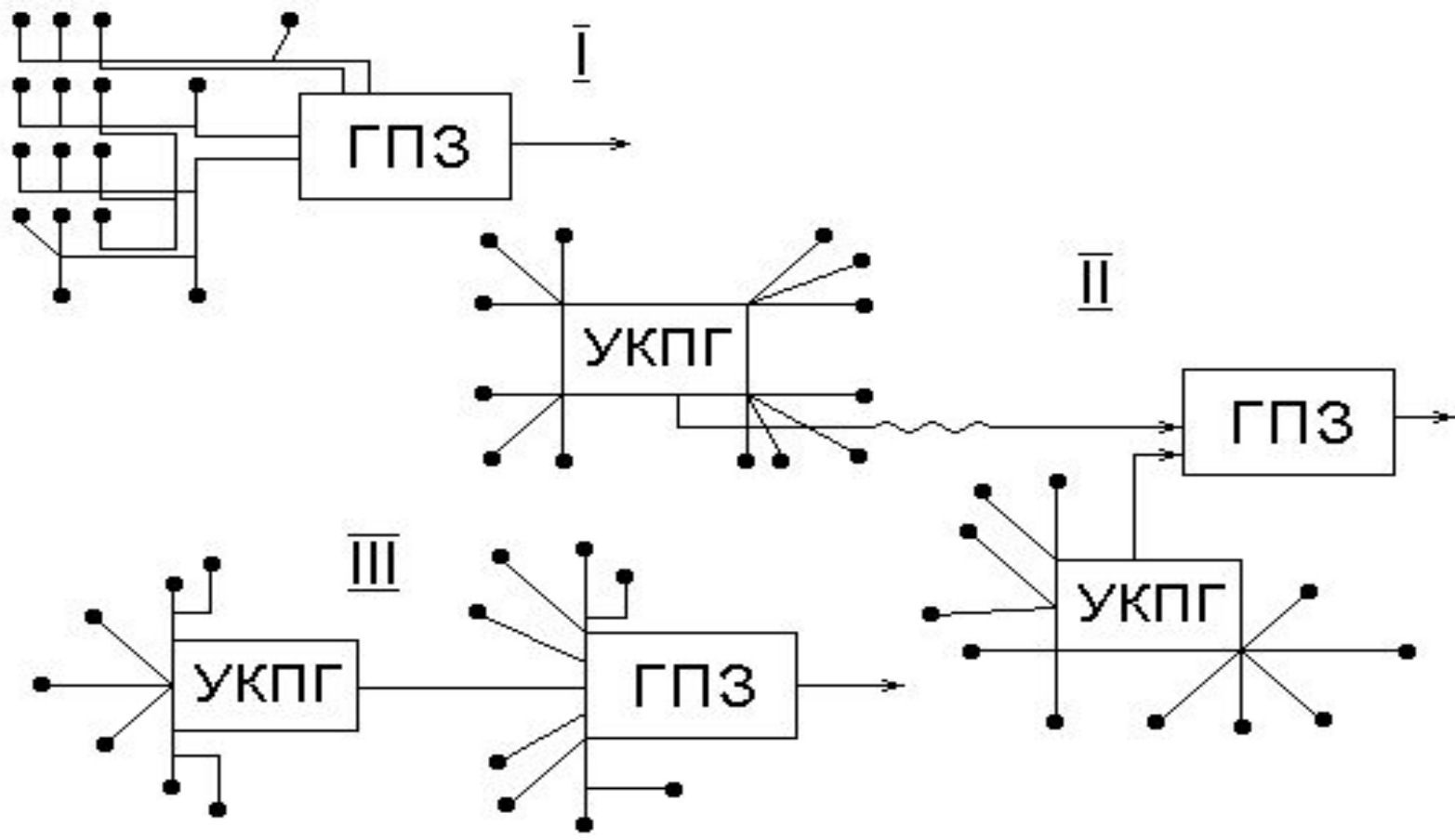


Рис. 5.11
Классификация схем сбора и обработки кибернетических газов

I - централизованная; II - децентрализованная; III - смешанная

Экономически предпочтительнее применение централизованной системы обустройства, так как при этом снижается объем строительства установки комплексной подготовки газа и газопроводов, транспортирующих осушенный сероводородосодержащий газ на ГПЗ. Затраты на эти объекты составляют около 30% общей стоимости комплекса. Однако **применение этой схемы возможно только при наличии крупных запасов сероводородосодержащего газа в газоносном пласте большой толщины** и сравнительно малой площади.

В большинстве случаев на завершающем этапе разработки к газохимическому комплексу подключают новые месторождения и тем самым переходят на смешанную систему обустройства.

Смешанная система обустройства находит применение при разработке группы сероводородосодержащих месторождений с ГПЗ на одном из них.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений возможен также комбинированный вариант обработки, когда холодильные установки строят на промыслах.

Такой вариант обустройства сравним с системой, в которой холодильные установки монтируют на ГПЗ после установок сероочистки (базовый вариант).

При эксплуатации газоконденсатных месторождений по базовому варианту в период наличия избыточного давления газ охлаждается на промысловых установках до минус 10-20 °С.

Длительность поддержания указанной изотермы зависит в основном от темпов отбора газа и устьевых параметров скважин. Этот период иногда составляет до 10 лет.

В течение указанного периода газ после заводских установок (по извлечению из газа кислых компонентов тяжелых углеводородов) также подвергается охлаждению до низких температур с применением искусственного холода. При этом часто газ охлаждается до тех же температур, что и на промысловых УКПГ. В данных условиях из него практически не выделяются тяжелые углеводороды. Только для получения точки росы газа по воде минус 10-20 °С приходится использовать дорогостоящий искусственный холод, хотя такую точку росы можно получить на простых абсорбционных установках осушки газа.

Со временем при эксплуатации месторождения происходит снижение значения избыточного давления и, следовательно, повышение температуры сепарации. В результате на заводские установки сероочистки поступают значительные количества тяжелых углеводородов. Это вызывает вспенивание в аминовых абсорберах и связанные с этим осложнения в работе установок очистки газа. Кроме того, повышается расход холода на установке низкотемпературной сепарации, смонтированной после установок сероочистки.

По базовому варианту после исчерпания дроссель-эффекта для защиты продуктопроводов от коррозии на промысле необходимы установки осушки или дополнительная система ингибирования с подогревом газа. При этом извлечение тяжелых углеводородов из газа резко снижается. Это приводит к недонагрузке конденсаторов. В то же время в холодное время года в результате охлаждения газа в газопроводе УКПГ – ГПЗ происходит конденсация части тяжелых углеводородов и воды, что увеличивает гидравлические потери в газопроводе. **Таким образом, базовый вариант обработки газа не считается оптимальным,** так как:

- а) при избыточном давлении он предусматривает охлаждение газа до низких температур дважды: на промысловых УКПГ и на ГПЗ после установки сероочистки;
- б) при исчерпании дроссель-эффекта на установку сероочистки поступает много тяжелых углеводородов.

В комбинированном варианте промысловой и заводской обработки добываемый газ на промысловых УКПГ подвергается низкотемпературной обработке весь период эксплуатации месторождения – сначала за счет дроссель – эффекта (как это происходит по принятой схеме) и затем – при использовании искусственного холода. При этом на ГПЗ после установок сероочистки не устанавливают НТС. Для получения товарного газа достаточно только его абсорбционная осушка. Это исключит двукратное охлаждение газа до низких температур и попадания тяжелых углеводородов в жидком виде в абсорберы установок очистки.

Применение комбинированного варианта обустройства газоконденсатного комплекса позволяет при избыточном давлении в 2-3 МПа эксплуатировать комплекс без применения искусственного холода.

Комбинированный вариант обустройства газоконденсатного месторождения имеет и другие преимущества:

а) на установку сероочистки поступает газ, содержащий тяжелые углеводороды только в газовой сфере, причем он недонасыщен тяжелыми углеводородами, поэтому не потребуются подогрев газа перед установками сероочистки;

б) с газом на установки сероочистки будет поступать меньше примесей ингибиторов коррозии и гидратообразования, что, в свою очередь, уменьшит вероятность вспенивания аминового раствора;

в) при отсутствии тяжелых углеводородов в газе и его низкой точке росы процесс сероочистки можно вести при температуре 15-20 °С, что позволяет повысить абсорбционную емкость раствора амина; за счет снижения температуры возможно также снизить унос абсорбента с очищенным газом;

г) ввиду низкой точки росы газа отпадает необходимость в ингибировании газопровода «промысел – ГПЗ».

Следует отметить, что такая схема подготовки сернистых газов к транспорту может быть особенно эффективной при добыче газов, не содержащих меркаптаны. При наличии в газе меркаптанов схему промысловой обработки газа следует выбрать с учетом технологии переработки газа на ГПЗ.

5.11.1. УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ И ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА

Установки очистки углеводородных попутных и природных газов предназначены для удаления из газа вредных, ядовитых, коррозионно-активных серосодержащих соединений и негорючих инертных газов, снижающих теплоту сгорания газов.

Обычно в углеводородных газах содержатся следующие серосодержащие соединения: сероводород, серооксид углерода, сероуглерод, меркаптаны, а в газовом конденсате могут содержаться сульфиды и дисульфиды.

В состав инертных газов входят так же диоксид углерода азот, гелий.

Очистка углеводородных газов необходима в обязательном порядке сразу по нескольким причинам:

- загрязнители являются сильно ядовитыми и вредными веществами;
- при контакте с металлами образуют очаги химической коррозии;
- в целях промышленного извлечения содержащихся веществ и их последующей переработки.

К плюсам установок очистки газов на базе процесса абсорбции относится то, что для них абсолютно не критично высокие содержание вредных примесей в газе. Очистка газа методом адсорбции напротив, применяется при низких начальных концентрациях загрязнителей (до 5%), но значительно глубже позволяет очистить газ.

Установки абсорбционной очистки газов могут быть разработаны как на основе хемосорбционных процессов с применением таких абсорбентов как: амины (моно-, ди и триэтанолламины, диизопропанолламин) и щелочи, так и на основе физических процессов с применением таких абсорбентов как диэтиленгликоли и триэтиленгликоли, метанол и др. Все зависит от удобства применения того или иного абсорбента и ряда других факторов влияющих на выбор реагента и технологии очистки газа.

Технология абсорбции, основанная на хемосорбционных процессах, заключается в химическом взаимодействии загрязнений (H_2S и CO_2) с абсорбентами.

При взаимодействии с загрязняющими кислыми компонентами газа они образуют химические соединения, которые впоследствии, легко распадаются на исходные компоненты при изменении процессных данных (снижении давления и увеличения температуры).

В установках абсорбционной очистки газа основанных на хемосорбционных процессах в качестве абсорбента применяются диэтанолламины. По сравнению с моноэтанолламинами нашедшими широкое применение в российских установках, диэтанолламины позволяют извлекать из очищаемого газа не только сероводород и диоксид углерода, но и серооксид углерода, сероуглерод и тиолы.

Технологическая схема типовой установки абсорбционной очистки газа с диэтанолонамином в качестве абсорбента выглядит следующим образом:

Очищаемый углеводородный газ подается в абсорбер где последовательно в две ступени контактирует с абсорбентом (25%-й раствор диэтанолламина) на первом этапе с потоком слаборегенерированного, а на втором с полностью регенерированным.



Типовая схема установки очистки газа от сероводорода

Рис. 5.12 Схема установки очистки газа от сероводорода

Снизу абсорбера, абсорбент поступает в десорбер (массообменный колонный аппарат для извлечения из насыщенного абсорбента компонентов, поглощённых в процессе абсорбции) растворенного газа, где происходит отделение физически растворенного в абсорбенте углеводородного газа, после чего насыщенный кислыми компонентами абсорбент через теплообменник поступает в регенерационную колонну, в которой комплексные соединения абсорбента с H_2S и CO_2 разлагаются, выделяющая смесь кислых газов отводится вверху колоны.

Снизу колонны регенерированный абсорбент через ребойлер (горизонтальный теплообменный аппарат, имеющий две рабочие зоны: трубное пространство и межтрубное пространство, каждое из которых имеет свое расчетное давление, расчетную температуру и материальное исполнение) и охладительные аппараты поступает на абсорбер, далее цикл повторяется.

6. ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

Высокие темпы развития газовой промышленности определяют значительный рост объемов добычи газового конденсата. В связи с этим, **важное значение приобретает проблема транспортирования конденсата на большие расстояния.**

Газовый конденсат, в основном, это прозрачная жидкость, но в зависимости от глубины, с которой она была извлечена, цвет может меняться от бледно-желтого до желтовато-коричневого из-за примесей нефти.

В зависимости от размещения комплексов стабилизации конденсата решается вопрос о транспортировании либо стабильного конденсата, метана и этана, либо нестабильного конденсата.

Нестабильный конденсат - смесь УВ, находящихся при стандартных условиях в виде жидкости, в которой растворены в разных количествах газообразные компоненты (метан, этан, пропан, бутан и др.). Такой конденсат характеризуется повышенными значениями давления насыщения и при стандартных условиях переходит в двухфазное состояние.

После специальной подготовки (стабилизации) получают стабильный конденсат. **Стабилизация газового конденсата - процесс извлечения из нестабильного конденсата в основном легких УВ ($C_1 \div C_4$), которые при н.у. ($P=0,1$ МПа и $T=273$ К) находятся в газообразном состоянии.**

Стабильность или нестабильность конденсата, содержащего наряду с C_{5+} более легкие компоненты, определяют по давлению насыщенных паров и количеству конденсата (25÷85)%, выкипающего при температуре 323К и атмосферном давлении. Давление насыщенных паров должно обеспечивать возможность транспортирования и хранения стабильного конденсата в жидком состоянии при температуре до 310,8 К и атмосферном давлении.

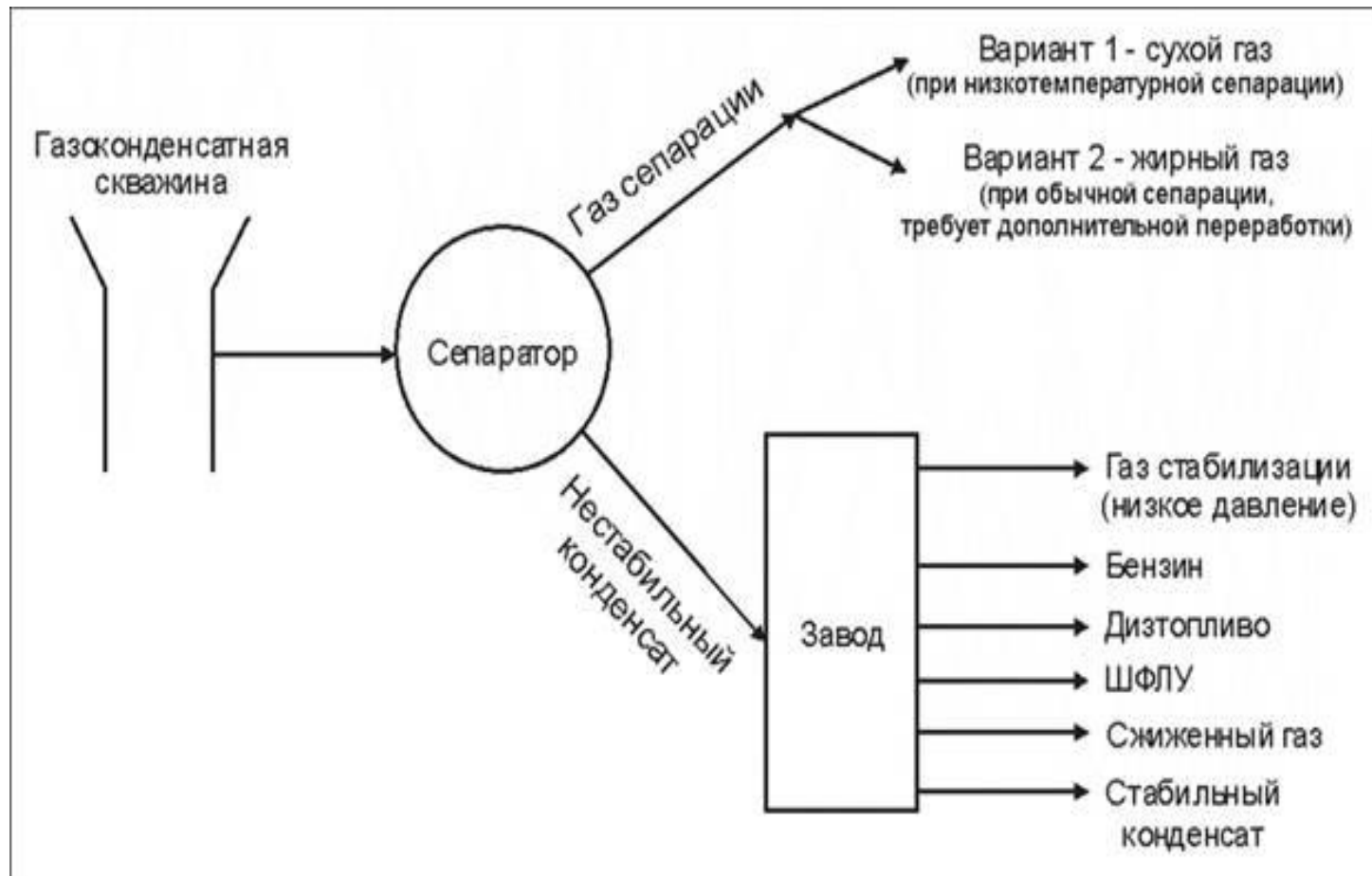


Рис. 6.1
Общая схема переработки газового конденсата

Газ сепарации – газ, получаемый в процессе обработки *пластового газа* газоконденсатных залежей на *газовом промысле* в сепараторе. Его компонентный состав определяется на хроматографах.

В основном он состоит из метана 82...97%. Термобарические условия сепарации: давление 6...7 МПа, температура от –5 до –20 °С. При температурах 20...30 °С в 1,5–2 раза увеличивается содержание C_5H_{12} +высш., промежуточных газовых углеводородов на 5...10% мас. Состав и свойства Г. с. определяются в основном составом пластового газа и в меньшей степени – термобарическими условиями сепарации.

Газ сепарации используется в расчете *потенциального содержания конденсата* и объема отобранного из пласта «сухого» (пластовый газ без C_5H_{12} +высш.) или пластового газа. Объем газа сепарации всегда меньше объема «сухого», а тем более пластового газа. Для расчета объемов «сухого» и пластового газа используются молярные соотношения. Мольная доля газа сепарации в пластовом газе определяется отношением 1000 молей газа сепарации к сумме молей пластового газа.

Мольное соотношение газа сепарации и «сухого» газа определяется отношением 1000 молей газа сепарации к разности суммы молей пластового газа и суммы молей содержащихся в нем углеводородов C_5H_{12} +высш. В процессе разработки эти показатели газоконденсатной характеристики увеличиваются. Их использование дает возможность проводить учет извлекаемого из пласта «сухого» или пластового газа.

Газодобывающие предприятия ежегодно отчитываются по газу сепарации, добытому на промысле.

Стабилизация УВ конденсата осуществляется на установках стабилизации конденсата (УСК). УСК территориально могут находиться на промысле, в составе установок низкотемпературной сепарации (НТС) и низкотемпературной конденсации (НТК), а также непосредственно на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ).

Обычно рассматриваются 4 уровня подготовки для магистрального транспорта конденсата и продуктов его стабилизации:

1. Дегазация нестабильного конденсата;
2. Деметанизация нестабильного конденсата;
3. Деэтанализация нестабильного конденсата;
4. Полная стабилизация конденсата.

В зависимости от уровня подготовки к транспорту конденсат характеризуется определенными параметрами, в соответствии с которыми выделяют 4 схемы транспортирования.

Первая схема предусматривает транспортирование *нестабильного дегазированного конденсата* без дополнительной обработки на головных сооружениях. Дальнейшая перекачка конденсата осуществляется в однофазном состоянии с давлением насыщения $P_n = 2,5$ МПа при $t = -10^\circ\text{C}$ и $\rho = 583$ кг/м³.

Вторая схема рассчитана на транспортирование *деметанизированного нестабильного конденсата*. Поступающий на головные сооружения конденсат деметанизируется при давлении 2,5 МПа, что снижает давление насыщенных паров до 0,5 МПа, но значительно повышает температуру выходного продукта (до 140°C); $\rho = 639$ кг/м³. При этом варианте необходимо оборудовать головные сооружения конденсатопровода установками деметанизации, дожимной компрессорной станцией для утилизации газов деметанизации конденсата, станцией охлаждения деметанизированного конденсата до температуры $(-2 \div -4)^\circ\text{C}$.

Третья схема предусматривает более глубокую стабилизацию конденсата - деэтаннизацию. Давление насыщения транспортируемой жидкости снижается до $(0,15 \div 0,20)$ МПа при $t = +10$ °С, температура на выходе из установки деэтаннизации равна 165 °С, $\rho = 685$ кг/м³. Головные сооружения конденсатопровода должны оснащаться установками деэтаннизации, станцией охлаждения деэтаннизированного конденсата до температуры $(-2 \div -4)$ °С.

Четвертая схема используется при транспортировании стабильного конденсата. Выходные продукты: стабильный конденсат с $\rho = 725$ кг/м³, широкая фракция легких УВ с давлением насыщенных паров около 0,5 МПа, $\rho = 610$ кг/м³, а также газы стабилизации при давлении 2,5 МПа. Для реализации этого варианта требуется сооружение установок стабилизации, соответствующих мощности газоперерабатывающих заводов.

При сооружении установок стабилизации конденсата за пределами установок НТК осложняется транспортирование конденсата: из-за образования газовых пробок нарушается нормальный режим эксплуатации конденсатопроводов. Дегазация конденсата в конденсатопроводе, особенно на конечных участках, приводит к резким колебаниям давления и количества сырья, поступающего на установку стабилизации конденсата, что ухудшает ее работу. Сооружение установок деэтаннизации конденсата в едином комплексе с установками НТК обеспечит нормальную работу конденсатопроводов и качественную утилизацию газов деэтаннизации.

- При перекачке двухфазной жидкости по трубопроводам, уложенным на пересеченной местности с восходящими и нисходящими участками, возникает ряд проблем, связанных с появлением газовых пробок и защемлением их на нисходящих участках непосредственно за перевальной точкой, что приводит к повышению гидравлического сопротивления.
- В связи с этим **проблему транспортирования нестабильного конденсата целесообразно решать путем перекачки газонасыщенной жидкости в однофазном состоянии при давлении выше давления насыщенных паров, т.е. для обеспечения однофазного состояния рабочее давление на входе в последующую станцию принимается равным давлению насыщенных паров и давлению, соответственно: для дегазированного конденсата - 3,3, демеетанизированного - 0,9, деэтаннизированного - 0,7, стабильного - 0,6 МПа.**

7. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

7.1 Общие сведения о хранилищах газа

Большую часть газа потребляют города и промышленные предприятия, удаленные от газовых месторождений, поэтому от мест добычи газа до потребителей прокладывают газопроводы континентальных масштабов. А природа так устроила газовые месторождения, что не получается выпускать из них газ с любой скоростью. Только постепенно, вдумчиво и точно рассчитанными порциями. Перекрыть скважину на какое-то время можно, и (иногда) даже полезно для скважины. А вот быстро-быстро открыть кран и быстро-быстро накачать газ в трубу - не получится, можно запороть скважину. Да ещё сам газопровод - ёмкость немалого размера и, если в него пустили газ на Ямале, то в Смоленске это заметят только через день...

Потребитель не может забирать одно и то же количество газа изо дня в день, из месяца в месяц. Летом газа нужно меньше, чем зимой, ночью - меньше, чем днём, в воскресенье меньше, чем в среду. Если не иметь места, где можно сохранить "излишний" газ, то трубы и компрессорные станции придётся рассчитывать на максимально возможный поток газа, а это совсем не дёшево. Лучше сделать трубопровод поуже, компрессоры послабее, и потихоньку качать газ круглые сутки и круглый год без рывков и остановок.

Если суточная неравномерность потребления как-то сглаживается за счёт ёмкости магистральной трубы, то от сезонных скачков это не спасает, нужны специальные хранилища. **Правильно спроектированное газовое хранилище может свести к необходимому минимуму стоимость транспортирования до центров потребления: благодаря хранилищам магистральные газопроводы могут проектироваться на среднюю пропускную способность, а не на максимальную нагрузку.** Поэтому для крупных магистральных газопроводов создание ПХГ просто технологически необходимо.

Потребность в активном объеме подземных хранилищ должна быть примерно равна 15–20% от годового потребления газа в регионе. Этого должно хватать для выравнивания сезонных колебаний потребления газа.

ПХГ обеспечивают покрытие пиков потребления, сглаживание сезонной неравномерности, уменьшают стоимость транспортирования до центров потребления, и только в последнюю очередь создают резервы безопасности, на случай нарушения снабжения: «технические» резервы, используемые при авариях в системе газоснабжения и стратегические резервы, используемые при частичных нарушениях поставок по политическим или экономическим причинам.

ГАЗОВОЕ ХРАНИЛИЩЕ — природная или искусственная ёмкость для резервирования больших объёмов газа и регулирования его подачи в соответствии с неравномерностью газопотребления. Газовые хранилища сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и потребляющих центров.

Различают: **наземные газовые хранилища — газгольдеры** (низкого, среднего и высокого давления), предназначенные для хранения избыточного газа, поступающего в период минимального (ночного) потребления и выдачи его в городскую сеть в период максимального (дневного) потребления; подземные поверхностные газовые хранилища — участки газопроводов от последней компрессорной станции до газораспределительной станции, используемые для выравнивания неравномерности потребления газа в течение суток и недели; **подземные газовые хранилища - (ПХГ)**, — создаваемые в естественных и искусственных подземных резервуарах. В отличие от газгольдеров ПХГ обеспечивают сглаживание сезонной неравномерности газопотребления. Наибольшее значение имеют ПХГ, способные вмещать сотни млн. м³ газа и более. Особый тип газового хранилища — изотермические хранилища сжиженного газа, предназначенные для покрытия т.н. пиковых нагрузок, т. е. при необходимости ускоренного отбора газа. В районах, где невозможно создание ПХГ, но существует значительная неравномерность газопотребления, размещают хранилища сжиженных природных газов (СПГ).

Газгольдеры, как хранилища газа, имеют один существенный недостаток: чтобы хранить большие объёмы газа, нужно либо занимать огромные площади газгольдерами низкого давления, либо строить более чем дорогие и взрывоопасные газгольдеры высокого давления. Газгольдеры постоянного объёма представляют собой цилиндрические или сферические стальные резервуары (Рис. 7.1) и способны хранить газ при давлении до 1,8 МПа. Газгольдеры используются для небольших объёмов газа как аварийное питание небольших посёлков и чаще всего - для сжиженного газа.

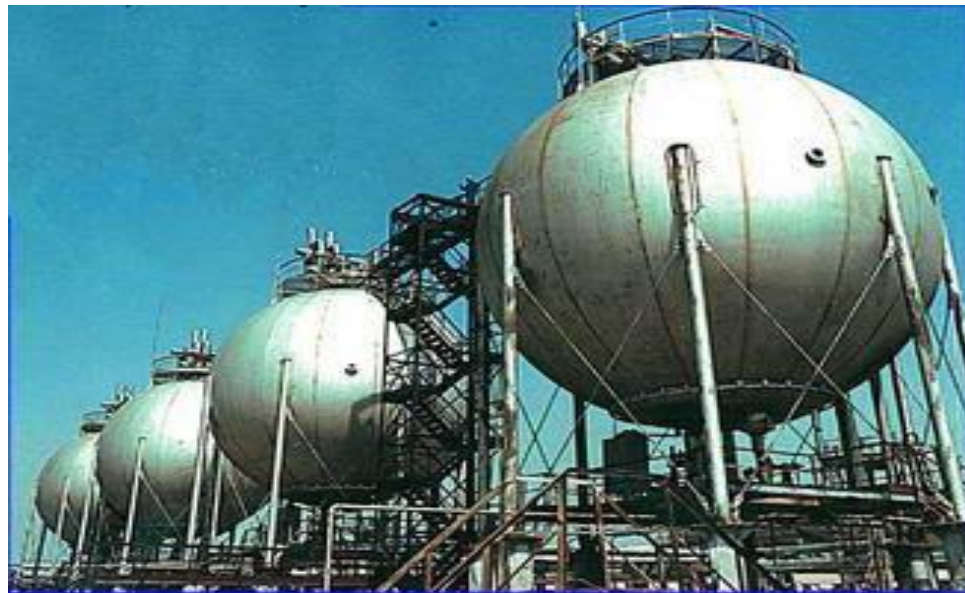


Рис. 7.1 Сферические стальные резервуары - газгольдеры

Подземное хранилище газа, сокращенное название ПХГ - представляет собой комплекс различных сооружений в пластах-коллекторах горных выработок, геологических структур, выработках-емкостях, которые создаются в отложении каменных солей, используемых для закачивания, хранения, отбора газа. Оно включает участок, который ограничен горным отводом, имеет фонд скважин для разного использования и назначения, систему сбора, подготовки газа и компрессорные цеха. Существует также понятие подземного хранения газа - это такой процесс закачки, отбора, а также хранения газа в пластах-коллекторах, а также выработках-емкостях, которые появляются в каменной соли или же иных горных породах.

Подземное хранилище газа как правило строится в непосредственной близости к магистральным газопроводам, крупным центрам потребления газа. Это связано для оперативного покрытия расходов газа. ПХГ используются и строятся для компенсации неравномерного потребления газа в течение определенного промежутка времени. Кроме того, ПХГ позволяют резервировать газ на случай аварии на газопроводе и также для создания запасов газа.

В настоящее время наибольшее распространение получили ПХГ созданные в пористых пластах (истощенные месторождения и водоносные структуры). Кроме пористых пластов пригодны для создания хранилищ и залежи каменных солей (создаваемые путем размыва так называемой каверны), а также в горных выработках залежей каменного угля и др. полезных ископаемых.

Всего в мире действует более 600 подземных хранилищ газа общей активной емкостью порядка 340 млрд м³

Наибольший объем резерва газа хранится в ПХГ, созданных на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений. Менее емкими хранилищами являются соляные каверны, есть также единичные случаи создания ПХГ в кавернах твердых пород.

Для подземного хранения газа используют естественные пористые и проницаемые коллекторы, а также непористые и непроницаемые породы. Подземное хранение газа является наиболее приемлемым и основным средством аккумуляции значительных объемов газа и регулирования подачи газа в соответствии с сезонной неравномерностью газопотребления. На Рис. 7.2 представлено крупнейшее в Западной Европе подземное хранилище газа в пористых структурах с объемом активного газа более чем 4 млрд. куб. м. и с подземной площадью около 8 квадратных километров



Рис. 7.2 Общий вид территории ПХГ

В процессе подземного хранения газа могут быть решены следующие основные задачи:

- удовлетворение спроса на газ в период наибольшего газопотребления (пиковые нагрузки), связанного с отопительной нагрузкой в зимнее время;
- уменьшение капитальных вложений в магистральный газопровод и компрессорные станции;
- обеспечение благоприятных условий для наиболее экономичного режима работы источников газа и магистрального газопровода с постоянной пропускной способностью;
- создание необходимых запасов газа в определенных районах страны.

Наилучшими с точки зрения экономики и аккумулирующей способности являются хранилища, созданные в истощенных газовых и нефтяных месторождениях, так как отпадает необходимость детального изучения этого уже эксплуатируемого ранее месторождения и сооружения большего числа эксплуатационных скважин. Циклической эксплуатацией такого хранилища является промышленное заполнение его газом.

Сооружение подземных хранилищ в водоносных пластах связано с детальным изучением самого пласта и разведывательно-промышленной закачкой газа после строительства большого числа новых скважин.

На стадии планового задания на строительство магистрального газопровода рассматривается вопрос о наиболее приемлемых способах обеспечения равномерной работы газопровода независимо от сезонной неравномерности газопотребления. В связи с этим решается вопрос о необходимости, возможности и целесообразности строительства подземного хранилища газа.

Решение этого вопроса связано с определением графика потребления газа по месяцам, неделям, суткам и часам. На основании этих данных определяется объем газа, необходимый для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления, который может быть определен тремя методами:

- по числу градусной недостаточности и температуре и количеству тепла, необходимого на один градусо-день недостатка температуры;
- по нормам расхода газа на отопление по всем категориям потребителей;
- по коэффициентам месячной неравномерности газопотребления.

Закачка газа происходит при переменном давлении и расходе закачиваемого газа. Компрессорные станции на ПХГ с компрессорными закачкой и отбором должны иметь большой диапазон регулирования подачи - от 5 % в период первоначального заполнения до 100 % при проектной приемистости коллектора. Диапазон рабочих давлений КС определяется пластовым давлением, давлением в подводящем газопроводе и потерями давления в пласте, скважинах и шлейфах. В зависимости от степени подвижности пластовых вод режим пласта приближается к газовому (для истощенных месторождений) или к водонапорному. Высокое давление закачки увеличивает эффективность ПХГ. Следует учитывать, что давление в призабойной зоне в период хранения может значительно падать.

Закачиваемый в сводовую часть куполообразной структуры газ образует там газовый "пузырь", а вода оттесняется к краям структуры. Кровля может быть представлена плотными пластичными глинами или крепкими известняками и доломитами при отсутствии трещин и разломов, что при толщине кровли 5- 15 м на глубине 300-1000 м достаточно для предотвращения утечек газа. Наиболее экономичным считают ПХГ на глубине 300- 600 м. В настоящее время ПХГ стремятся создать при каждом крупном районе потребления газа.

Технологическая схема подземного хранилища газа должна позволять производить сбор, замер количества, распределение и обработку газа при отборе и закачке его в хранилище. Перед закачкой в хранилище газ подвергают компримированию до необходимого давления (12-15 МПа).

Применяемые технологические схемы ПХГ отличаются в основном только способами очистки газа при закачке в пласт. Когда используют поршневые компрессорные агрегаты, при сжатии газ нагревается и загрязняется парами компрессорного масла. При попадании масла на забой скважины уменьшается сечение поровых каналов и снижается фазовая проницаемость для закачиваемого газа, что приводит к увеличению давления закачки и уменьшению расхода газа. Поэтому газ перед закачкой необходимо очищать от примесей компрессорного масла.

При применении многоступенчатых центробежных компрессоров очистка газа от масла не требуется. Для уменьшения дополнительных температурных напряжений в металлической фонтанной арматуре, обсадной колонне и другом оборудовании скважины нагретый газ охлаждается.

В процессе хранения газ обогащается парами воды. При отборе его из хранилища с потоком газа выносятся твердые примеси (частицы глины, песка и др.). Поскольку газ должен поступать в газопровод очищенным, необходимо производить очистку и осушку газа.

7.2 Подземное хранение газа в России

В настоящее время в России создана развитая система подземного хранения газа, которая выполняет следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- обеспечение подачи газа в случае нештатных ситуаций в ЕСГ;
- создание долгосрочных резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче или транспортировке газа.

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России и расположены в основных районах потребления газа.

На территории Российской Федерации расположены 26 объектов подземного хранения газа, из которых 8 сооружены в водоносных структурах и 17 -- в истощенных месторождениях и 1 – в отложениях каменной соли. Самое крупное ПХГ - Касимовское, расположенное в Рязанской области. Оно способно вместить 11 млрд куб. метров природного газа. Подземные газовые хранилища располагаются в основном в Европейской части России. Особенно много хранилищ возле Самары – 4шт (Дмитриевское, Аманакское, Михайловское, Кирюшинское), Саратова – 3 шт (Песчано-Уметское, Елшано-Курдюмское, Степновское), Оренбурга – 3 шт (Канчуриновское, Мусинское, Совхозное).

В 2011 г. «Газпромом» утверждена Программа развития ПХГ Российской Федерации на период 2011-2020 гг., предполагающая увеличение суточной производительности до 1,0 млрд куб. м. В 2012 г. из российских ПХГ отобрано 44,3 млрд куб м газа, закачано 44,1 млрд куб. м газа, в том числе 100 млн куб. м буферного газа (Невское ПХГ). Максимальная суточная производительность зафиксирована 20 декабря 2012 г. -- 670,7 млн кубометров в сутки.

7.3 Виды ПХГ

Классификация подземных хранилищ газа

По режиму работы ПХГ в пористых пластах подразделяются на:

- **базисные** - для обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности газопотребления, характеризующиеся относительно стабильными режимами в сезоне отбора газа;
- **пиковые** - для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующиеся значительными изменениями суточной производительности в период отбора;
- **газгольдерные** - для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующиеся кратковременными закачками газа в сезоне отбора;
- **стратегические** - для образования долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях.

По назначению ПХГ делятся на базовые, районные и локальные:

- **Базовое ПХГ** характеризуется объемом активного газа до нескольких десятков миллиардов кубических метров и производительностью до нескольких сотен миллионов кубических метров в сутки, имеет региональное значение и влияет на газотранспортную систему и газодобывающие предприятия;
- **Районное ПХГ** характеризуется объемом активного газа до нескольких миллиардов кубических метров и производительностью до нескольких десятков миллионов кубических метров в сутки, имеет районное значение и влияет на группы потребителей и участки газотранспортной системы (на газодобывающие предприятия при их наличии);

- **Локальное ПХГ** характеризуется объемом активного газа до нескольких сотен миллионов кубических метров и производительностью до нескольких миллионов кубических метров в сутки, имеет локальное значение и область влияния, ограниченную отдельными потребителями.

По типу различают наземные и подземные газовые хранилища.

К наземным относятся газгольдеры (для хранения природного газа в газообразном виде) и изотермические резервуары (для хранения сжиженного природного газа).

К подземным -- хранилища газа в пористых структурах, в соляных кавернах и горных выработках.

По объекту эксплуатации подразделяются на ПХГ:

- в водоносных пластах;
- в истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях.

По количеству объектов подразделяются на ПХГ:

- однопластовые;
- многопластовые.

По виду пластовой энергии подразделяются на ПХГ:

- с газовым режимом (постоянный газонасыщенный поровый объем);
- с водонапорным режимом (переменный газонасыщенный поровый объем).

По способам сооружения подземные хранилища бывают:

- образованные в подземных водонасыщенных пористых пластах, а также в выработанных нефтяных или газовых месторождениях;
- образованные в отложениях каменной соли методом размыва через буровые скважины;
- создаваемые в прочных и плотных горных породах шахтным способом или в горных выработках отработанных рудников;
- образованные подземными атомными взрывами;
- сооружаемые в вечномерзлых породах;
- подземные и заглубленные низкотемпературные хранилища с льдопородной оболочкой.

Два последних вида для хранения газа малопригодны по многим причинам. Нефть и нефтепродукты так ещё хранить можно (и реально хранят на северах), а для хранения газа они слишком маленькие.

Хранилища в кавернах от подземных ядерных взрывов уже испытывали, но там, где взрывали бомбы, нет потребителей на серьёзные объёмы газа. А там, где нужно строить ПХГ, бомбы не взрывали даже во время холодной войны. **Распространение получили только три первых типа ПХГ**

А) Истощенные месторождения углеводородов

Приёмная среда для газа: геологические формации, сложенные пористыми и проницаемыми горными породами, когда-то насыщенными углеводородами и/или водой (выработанные месторождения).

Создание хранилища: сжатие и вытеснение газом жидкостей, первоначально находившихся в пласте (пропитывавших горные породы).

Способ эксплуатации: сжатие и расширение газа в сочетании с эффектом сжимаемости и подвижности воды (и нефти, если она там ещё есть). Газ, закачиваемый в хранилище, своим давлением вытесняет жидкость из пласта. И, наоборот, при расходе газа жидкость под давлением пластов породы снова заполняет освобожденные поры.

Преимущество: Значительная вместимость. Экономия капиталовложений в разведку, бурение скважин и на строительство инфраструктуры (газосборные сети и т.д.). Если в пласте ещё есть нефть, повышение давления помогает выжать её оттуда досуха.

Недостатки: Проблемы с герметичностью старых скважин, особенно на бывших нефтяных месторождениях. Часто посредственные характеристики горных пород пласта-накопителя: пористость и проницаемость горной породы могут быть недостаточны для коммерчески выгодной работы. Природный газ и нефть всё равно откуда выкачивать, а закачивать газ обратно может оказаться себе дороже - если все поры в пласте заклеены остатками нефти. Приток воды и/или углеводородов при отборе (ну, это может быть и плюсом, если из скважины пойдёт нефть). Обычное дело для бывших нефтяных месторождений - образование примеси сероводорода, ядовитого для человека и вызывающего разрушение железных конструкций. Часть газа растворяется в остатках нефти и становится неизвлекаемой, полностью потерянной.

Использование и доля на рынке сбыта: Сглаживание сезонной неравномерности потребления, стратегические резервы. В мире таких ПХГ около 70 %.

В) ПХГ в водоносных горизонтах

Приёмная среда для газа: То же, что в предыдущем случае - геологические формации, сложенные пористыми и проницаемыми горными породами, когда-то насыщенными водой (выработанные месторождения). но без нефти и газа - ***Артезианские водоносные горизонты.***

Создание хранилища: То же, что в предыдущем случае - сжатие и вытеснение газом жидкостей, первоначально находившихся в пласте (пропитывавших горные породы).

Способ эксплуатации: То же, что в предыдущем случае - сжатие и расширение газа в сочетании с эффектом сжимаемости и подвижности воды. Газ, закачиваемый в хранилище, своим давлением вытесняет жидкость из пласта. И, наоборот, при расходовании газа жидкость под давлением пластов породы снова заполняет освободившиеся поры.

Преимущество: Значительная вместимость.

Недостатки: Издержки и непредвиденные случаи эксплуатации. Всё приходится строить с нуля и есть риск, что геологи не заметили что-то такое, из-за чего станция окажется неработоспособной.

Использование и доля на рынке: Сезонная неравномерность, стратегические резервы. В мире таких ПХГ около 25%.

С) ПХГ в соляных полостях

Приёмная среда для газа: Соляные отложения (мощные пласты или купола), в которых сделаны полости промывкой водой через скважины.

Создание хранилища: Бурение скважин, размывка подземных полостей потоком воды. Извлечение рассола вытеснением газом и откачкой.

Способ эксплуатации: Сжатие и расширение газа в полости, или, реже, вытеснение газа рассолом.

Преимущество: Высокий процент отбора (отношение расход/запасы), более высокая скорость отбора без ограничения по скорости.

Недостатки: При строительстве необходимо где-то брать огромное количество пресной воды и куда-то девать такие же объёмы грязного рассола. Если рядом нет моря или сользавода, то возникают серьёзные проблемы. В результате, в мире не так уж много мест, где можно построить такое ПХГ. В ходе эксплуатации происходит уменьшение объема полости. Это особенность каменной соли: кристаллы испаряются там, где высокое давление и откладываются там, где давление ниже. В результате в пласте каменной соли зарастают тектонические трещины, что хорошо для строительства ПХГ. Но зарастает и ёмкость для газа... А ещё в газе появляются примеси жидкостей, которыми размывали пласт.

Использование и доля на рынке сбыта: Неравномерность суточная, недельная или сезонная. Резервный источник газа для крупных стратегических потребителей. Мир: 2 %.

Заброшенные шахты, галереи или горные выработки

Приёмная среда для газа: Пустоты (галереи, камеры), образованные разработкой месторождений.

Создание хранилища: После затопления шахты, воды извлекают вытесняя газом или откачивая насосом. Пустот под землёй быть не должно или вода, или полезный газ под давлением.

Способ эксплуатации: Сжатие и расширение газа, или замещение газа водой.

Преимущество: Высокий процент отбора (отношение расхода/активный объем). Как и в случае хранения газа в соляном пласте, газ из хранилища можно выпустить почти полностью.

Недостатки: Трудно добиться герметичности ствола скважин. При строительстве и эксплуатации шахт стараются по максимуму обеспечить туда приток воздуха, а при строительстве ПХГ всю вентиляцию нужно надёжно закрыть. К тому же, не всякая шахта будет герметична чисто по геологическим причинам.

Использование и доля на рынке сбыта: Неравномерность суточная или недельная. В мире всего 2-3 действующих хранилища этого типа. В Швеции для этого специально вырубili в гранитной скале громадную пещеру и облицевали её изнутри сталью (рис. 7.3). В Норвегии так же хранят свой стратегический запас нефти.

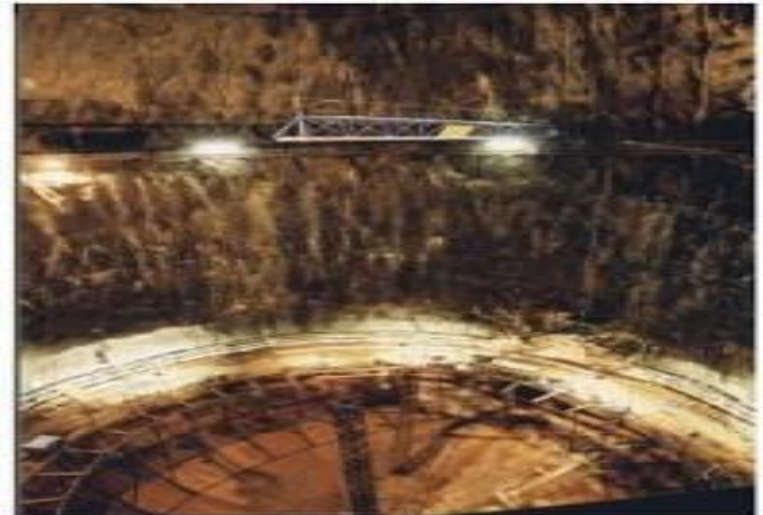
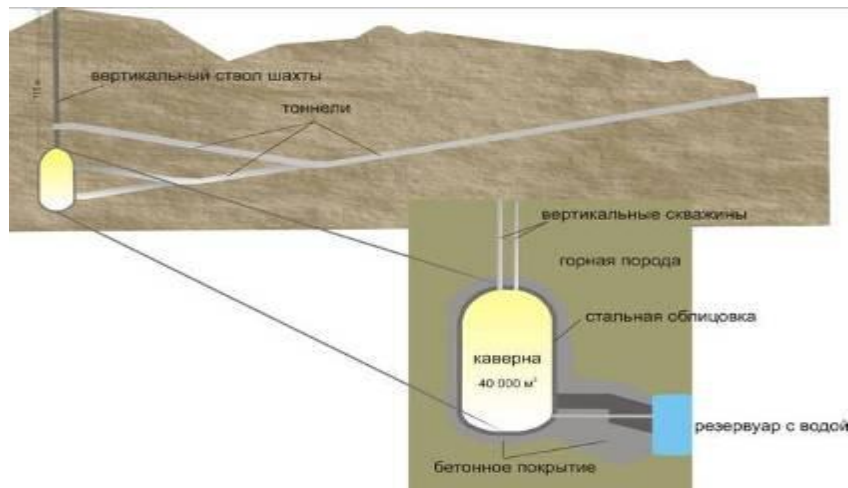


Рис. 7.3 Схема шахтного хранения газа

7.4 Основные принципы подземного хранения газа в пористых нефтяных или водоносных пластах

Глубины, на которых находятся геологические образования пригодные для хранения нефти и газа: от 300 метров и глубже. Каждые 10 метров водяного столба дают одну атмосферу давления, 300 метров воды - 30 атмосфер. Километр - 100 атмосфер. Горные породы тяжелее воды, и от давления на рабочих глубинах песок спрессовался в камень. В глубинах, где за геологическую историю не было нужных давлений, там и глиняные пласты, покрывающие водоносные слои, не спрессовались в достаточно плотную породу, чтобы не выпускать газ и воду из водоносного слоя на поверхность земли.

В природе нефтеносные и газовые пласты сложены из плотных горных пород по свойствам похожи не на песок, а, скорее, на строительный кирпич, а то и на точильный камень. То есть, состоят из твердых, более или менее сцементированных частиц, между которыми существуют связанные между собой пространства (рис. 7.4), что позволяет просачиваться воде и газу.

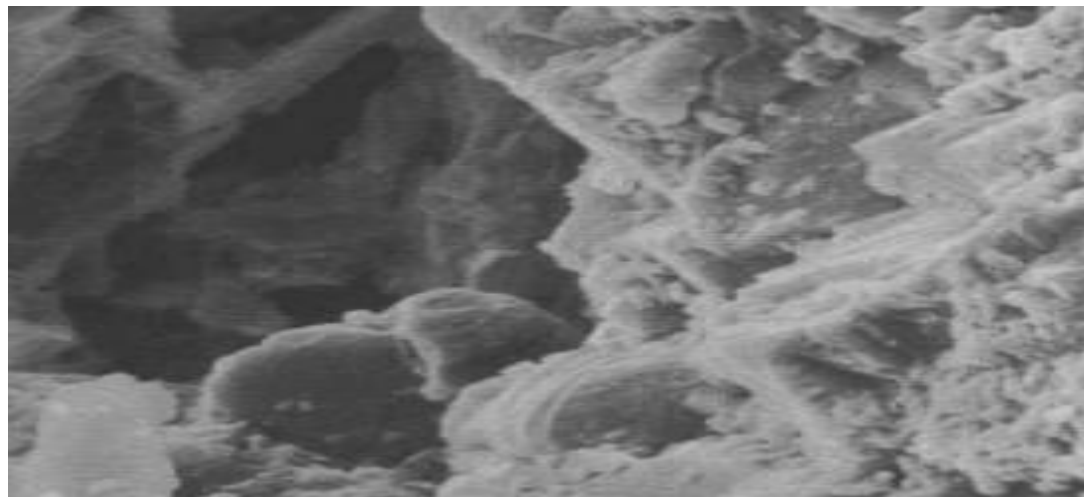


Рис. 7.4 Поровые пространства породы, пригодной для подземного хранения газа (Фото, полученное с помощью электронного микроскопа).

ПХГ, созданные в таких породах называют «водоносными хранилищами», потому что хранилище образуется за счет вытеснения жидкости из пористого водоносного пласта. **Сам пласт, газовики называют: "пласт-резервуар" или "пласт-коллектор"**.

Пустоты и поры горной породы пласта-коллектора в естественном состоянии почти всегда заполнены пластовой водой, пресной или минерализованной, природным газом или нефтегазовой смесью (геологи говорят - "флюидами").

Создание хранилища состоит в частичном вытеснении газом воды из верхней зоны ловушки на периферию пласта.

Для строительства ПХГ в водоносных горизонтах необходимо, чтобы в одном месте присутствовали **сразу все** необходимые геологические факторы:

- подземная структура в виде свода (купола), покрытого газонепроницаемым слоем - кровлей пласта, имеющим достаточную протяжённость, чтобы обеспечить необходимую емкость хранилища;

- под куполом - коллектор, пласт породы для хранения газа, обладающей достаточными пористостью и проницаемостью, чтобы обеспечить желаемые емкость и продуктивность;

- комплекс непроницаемых пород - покрывку, закрывающую этот резервуар, чтобы исключить утечку газа вверх.

Для организации ПХГ используются относительно небольшие геологические структуры – площадью несколько квадратных километров и часто мало амплитудные. Очень многие используемые структуры имеют разницу высот дна и верхушки купола (амплитуду) всего 10–15 метров.

Если пласт-коллектор водоносный, хорошо проницаемый и достаточно больших размеров, то закачиваемый газ легко вытесняет воду, и его давление стремится к постоянному равновесию с гидростатическим давлением - естественным давлением в пласте.

Параметры, по которым геологи оценивают пригодность породы для строительства ПХГ.

Объем газа, который может быть закачан в пористую среду, зависит от *давления* в этой среде и её *пористости*. **Пористостью называется отношение объема пор ко всему объему среды.** С другой стороны, среда может быть безводной или водоносной. В последнем случае вода находится в открытых порах или промежутках, расположенных между твердыми частицами пористой среды, и газ необходимо закачивать под давлением достаточным для того, чтобы эту воду вытеснить. Но не из всех пор жидкость можно вытеснить газом: если пора замкнута или имеет только одно "горлышко", вода из неё не уйдёт. Поэтому различают полную и эффективную пористости. Для фильтрации важна именно *эффективная* пористость, при определении которой учитываются не весь объем пор, а лишь соединенные между собой поры, которые могут быть заполнены флюидом извне. (Для ПОНЯТИЯ – Проницаемости. Разница как между поролоновой губкой и куском пеноплена: у поролон все поры открыты и эффективная пористость равна номинальной, а у пеноплена все поры закрыты, номинальная пористость очень велика, но эффективная (в смысле, используемом на ПХГ) равна нулю. В куске пеноплена ПХГ не построить. А всё потому, что у пеноплена крайне мала **Проницаемость – свойство пористой среды пропускать через себя жидкость, газ или газожидкостную смесь под воздействием приложенного перепада давления.**

Коэффициент проницаемости пористой среды ***k*** является динамической характеристикой пористой среды. Чем больше ***k***, тем легче вода и газ проходят через пласт. Проницаемость пористой среды измеряется в единицах, называемых "Дарси". (Названа в честь французского учёного и инженера-гидравлика Анри Дарси, изучавшего фильтрацию и открывшего законы, которым этот процесс подчиняется).

В работе нефтяников и газодобытчиков та же самая проблема: газ и нефть оказываются заключены в замкнутых порах и не желают покидать пласт. Чтобы "раскрыть" поры нефтяники иногда закачивают в пласт воду с поверхностно-активными веществами. Или пытаются раскатать пласт, сделать породу трещиноватой. Для этого даже взрывали под землёй атомные бомбы.

Если пористость помогает вычислить сколько газа может поместиться в хранилище, то проницаемость позволяет заранее знать, с какой скоростью можно закачивать в хранилище и отбирать из хранилища газ, а значит - правильно рассчитать мощность компрессоров, правильно определить нужное количество скважин и расставить их по площадке ПХГ.

В результате ограниченной проницаемости породы, при закачке газ не полностью вытесняет воду из пласта. Значительная часть её остается в зоне вторжения газа. При этом, из-за того, что проницаемость не может быть одинакова по всей площади пласта, наблюдается, как говорят, "непоршневое" вытеснение воды газом: газ прорывает границу воды и газа отдельными ручейками, в толще газового пузыря остаются островки мокрой породы, вода из которых медленно стекает вниз, к основному слою. При отборе происходит обратный процесс: при ошибках операторов вода прорывается к скважине раньше, чем выйдет весь газ, поэтому отбор приходится вести медленно .

Для оценки качества пласта-коллектора, применяют такой коммерческий параметр, как **насыщенность пористой среды флюидом** – это отношение объема этого флюида в породе к общему объему ее пор.

Из всего этого следует, что коллектор хранилища должен иметь достаточную проницаемость, обеспечивающую закачку и отбор с достаточной скоростью и при минимальном числе скважин, потому что бурение каждой новой скважины - это работа очень долгая и дорогая. Пласт коллектора должен находиться на доступной глубине, а породы – характеризоваться относительной однородностью (в пласте не должно быть "перегородок" из постороннего материала), это облегчает создание и эксплуатацию хранилища и удешевляет его обустройство.

Следующее, не менее важное условие:

Пористый пласт, служащий резервуаром, должен быть покрыт другим, как можно более непроницаемым пластом - кровлей, для того, чтобы препятствовать утеканию газа вверх, в другие пласты или выходу его на поверхность земли через трещины. С другой стороны, он должен иметь соответствующую форму, образующую «ловушку».

Вопрос о строительстве подземного хранилища можно решать если проницаемость коллектора не менее 0,3–5 Дарси, мощность – больше 4–6 м, а пористость выше 10–15%. Проницаемость кровли, обычно это спрессованные глины, наоборот, не должна быть более сотых долей милиДарси. На глубине 300–1000 м мощность её должна быть от 5 до 15 м. Объем водонапорной системы коллектора, если нет области ее стока, должен превосходить объем хранилища в несколько сот раз. Иначе заполнение хранилища газом будет затруднено. Говоря обычными словами, водоносный слой должен распространяться на десятки километров вокруг ПХГ, а, в идеале, и иметь выходы на поверхность - через родники на подземных разломах.

И всё это - слой-коллектор и газонепроницаемый слой - должны быть укрыты сверху ещё несколькими слоями крыши, для того, чтобы создать в пласте необходимое давление, а также для того, чтобы образовать "ловушки" для утекающего газа, из которых его можно будет собрать и пустить в дело.

7.5 Оборудование ПХГ

К основному оборудованию подземных хранилищ газа относятся:

- подземный резервуар
- обсадная колонна
- холодильник
- маслоотбойник
- компрессор
- узел замера газа
- фильтр сепаратор
- пылеуловитель
- установка осушки газа
- сепаратор
- теплообменник

Обсадная колонна - предназначена для крепления буровых скважин, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации; состоит из обсадных труб путём последовательного их свинчивания (иногда сваривания). Обсадные трубы, применяемые при бурении нефтяных и газовых скважин, изготавливаются в основном из стали с двумя нарезанными концами и навинченной муфтой на одном конце (иногда безмуфтовые с раструбным концом).

Теплообменные аппараты подразделяются:

- по назначению: на теплообменники (Т), холодильники (Х), конденсаторы (К), испарители;
- конструктивно: на аппараты с неподвижными трубными решетками (тип Н), с температурным компенсатором на кожухе (тип К), с плавающей головкой (тип П) и с U-образными трубами (тип У);
- по типу применяемых труб: гладкие трубы (Г), трубы с накатными кольцевыми канавками -- диафрагмированные трубы (Д).

Кожухотрубчатые теплообменники представляют собой аппараты, выполненные из пучков труб, скрепленных при помощи трубных решеток и ограниченных кожухами и крышками с патрубками.

Трубное и межтрубное пространства в аппарате разобщены, а каждое из них может быть разделено перегородками на несколько ходов. Для повышения эффективности теплообмена оборудование может комплектоваться разнообразными интенсификаторами теплообмена, устанавливаемыми как в трубное пространство, так и в межтрубное.

Внутреннее устройство теплообменного аппарата зависит от проводимого в аппарате процесса и подбирается индивидуально под условия Заказчика. В аппаратах, предназначенных для проведения теплообменных процессов между газами, в межтрубном пространстве могут быть установлены специальные перегородки для увеличения турбулентности газового потока и повышения эффективности теплообмена.

Оборудование изготавливается для проведения всех видов теплообменных процессов.

Фильтр - сепаратор газовый предназначен для подготовки природного газа к транспорту:

- на промысловых дожимных компрессорных станциях (ДКС) для защиты компрессорного оборудования от капельной влаги и механических примесей;
- при подготовке газа абсорбционным методом для улавливания капельной жидкости на выходе из установки подготовки газа;
- для тонкой очистки природного газа перед подачей на газотурбинную электростанцию;
- для защиты технологического оборудования, наиболее чувствительного к попаданию мелких аэрозолей и механических примесей;
- для очистки закачиваемого в пласт природного газа от компрессорного масла, уносимого из поршневых компрессоров на ПХГ;
- для предотвращения уноса гликолей на установках осушки газа.

7.6 Технологическая схема закачки и отбора газа из подземного хранилища

В состав подземного хранилища входят компрессорные цехи, блоки очистки газа и газораспределительные пункты (ГРП). На газораспределительных пунктах выполняют индивидуальный замер закачиваемого и отбираемого газа из скважин, а также очистку газа при отборе. Очистку газа осуществляют в газовых сепараторах, которые устанавливают на открытых площадках. Расходомеры и клапаны на каждой скважине монтируют в специальном помещении. При закачке газ с давлением 2- 2,5 МПа подают по отводу из магистрального газопровода, очищают в системе пылеочистки и направляют в компрессорный цех на компримирование до давления 12-15 МПа. Поскольку при сжатии его температура резко возрастает, то газ охлаждают в воздушных холодильниках или градирнях. После этого газ поступает на очистку от компрессорного масла. Очистку производят в несколько ступеней: циклонные сепараторы (обычно две ступени), угольные адсорберы и, наконец, керамические фильтры. В первой ступени циклонных сепараторов улавливают сконденсированные тяжелые углеводороды и масло, во второй ступени -- сконденсированные легкие углеводороды и скоагулированные частицы масла. В угольных адсорберах улавливают более мелкие частицы масла (диаметром 20-30 мкм).

В качестве сорбента используют активированный уголь в виде цилиндриков диаметром 3-4 мм и длиной 8 мм. Сорбент регенерируют паром. Тонкую очистку от масляной пыли проводят в керамических фильтрах, состоящих из трубок, изготовленных из фильтрующих материалов, один конец которых закрыт. Газ, пройдя все стадии очистки, содержит 0,4-0,5 г компрессорного масла на 1000 м³ газа. Необходимость в этих процессах вызвана опасностью забивания газовых трактов гидратами при положительных температурах (288 К) и уменьшением проницаемости поровых каналов у забоя скважины за счет попадания в них частиц масла, что приводит к необходимости увеличения давления закачки и одновременно к уменьшению производительности при росте энергозатрат. Поэтому целесообразно применение поршневых компрессоров без смазки цилиндров, т. е. тех же газомотокомпрессоров или компрессоров с электроприводом, но оборудованных фторопластовыми кольцами с графитовым наполнением, или с использованием центробежных нагнетателей высокого давления с приводом от газотурбинных двигателей

После очистки от масла и охлаждения газ по газосборному коллектору поступает на ГРП, где направляется по отдельным шлейфам в скважины ПХГ с предварительным замером количества закачиваемого газа в каждую нагнетательно-эксплуатационную скважину и накапливается в пористых структурах, оттесняя воду в случае водоносных пластов к краям структуры. Для ускорения процесса оттеснения воды и в случае геологических особенностей структуры целесообразно отбирать воду с краев структуры по разгрузочным скважинам и закачивать ее после дегазации через поглотительные скважины в другие горизонты. ПХГ в истощенных залежах в результате депрессии давления также подвержены обводнению, но здесь обводнение может играть положительную роль, так как уменьшает буферный объем газа в ПХГ. Поэтому в процессе эксплуатации свойства коллектора систематически исследуют через газовые и наблюдательные скважины. В процессе хранения газ насыщается парами воды, поэтому при его выдаче, происходящей со снижением температуры газа, и его охлаждении, в шлейфах необходимо вводить в скважины и шлейфы ингибиторы гидратообразования. хранилище газ закачка скважина

При отборе газ из эксплуатационных скважин поступает на ГРП по индивидуальным шлейфам. Уменьшают давление газа с помощью редуцирующих штуцеров. Газ из скважин, поступающий на ГРП по индивидуальным шлейфам, выносит с собой песок и влагу, которые отделяются в сепараторах первой ступени, установленных до штуцера по ходу движения газа, и в сепараторах второй ступени, установленных после штуцера. После сепараторов газ подают на установку осушки, откуда направляют в магистральный газопровод при температуре точки росы. Осушку газа производят диэтиленгликолем. В ПХГ, расположенном в водоносном пласте, вытесненную воду при закачке газа сначала направляют в трапы высокого и низкого давления и далее насосом в бассейн, откуда закачивают через поглотительные скважины в более удаленные пласты.

Принципиальная технологическая схема эксплуатации ПХГ представлена на рис. 7.5

Газ из магистрального трубопровода с помощью газомоторных компрессоров, газотурбинных установок или турбин с электроприводом закачивается под нужным давлением в водоносный пласт, лежащий между водонепроницаемыми кровлей и подошвой. На рисунке - типовой набор систем станции подземного хранения газа. Синие стрелки - путь газа при работе в режиме закачки, красные - при расходовании газа из хранилища (а также пути утечки газа из пласта).

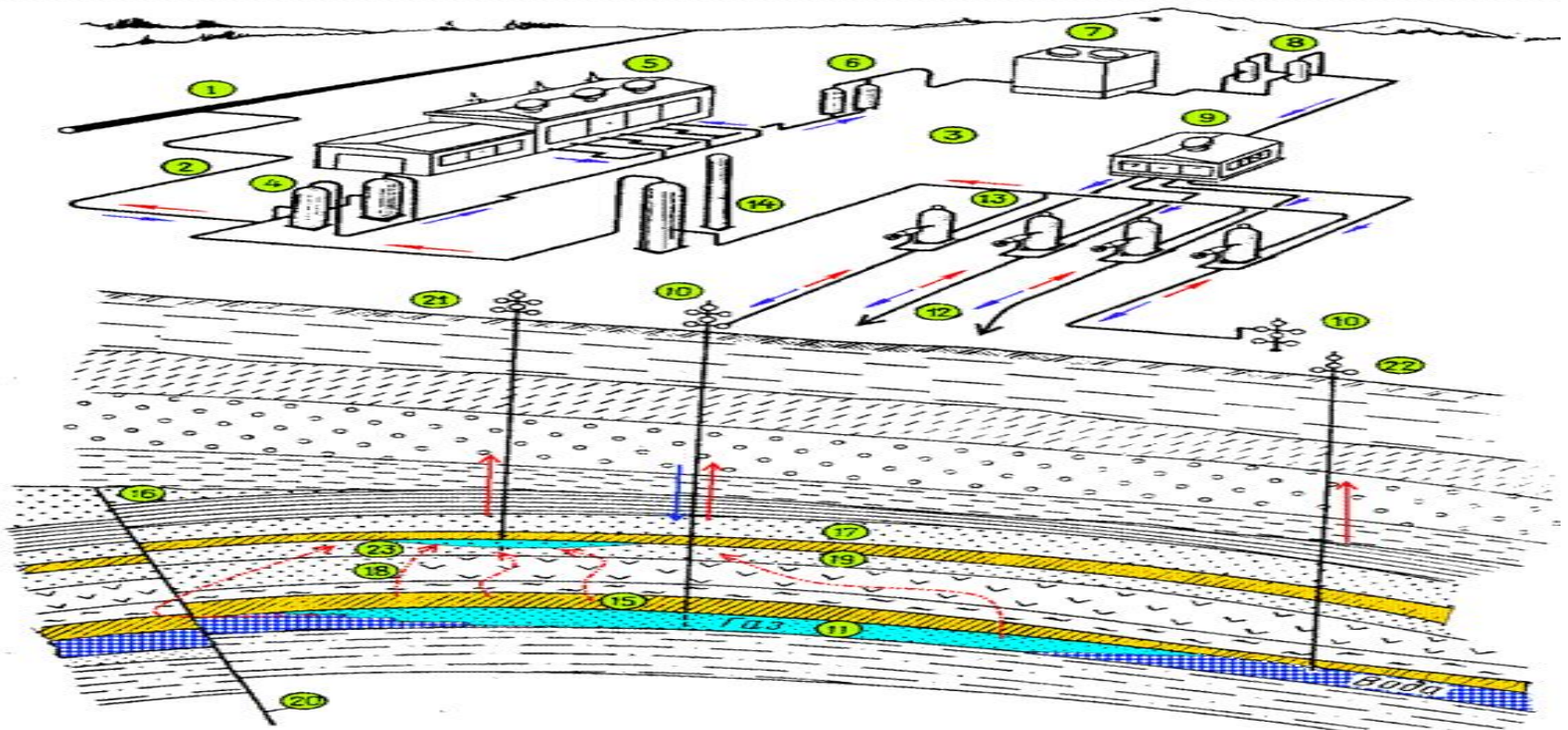


Рис. 7.5 Принципиальная технологическая схема эксплуатации ПХГ'

Природный газ магистрального газопровода 1 по соединительному газопроводу 2 поступает на территорию станции подземного хранения газа 3. Очищается от пыли в пылеуловителях 4, сжимается в компрессорной станции 5. Затем очищается от паров масла в сепараторах 6, охлаждается в градирне 7 (при сжатии в компрессоре газ сильно нагревается), очищается от остатков масла на установке очистки 8 и поступает на газораспределительный пункт 9. Здесь измеряется его расход по каждой скважине и производится распределение газа по эксплуатационным скважинам 10, через которые газ нагнетается в водоносный пласт 11.

Заполняя поры и трещины горной породы, газ вытесняет воду и скапливается в сводовой части структуры под непроницаемой крышкой 15, образуя подземное хранилище. Часто в толще осадочных пород наблюдаются выклинивания пластов 16, литологические изменения 18 и другие аномалии. Все эти особенности имеют существенное значение для создания хранилища газа. Большие осложнения могут вызывать разрывные нарушения 20, через которые газ может просочиться из хранилища в вышележащие породы и даже прорываться на поверхность земли. За этим следят с помощью контрольных 21 и наблюдательных 22 скважин, вскрывающих основной 11 и контрольный 19 водоносные пласты.

Газ, утекающий из основного пласта, накапливается в контрольном, иногда там образуется вторичная залежь 23. Газ в ней бывает столько, что его можно собирать и использовать в дело.

При отборе газ выходит из хранилища за счет пластового давления по шлейфам 12. Идет на газораспределительный пункт, где очищается от воды в сепараторах 13, измеряется и затем осушается в установке осушки 14, откуда подается в магистральный газопровод 1. Давления в скважинах всегда достаточно для того, чтобы при отборе обойтись без компрессоров.

7.7 Практическая эксплуатация ПХГ

Основная часть энергии при закачке газа расходуется на оттеснение пластовой воды. Потери на движение газа в газоносной части пласта невелики и при расчётах ими, как правило, пренебрегают.

В жизни хранилища есть два периода: период создания, когда происходит постоянное увеличение рабочего объема (мощности) хранилища, и период циклической работы "отбор-закачка", когда количества отбираемого и закачиваемого газа равны и в момент начала каждого цикла мощность хранилища и его газонасыщенная площадь остаются неизменными.

В период создания, в первый эксплуатационный цикл, газ закачивается в нетронутый водоносный пласт, и начальный запас его в пласте равен нулю. На проектную мощность газохранилище выходит через пять и более циклов отбора-закачки с постепенным наращиванием запаса газа в пласте и процента отбора, при этом обычно растёт и проницаемость породы, и её эффективная пористость. Только через несколько лет после окончания строительства подземное хранилище газа выходит на стабильный режим циклической эксплуатации. За эти годы газоносный объем искусственной залежи приобретает свою окончательную форму, и потом её уже трудно изменить.

В период циклической работы основные параметры, характеризующие работу подземного хранилища – давление, количество газа, объем пор, занятых газом – в каждом цикле в определенные моменты времени принимают одни и те же значения.

Цикл работы газохранилища, продолжительность которого обычно равна одному году, состоит из четырех этапов:

- закачка газа,
- простой – период между окончанием закачки и началом отбора,
- отбор газа,
- простой хранилища – период между окончанием отбора и началом следующей закачки.

На первом этапе производится *закачка* природного газа в пористый водоносный пласт. Сначала газ начинают закачивать в скважины, ближе всех расположенные к макушке купола. По мере того, как граница воды и газа опускается вниз, в работу включаются всё новые и новые скважины. Это делается для того, чтобы в теле газового "пузыря" не образовались мокрые пятна - островки породы, заполненные не ушедшей водой.

Следующий за закачкой этап – *простой* газохранилища. В это время газ и вода стремятся войти в равновесие: за счёт избыточного давления оставшегося от закачки и при неизменной массе газа внутри пласта, объем газовой области еще продолжает увеличиваться какое-то время, а давление уменьшаться, стремясь к пластовому. Вода, не ушедшая из области газа или оставшаяся в полузамкнутых порах, просачивается вниз или испаряется. Если бы этот процесс продолжался несколько лет, то газовая область с увеличением ее объема и уменьшением давления до пластового пришла бы в состояние равновесия с окружающей водой.

Далее начинается *отбор газа*. Технолог-оператор должен регулировать очередность включения и расход по каждой из включённых скважин таким образом, чтобы уровень воды повышался равномерно по всей площади ПХГ, чтобы не получилось прорывов воды в область газа и газовые пузыри не оказались изолированы внутри области воды. "Достать" их оттуда будет непростой задачей. (Собственно, точно такая же проблема стоит и перед газовиками и нефтяниками, разрабатывающими природные месторождения. Из-за этого и нельзя резко "открывать кран" на скважине). При этом уменьшается количество газа в газовой полости, уменьшается давление и объем газовой полости.

При *простое* между окончанием отбора и началом следующей закачки, вода продолжает вытеснять газ из полости, объем газовой области уменьшается, а давление увеличивается. Часть пузырей газа, которые во время отбора оказались изолированы в слое воды, прорываются к основной массе газа, граница газовой полости выравнивается.

Два периода простоя нужны для того, чтобы система ПХГ улежалась и созрела - так проще переходить от закачки к отбору и наоборот. Но при малых объёмах закачки и отбора, когда ПХГ используется для сглаживания, допустим, недельных колебаний потребления, периоды простоя сводят к чисто символическому минимуму.

Процесс эксплуатации газовой залежи в основном контролируется путем измерения двух параметров – давления в подземном газохранилище и объема отбора и закачки газа. А вот точек отбора этих данных бывает много, до сотни эксплуатационных и контрольных скважин. Появление газа в контрольной скважине при закачке означает что хранилище заполнено до этого места. Появление воды в эксплуатационной скважине при отборе - что эту скважину уже пора закрывать, потому что вода поднялась до самой трубы.

Хранилища эксплуатируются при более напряженном режиме, чем природные залежи. Если на природных месторождениях процессы происходят в основном монотонно, в течение нескольких месяцев отборы газа из залежей практически не изменяются, то в ПХГ они скоротечны. В течение нескольких дней отбор газа изменяется от максимального до нуля, а иногда сменяется и закачкой газа.

Граница газоводяного контакта.

В подземном хранилище газа всю область течения газа и жидкости делят на две зоны: зону, в которой подвижен только газ, и зону, в которой движется только вода. Поверхность, разделяющая эти две зоны, называется фронтом вытеснения газа и воды или границей газоводяного контакта (ГВК).

То, как движется эта граница как по площади, так и по вертикали определяется многими факторами: фильтрационными свойствами и геометрией пласта, степенью неоднородности пласта, темпами нагнетания газа и т.д. От этого зависят технологические показатели хранилища. И практика показывает, что из-за разного рода неравномерностей заполнение происходит не строго вертикально, а контур ГВК имеет довольно сложную форму. Основная работа операторов ПХГ - добиться чтобы ГВК и при закачке, и при отборе двигался равномерно, без разрывов, по всех площади залежи. Но до сих пор не найдено абсолютно надёжных и в то же время экономичных способов проконтролировать этот процесс! Из-за того, что контур ГВК определяется условно, на глазок, случаются ошибки в оценке запасов газа, и даже переток газа (уход газа за замок ловушки). Чтобы этого не случилось, операторы боятся, стараются оставить себе хороший запас свободного места.

Активный и буферный газ.

ПХГ в водонасыщенных пластах имеют два параметра, характерных только для этого типа хранилищ: *активный* и *буферный* газ.

Общий объем газа в подземном хранилище делится на две части: активный (рабочий) и буферный (остаточный). Активный газ – объем газа, ежегодно закачиваемый и отбираемый из подземного хранилища. То есть то, что можно продать потребителю. В течение нескольких лет по окончании периода создания его количество в хранилище можно считать постоянным.

Буферный газ – объем газа, постоянно находящийся в ПХГ во время его эксплуатации, то есть, тот газ, который поддерживает существование газового "пузыря".

Буферный газ нужен для создания в хранилище определенного давления в конце отбора, при котором обеспечивается необходимый дебит газа, получаемого из хранилища, соблюдаются требования охраны недр и условия транспорта газа в район потребления. Ещё буферный газ нужен для уменьшения продвижения воды в хранилище, увеличения дебитов скважин и уменьшения степени сжатия на компрессорных станциях при начале следующей закачки. Чем больше объем буферного газа - тем больше давление в хранилище в конце откачки и дебит отдельных скважин, тем меньше нужно скважин для отбора газа из хранилища. Как правило, объем буферного газа в ПХГ составляет от 60 до 140 % активного газа (это не опечатка).

Объем буферного газа в подземном хранилище зависит не только от глубины залегания ловушки и её размеров, но и от множества других параметров, поэтому невозможно узнать его заранее. Да и измерить по результатам эксплуатации можно тоже с большой погрешностью: никогда не известно сколько газа реально улетучилось из ПХГ через всякого рода нарушения в кровле. В результате формула "закачали минус откачали" даёт приближённый результат. Тем не менее, между объемами активного и буферного газа, объемом хранилища, начальным пластовым давлением и давлением нагнетания газа существует прямая зависимость, так что вычислить буферный объём получается с точностью, достаточной для нормальной работы ПХГ (но не для тех, кто торгует газом). Соотношение между количеством активного и буферного газа - один из важнейших показателей, характеризующих подземное хранилище газа, оно зависит от многих причин и к тому же ежегодно немного, но изменяется.

Можно выкачать из пласта весь буферный газ. Но тогда на следующий цикл придётся начинать заново всю многолетнюю процедуру наращивания объёма хранилища...

Утечки газа из ПХГ.

При создании и эксплуатации ПХГ всегда имеется утечка части хранимого газа. Кроме прямых экономических потерь, это крайне раздражает экологов, которые считают утечки газа одним самым вредным из воздействий ПХГ на окружающую среду.

Размеры утечек зависят от геолого-физических условий объекта ПХГ, динамических условий эксплуатации, технического состояния скважин и многого другого. Отсюда, причины, вызывающие нарушение герметичности хранилища, делят на геологические, технические и технологические. К первым можно отнести наличие тектонических разломов, неоднородность покрышки хранилища (например, включение линз песка в глиняном слое), особенности подземной гидродинамики и геохимии (например, растворение газа в подземных водах и миграция газа по пластам пород и др.). На это персонал ПХГ никак повлиять не может.

Технические причины связаны в основном с состоянием скважин, (негерметичность колонных оголовков, дефекты эксплуатационных колонн и пр.). К технологическим причинам, вызывающим перетоки газа из хранилища, относят ошибки при оценке эффективности гидро- и газопоров ловушки, рабочего объема хранилища и запасов газа, отклонения от технологического режима, и физико-химических процессов в самой залежи. Всё это может привести к переполнению хранилища и утечке газа. Устранение таких утечек - постоянная головная боль инженеров ПХГ.

7.8 Правила БЕЗОПАСНОЙ эксплуатации ПХГ

Общие требования

ПХГ предназначены для регулирования неравномерности газопотребления, связанной с сезонными колебаниями спроса на природный газ, а также для образования в основных газопотребляющих районах оперативного и стратегического резервных запасов для поддержания стабильности поставок газа, в т.ч. экспортных.

Техническое обустройство ПХГ обеспечивает бесперебойное функционирование технологических процессов закачки, хранения и отбора газа.

ПХГ включают: комплекс производственных зданий крупногабаритных установок; один или несколько цехов ГПА, газовый промысел с газосборными пунктами, внутрипромысловыми трубопроводами и комплексом скважин с подземным и устьевым оборудованием; установки подготовки газа, с распределительными, измерительными и регулирующими устройствами, газопровод подключения к МГ; системы автоматического контроля, защиты и управления; отопительное, химреагентное и другие вспомогательные хозяйства.

Задачи служб и основных производственных бригад, сферу их деятельности определяют в соответствии с положениями, утвержденными руководством службы ПХГ.

Функции и обязанности эксплуатационного персонала регламентируют типовые положения, должностные инструкции и руководство по обслуживанию и эксплуатации оборудования и агрегатов, составленные с учетом конкретных условий выполнения технологических операций и на основании типовых структур, утвержденных ЭО.

Эксплуатацию ПХГ производят в соответствии с настоящим стандартом, ПБ 08-83-95 [5], ПБ 08-621-03[6] .

Изменение режима эксплуатации ПХГ выполняют по распоряжению ЦПДД.

Организация эксплуатации

Создание и эксплуатацию ПХГ производят в соответствии с настоящим стандартом и ПБ 08-621-03[6] и включает следующие стадии:

- разведку структуры для создания ПХГ, включающую сейсмические исследования, структурное бурение, разведочное бурение скважин, промыслово-геофизические, гидродинамические (гидроразведка), геохимические и др. исследования;
- разработку технологического и технического проектов создания ПХГ;
- бурение скважин;
- пусконаладочные работы на промплощадке до полного вывода всего комплекса на проектный режим эксплуатации;
- опытно-промышленную эксплуатацию ПХГ;
- циклическую эксплуатацию ПХГ;
- оформление горного отвода, получение соответствующих разрешений и лицензий.

При выполнении подготовительных работ перед вводом в эксплуатацию ПХГ, созданных в истощенных месторождениях, в процессе опытно-промышленной закачки газа в водоносный пласт или соляные каверны все смонтированные на территории ПХГ технологические установки, коммуникации и эксплуатационные скважины испытывают на прочность и на величину пробного давления согласно методам, определенным в соответствующих документах, на герметичность и работоспособность при максимальных и минимальных значениях параметров. Наземное оборудование и технологические трубопроводы проходят базовое техническое диагностирование.

На стадии эксплуатации ПХГ технической частью работ на основных производственных объектах ПХГ руководит главный инженер (технический руководитель), геолого-промысловый частью - главный геолог. Техническое и методическое руководство работами в производственных цехах и на газовом промысле осуществляют начальники служб и подразделений в соответствии с должностными инструкциями, а также соответствующими инструкциями и руководствами по обслуживанию оборудования, составленными применительно к конкретным условиям эксплуатации ПХГ.

Технические операции по ремонту скважин проводят на основании утвержденного в установленном порядке плана работ (проекта), согласованного с геологической службой ПХГ и уполномоченными органами надзора и контроля Российской Федерации.

Запрещено проводить какие-либо работы на скважинах ПХГ без соответствующего согласования и контроля со стороны геологической службы.

При эксплуатации ПХГ один раз в пять лет проводят геолого-технологическое обследование (аудит) оценки эффективности функционирования наземного обустройства и герметичности ПХГ (шлейфов скважин, установок очистки, оценки газа, КС и др.).

По результатам геолого-технологического обследования (аудита) наземного обустройства разрабатывают:

- рекомендации по совершенствованию технологии и эксплуатации основных элементов наземного обустройства, их автоматизации;
- заключение о необходимости реконструкции наземного обустройства и модернизации объекта с целью замены устаревшего оборудования.

Ежегодно после завершения сезона отбора (закачки) силами эксплуатационных служб ПХГ проводить анализ эффективности работы промышленного оборудования всей технологической цепочки «скважина - магистральный газопровод». Результаты исследований и предложения по устранению «узких мест» утверждать на ежесезонных заседаниях Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и исследованию недр.

Техническое обслуживание и ремонт

Периодичность и последовательность технического обслуживания устанавливаются индивидуально для технологического узла или участка.

Аварийные скважины, не подлежащие восстановлению или капитальному ремонту, ликвидируются в соответствии с требованиями, установленными НД.

Техническое диагностирование

Задачами экспертизы промышленной безопасности и диагностирования технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ являются:

- определение фактического технического состояния;
- определение возможности продления и продление сроков безопасной эксплуатации при выработке ими нормативного или ранее продленного срока эксплуатации;
- управление техническим обслуживанием и ремонтом по их фактическому техническому состоянию;
- систематизация и обобщение информации, получаемой в ходе экспертизы промышленной безопасности и диагностирования, с целью ее учета при выработке стратегии технического обслуживания, ремонта и реновации.

Организацию, планирование и проведение работ по экспертизе промышленной безопасности и техническому диагностированию объектов ПХГ осуществляют в соответствии с Положением .

Техническое, методическое и организационное руководство проведения экспертизы промышленной безопасности и диагностирования технических устройств, оборудования и сооружений объектов ПХГ осуществляет ОАО «Газпром».

Система обеспечения промышленной безопасности и качества диагностирования ПХГ включает комплекс НД по видам технических устройств, оборудования и сооружений, организационные мероприятия и экспертно-диагностическое обслуживание объектов ПХГ.

Работы по экспертно-диагностическому обслуживанию объектов ПХГ проводят на основании ежегодной Программы работ по экспертизе промышленной безопасности и диагностированию технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ ОАО «Газпром».

Экспертно-диагностическое обслуживание объектов ПХГ состоит из:

- базового (первичного) технического диагностирования;
- периодического технического диагностирования;
- экспертного технического диагностирования, которое проводят в рамках выполнения работ по экспертизе промышленной безопасности объектов ПХГ.

Техническая документация

Служба ПХГ использует следующую техническую документацию:

- ситуационный план с производственными зданиями, сооружениями, скважинами, подземными и наземными коммуникациями, дорогами и подъездами;
- отдельные планы промышленных площадок и цехов с их основными коммуникациями;
- проект, рабочий проект, разработанный на основании технологического проекта;
- исполнительную техническую, строительно-монтажную и другую документацию, необходимую для обслуживания скважин, газопроводов и технологических объектов ПХГ.

Основные производственные службы и подразделения используют следующую документацию:

- паспорта производителя на установленное оборудование и аппаратуру;
- паспорта (формуляры) технического состояния и заключения экспертизы промышленной безопасности на установленное оборудование, технические устройства и сооружения;
- положения о службах, технологические регламенты установок и инструкции по техническому обслуживанию;
- должностные инструкции эксплуатационного персонала.

Требования безопасности при эксплуатации ПХГ

Требования безопасности при эксплуатации объектов ПХГ обеспечиваются выполнением требований технологического регламента по соблюдению режима закачки и отбора газа из ПХГ, что связано с выполнением требований настоящего стандарта, ПБ 08-83-95[5], ПБ 08-621-03 [6]

Безопасность при эксплуатации фонда скважин и технологического оборудования обеспечивается в соответствии с ПБ 08-621-03[6]:

- своевременным устранением дефектов, выявленных по результатам выполненных работ по диагностике оборудования скважин, ГПА, установки подготовки газа;
- соблюдением технологического режима работы скважин и комплекса технологического оборудования;
- выполнением графика плановых ремонтов основного и вспомогательного оборудования объектов ПХГ;
- своевременным проведением диагностических и режимно-наладочных работ на ГПА.

8. СВОД ПРАВИЛ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

8.1 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

В настоящее время промышленное обустройство представляет собой герметизированную, как правило, высоконапорную систему сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды с полной автоматизацией всех технологических процессов.

К числу основных требований, предъявляемых при проектировании систем сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды, входящих составной частью в комплексный проект разработки, относятся:

- 1) точный замер нефти, газа и воды по каждой скважине для выбора необходимого оборудования контроля и регулирования разработкой месторождения;
- 2) обеспечение герметизированного сбора нефти, газа и воды на всем пути движения от скважин до магистрального нефтепровода с целью уменьшения потерь нефтяного газа и потерь легких фракций нефти;
- 3) доведение нефти и газа на технологических установках до норм товарной продукции; учет этой продукции и передача ее транспортным организациям;
- 4) обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижению металлоемкости и эксплуатационных расходов;
- 5) возможность ввода в эксплуатацию части месторождения с полной утилизацией нефтяного газа до окончания строительства всего комплекса сооружений;
- 6) надежность в эксплуатации технологических установок и возможность полной их автоматизации;
- 7) изготовление основных узлов и оборудования индустриальным способом в блочном и мобильном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса;
- 8) универсальность системы сбора нефти, газа и воды и технологических установок.

Нефтегазовые месторождения в нашей стране расположены в различных климатических зонах, имеют различные глубины скважин и различные физические свойства нефти, газа и воды, что обуславливает индивидуальный подход при разработке проектов обустройства.

8.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ при обустройстве нефтяных и газовых месторождений

Сооружение объектов нефтегазопромыслов оказывает существенное влияние на окружающую природу, поэтому необходимо комплексное обеспечение экологической безопасности, учитывать уязвимость природной среды, не вступать в противоречия с естественными закономерностями, чтобы не вызвать необратимых процессов. Особенно это заметно в условиях освоения нефтяных и газовых месторождений Крайнего Севера в зонах слабых с точки зрения экологической устойчивости и способности к самогенерации (тундровые биогеоценозы Ямбурга и Ямала). **В настоящее время все проекты обустройства нефтяных и газовых месторождений включают в себя раздел «Охрана природы», однако более детально природоохранные мероприятия предусматриваются ОВОС (оценка воздействия на окружающую среду) в проектах производства работ.**

В проектно-сметной документации обустройства предусматриваются специальные меры природоохранной инженерной подготовки, а также комплексные восстановительные работы (рекультивация), учитывающие особенности характера работ при обустройстве нефтяных и газовых месторождений. Природоохранные мероприятия, особенно при освоении месторождений северных районов, предусматривают долгосрочные планы и проекты и могут обусловить большие объемы капиталовложений, которые, на первый взгляд, могут казаться неоправданными, но в перспективе позволят избежать негативных последствий вмешательства в природные процессы, а также обеспечить высокую надежность и безопасность работы нефтегазопромысловых сооружений.

Освоение нефтяных и газовых месторождений резко выдвигает экологические проблемы в ряд важнейших, требующих глубокого и всестороннего изучения, превращения природоохранной деятельности в основной производственный компонент всех трудовых процессов.

При комплексном подходе к проблемам охраны окружающей среды на обустройстве нефтяных и газовых месторождений необходимо рассматривать не только собственно технологический уровень строительно-монтажных работ, но и все возможные факторы, связанные с освоением нефтяных и газовых месторождений.

Природоохранную программу условно можно подразделить на мероприятия, проекты производства строительно-монтажных работ, условия эксплуатации объектов, зданий и сооружений.

Воздействие нефтегазопромыслового строительства на природу может привести к изменению нормального функционирования элементов окружающей среды, температурного режима грунтов, активизации геокриологических процессов, нарушению целостности почвенно-растительного слоя в зоне строительства сооружений, развитию эрозионных процессов, нарушению земельного фонда лесов, ухудшения состояния водных объектов. Эти явления могут привести к изменению среды обитания животных, рыб, ухудшению их воспроизводства.

Утечки нефти, газа, конденсата приводят к пожарам, нефть и конденсат, впитываясь в грунт, губят верхние слои почвы, при испытании их атмосфера загрязняется легкими УВ. В отдельных случаях нефть и конденсат непосредственно попадают в водоемы, при этом могут загрязняться и подземные воды.

Загрязнителями окружающей среды при обустройстве газовых месторождений могут быть природные газы: метан, этан и др.; выхлопные газы газоперекачивающих агрегатов, одорант;

жидкости: пластовые воды, УВ конденсат, минеральные масла, метанол, диэтиленгликоль, органические кислоты, поверхностно-активные вещества.

Химические реагенты, применяемые для подготовки воды и чистки технологической аппаратуры, другие вещества (ртуть, применяемая в расходомерах); твердые компоненты (гидраты УВ, строительный мусор, гранитная крошка, загрязненные нефтепродуктами и т.п.).

В целях сокращения вредных выбросов в атмосферу и защиты окружающей среды проектами обустройства нефтяных месторождений, в том числе и с содержанием агрессивных компонентов в продукции скважин, предусматриваются следующие мероприятия:

- применение однострунной герметизированной системы сброса, транспорта и подготовки нефти и газа;
- исключение постоянных выбросов на факел сероводородсодержащих углеродных газов;
- проведение постоянного автоматического контроля содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны в местах максимально возможного их появления;
- автоматизация и телемеханизация технологических процессов, предусматривающая возможность аварийной ситуации;
- ввод ингибитора коррозии в продукцию скважин;
- применение коррозионно-стойкого нефтепромыслового оборудования;
- использование труб с утолщенной стенкой для строительства промысловых и технологических трубопроводов;
- прокладка трубопроводов должна осуществляться по возможности на малоценных или непригодных для сельскохозяйственных целей землях и лесах малоценных пород;
- очистка бытовых, производственных и дождевых сточных вод, внедрение замкнутых систем водного хозяйства, без сброса сточных вод в водоемы, организация оборотных циклов;
- утилизация очистных сточных вод путем их закачки в продуктивные горизонты с целью поддержания пластового давления;
- устройство обвалования по периметру одиночных скважин, кустов скважин или группы скважин, резервуаров для нефти;
- применение кустового метода бурения скважин;

- рациональное решение генерального плана площадки строительства;
- прокладка коммуникаций в коридорах , гидравлическое испытание их после монтажа, контроль сварки трубопроводов гамма - лучами;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов, замерных установок, сепараторов и других аппаратов, работающих под давлением, в дренажные емкости или на специальные свечи;
- сброс с помощью инвентарных металлических поддонов утечек нефти при подземном ремонте скважин и отвод в дренажную канализационную емкость.

Воздействие строительства нефтегазопромыслов на природные комплексы может носить постоянный и временный характер. Временное воздействие нефтегазопромыслового строительства происходит непосредственно в процессе производства работ. Факторами временного воздействия являются большое количество различных отходов, образующихся при производстве работ, шумы от строительной техники и транспортных средств, загрязнение водоемов, рек, озер при прокладке трубопроводов, вырубка леса.

Загрязнение и разрушение почвенного слоя может быть не только механическим и тепловым, но также микробиологическим, химическим, радиоактивным и радиохимическим.

Главными природоохранными мероприятиями, которые будут также служить и повышению надежности работы нефтегазопромысловых сооружений на участках развитых суффозионно-карстовых явлений, **могут быть:**

- непереносимое сохранение бронирующего чехла отложений на карстующихся породах;
- восстановление дернового покрова и растительности, т. е. искусственное создание благоприятных условий для поверхностного, а не грунтового стока;
- обязательная борьба с оврагами;
- укрепление склонов, проведение противооползневых мероприятий.

Важным фактором является организация экологического контроля функции и объемы работ должны быть возложены не только на службу экологического контроля, но и на другие контролирующие и инспектирующие организации (службы контроля качества строительно-монтажных работ, технадзора заказчика, авторский надзор на строительстве природоохранных объектов, общественные организации, общества и др.).

Эколого-хозяйственная эффективность рекультивации любых антропогенно нарушенных участков земель, в том числе загрязненных нефтью, определяется не количеством сдаваемых гектаров, а степенью восстановления на них исходных функций биогеоценоза, таких как, производство биологической продукции, депонирование углерода, выделение кислорода, биогенный круговорот веществ и др.

Серьезный недостаток заключается в отсутствии ранжирования предъявляемых требований по отношению к принимаемым участкам земель. Одни и те же критерии приемки и их значения установлены для всех без исключения рекультивируемых участков, уравнивая их, таким образом, друг с другом. При этом не учитывается, что большинство участков различаются между собой хотя бы по одному или нескольким характерным признакам: положению в ландшафте (склон, выровненная поверхность, бессточная котловина, стокообразующее болото и т. д.), почвенно-гидрологическим условиям (подзолы на дренированной песчаной поверхности, торфяные почвы на болотах верхового типа, аллювиальные почвы на затапливаемой пойме и т. д.), охранному статусу территории (водоохранная зона, территория обитания редких видов животных или произрастания ценных лесонасаждений, родовое угодье и т. д.) и/или давности нефтяного разлива (свежие - до 4-х лет, давние - от 4-х до 10 лет, старые - свыше 10 лет).

Допускается приемка рекультивированных участков земель с концентрациями углеводов в почвах, которые, в зависимости от типа почв, могут составлять от 20 до 80 г на 1 кг. Согласно научным данным концентрация нефти в почве всего 1-2% уже вызывает токсическое воздействие на почвенных животных и растительные организмы. Кроме того, в начале 90-х годов в действующих федеральных нормативных документах были установлены нормы высокого и очень высокого загрязнения почв нефтью с гораздо меньшими значениями содержания нефти, соответственно - 3 и 5 г на 1 кг почвы. Участки земель, на которых фиксируются подобные концентрации нефти в почвах, подлежат консервации с изъятием их из оборота.

Технологии рекультивации предусматривают активное воздействие на рекультивируемую поверхность загрязненных участков. При этом на них происходит радикальное преобразование микрорельефа исходного ландшафта, изменение почвенно-гидрологических условий, а также морфологической структуры и физико-химических свойств верхних горизонтов почвы. На территориях, где основная доля нефтяных разливов сосредоточена на болотах верхового типа, имеющих низкую устойчивость к механическому и химическому воздействию, применение в рекультивации традиционных сельскохозяйственных технологий приводит к деградации существующих болотных биогеоценозов. Большая часть нефтезагрязненных земель приходится на поверхность торфяных болот и именно этим обстоятельством обусловлена актуальность проблемы восстановления нефтезагрязненного биоценоза торфяных болот.

Цель рекультивации лесных и болотных почв – восстановление естественных сообществ (биоценоза).

Анализ зарубежного опыта восстановления нефтезагрязненных поверхностей торфяных болот также показывает, что приоритетными направлениями являются: локализация аварийных разливов и удалении значительных отложений нефти с использованием щадящих технологий.

Применение чрезвычайно активных методов (удаление загрязненной почвы, совмещенное удаление растительности и почвы, вымывание горячей водой под высоким давлением и др.) являются причиной задержки естественного процесса восстановления, могут резко изменить среду и увеличить период естественной рекультивации в несколько раз.

Стратегия рекультивации должна включать:

- максимально возможное удаление нефти с поверхности;
- локализация аварийных разливов с помощью засыпки пораженных участков воздушно-сухим торфом;
- ежегодный мониторинг рецидивных участков, с целью определения уровня содержания остаточной нефти, достаточного для сдачи таких земель контролирующим органам.

Логика технологии рекультивации нефтезагрязненных поверхностей торфяных залежей в неосушенном состоянии заключается в активизации существующих в нефтезагрязненном торфогенном слое микроорганизмов, количество которых обусловлено биохимическим процессом торфообразования, и значительно выше, чем у любых других почв. Сорбируя определенную часть нефти, слой воздушно-сухого торфа частично разгружает торфогенный слой залежи, одновременно давая ему возможность самовосстанавливаться.

Воздушно-сухой торф, наносимый на пораженный участок торфяной залежи, является пористой системой, в которой воздуха содержится на два порядка больше, чем твердого вещества, и в которой, также, содержится достаточно большое количество микроорганизмов, в том числе и окисляющих УВ сырьё. Специфические условия существования болотной растительности сделали ее более «агрессивной», значительно быстрее восстанавливающей поврежденный покров, чем растительность суходолов. Восстановившийся болотный биоценоз также будет в дальнейшем способствовать более интенсивному разложению остатков нефти.

Глоссарий (ключевые понятия)

Газ сепарации

Газ сепарации – газ, получаемый в процессе обработки пластового газа газоконденсатных залежей на газовом промысле в сепараторе. Его компонентный состав определяется на хроматографах.

В основном он состоит из метана 82...97%.

Газовое хранилище

Газовое хранилище – природная или искусственная емкость для резервирования больших объемов газа и регулирования его подачи в соответствии с неравномерностью газопотребления.

Газовый конденсат

Газовый конденсат представляет собой смесь углеводородов (метановых, нафтеновых, ароматических) широкого фракционного состава, содержащую механические примеси, воду, соли, сернистые и другие соединения, получаемые при разделении газожидкостной углеводородной смеси.

Газовый промысел

Газовый промысел – технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа с площади месторождения, а также обработки газа и конденсата с целью подготовки их к дальнейшей транспортировке.

Газовый сепаратор

Газовый сепаратор – аппарат для очистки газа от жидких и твердых механических примесей.

Газопотребление

Газопотребление – использование природного горючего газа промышленными и бытовыми объектами. Выделяют газопотребление бытовыми, коммунальными, промышленными объектами, электростанциями, связанное с отоплением и вентиляцией.

Газораспределительная сеть

Газораспределительная сеть – система наружных газопроводов от источника до ввода газа потребителям, а также сооружения и технические устройства на них.

Газораспределительная станция

Газораспределительная станция – комплекс установок и оборудования, предназначенных для регулирования давления газа (до уровня, безопасного для потребления) и распределения его по объектам (потребителям).

Газосборная сеть

Газосборная сеть – система газопроводов, предназначенная для сбора и транспортировки газа за счет его пластовой энергии от скважин на газосборные пункты и далее на головные сооружения магистрального газопровода. Газосборная сеть состоит из газопроводов от одной-двух скважин до установок комплексной подготовки газа или газосборного коллектора.

Газотранспортная система

Газотранспортная система – совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей.

Газохимический комплекс

Газохимический комплекс – предприятие по добыче и глубокой переработке многокомпонентного природного горючего газа. Создается на базе одного или группы месторождений природного газа. Комплекс включает газовые промыслы, газоперерабатывающие заводы, предприятия по транспорту газа, конденсата, серы и других компонентов, а также подземные хранилища для продуктов газопереработки. В отдельных случаях в него могут входить химические заводы по производству синтетических материалов и изделий из них.

Комплексная переработка минерального сырья

Комплексная переработка минерального сырья – это разделение природных ископаемых на конечные продукты с извлечением всех содержащихся в исходном сырье ценных компонентов, производство которых технически возможно и экономически целесообразно.

Компрессия

Компрессия – сжатие газа в результате силового воздействия на него, приводящее к уменьшению занимаемого газом объема, а также к повышению его давления и температуры.

Компрессорная станция

Компрессорная станция – предназначена для компримирования природного газа при его транспортировании и хранении. По виду выполняемых работ выделяют компрессорные станции (КС): головные; линейные; магистральных газопроводов; подземных газовых хранилищ; для закачки природного газа в пласт, а также дожимные (ДКС). Последние служат для обеспечения работы газового промысла в период компрессорной эксплуатации месторождения.

Компрессорная эксплуатация газового месторождения

Компрессорная эксплуатация газового месторождения – разработка месторождения с применением дожимных компрессорных станций. Начинается, когда пластовое давление становится недостаточным для подачи газа в магистральный газопровод (снижается до 5,5 МПа).

Компримирование

Компримирование – повышение давления газа с помощью компрессора.

Конденсатогазовый фактор (КГФ)

Конденсатогазовый фактор (КГФ) – содержание газового конденсата в продукции газоконденсатных скважин, равное отношению объема насыщенного конденсата к объему газа сепарации. Измеряется в кубических см на кубометр ($\text{см}^3/\text{м}^3$), объем газа при этом приводится к стандартным условиям. Определяют КГФ по насыщенному и стабилизированному конденсату на начало разработки залежи (начальный КГФ устанавливается в результате исследований скважин на газоконденсатность) и на каждом ее этапе (текущий КГФ определяется по результатам исследования процесса дифференциальной конденсации).

Конденсатопровод

Конденсатопровод – трубопровод для перекачки стабильного газового конденсата из района добычи на газоперерабатывающий завод или нефтехимический комбинат.

Консервация скважины

Консервация скважины – герметизация устья скважины на определенный период времени с целью сохранения ее ствола в процессе бурения либо после окончания бурения. Консервация проводится на непродолжительный срок (несколько месяцев) в процессе бурения при появлении в разрезе осложняющих горно-геологических условий, при кустовом бурении до окончания сооружения всех скважин в кусте, при освоении месторождений до обустройства промысла либо на длительные сроки – после обработки месторождения.

Магистральный газопровод

Магистральный газопровод – предназначен для транспортировки природного газа на значительные расстояния из районов добычи к пунктам потребления. Магистральный газопровод – один из основных элементов газотранспортной системы и главное звено Единой системы газоснабжения России.

Магистральный транспорт газонасыщенных жидкостей

Магистральный транспорт газонасыщенных жидкостей – трубопроводный транспорт смеси углеводородных газов, находящейся в однофазном жидком состоянии при рабочих значениях давления и температуры. В нефтяной и газовой промышленности газонасыщенными жидкостями являются нестабильная нефть, нестабильный конденсат, широкая фракция легких углеводородов и сжиженные газы (сжиженный природный газ, этан и пропанбутановые смеси).

Сжижение природного газа

Сжижение природного газа – перевод природного газа в жидкое состояние при температурах меньше критической.

Сжиженный природный газ

Сжиженный природный газ – криогенная жидкость, получаемая из природного газа охлаждением до температуры конденсации $-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Система размещения скважин

Система размещения скважин – площадное расположение забоев газовых скважин различного назначения для вскрытия ими продуктивной толщи. Это могут быть эксплуатационные, наблюдательные, специальные скважины и др. Система размещения разрабатывается на основе газогидродинамических расчетов и технико-экономического обоснования.

Система разработки месторождения природного газа

Система разработки месторождения природного газа – комплекс инженерных решений по технологии и техническим средствам извлечения углеводородов из недр и управлению этим процессом.

Системы сбора газа

Системы сбора газа – разветвленная сеть внутрипромысловых трубопроводов, соединяющих единичные скважины и кусты скважин с установками промысловой подготовки, и устройств, обеспечивающих надежное функционирование этой сети.

Скважина

Для проведения разведочных работ, а также добычи жидких и газообразных полезных ископаемых в толще земной коры бурятся цилиндрические углубления небольшого диаметра и значительной длины, которые называются буровыми скважинами. Буровые скважины могут проводиться как с поверхности, так и из подземных горных выработок и иметь различные пространственные формы (линейные, спиральные) и направления (вверх, вниз, горизонтальное, наклонное).

Скважины на подземных хранилищах газа

Скважины на подземных хранилищах газа обеспечивают оптимальный и безопасный технологический режим эксплуатации этих хранилищ.

Условное давление трубопровода

Условное давление трубопровода – критерий, определяющий технический уровень магистрального транспорта. В магистральном транспорте газа переход с давления 5,6 на 7,5 МПа означал качественный скачок в технологии и оборудовании.

Условное топливо

Условное топливо – единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления различных его видов.

Условный диаметр трубопровода

Условный диаметр трубопровода – размер поперечного сечения для магистрального газопровода, округляемый до ближайшей двузначной величины ($D_y = 500, 700, 1000, 1200$ и 1400 мм).

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) – комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых (ОСТ) и государственных (ГОСТ) стандартов. Сырьем УКПГ является природный газ газовых и газоконденсатных месторождений.

Фонтанная арматура

Фонтанная арматура – комплект устройств, монтируемый на устье фонтанирующей скважины для его герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками продукции скважины.

Планы Газпрома по добыче газа

В планах ОАО «Газпром» – увеличение уровня добычи газа к 2010 г. до 550–560 млрд. куб. м, в 2020 г. до 580–590 млрд. куб. м газа, а к 2030 г. до 610–630 млрд. куб. м.

Запланированный уровень добычи газа до 2010 года будет обеспечиваться за счет действующих и вводимых в разработку новых месторождений НадымПур-Тазовского региона: ЮжноРусского месторождения, неокомских залежей Заполярного и Песцового месторождений, Харвугинской площади Ямбургского месторождения, ачимовских залежей Уренгойского месторождения.

Экономическая целесообразность разработки месторождений в указанном регионе обусловлена близостью к существующей газотранспортной инфраструктуре.

После 2010 г. предполагается освоение новых стратегических районов газодобычи на полуострове Ямал, шельфе Баренцева моря, в акваториях Обской и Тазовской губ, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Большинство месторождений природного газа севера Тюменской области (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.) перешли в стадию падающей добычи, когда каждый дополнительный процент извлечения остаточных запасов газа связан с прогрессивно возрастающими затратами на подачу этого газа в магистральные газопроводы. В связи с этим остро встает проблема разработки комплекса технологий и технических средств, для ресурсосберегающего освоения и использования оставшегося углеводородного сырья.

На сеноманских залежах крупнейших месторождений Надым-Пур-Тазовского региона стоит проблема наличия обширных периферийных зон со значительными объемами газа, которые сопоставимы с запасами в зоне эксплуатации. Периферийные участки пласта недостаточно дренированы и имеют повышенное давление. При этом интенсивная эксплуатация центральных зон приводит к обводнению скважин, происходит разрушение призабойной зоны, интервалы перфорации перекрываются песчаными пробками. В связи с этим одной из приоритетных задач эксплуатации месторождений в период падающей добычи является дополнительное бурение эксплуатационных скважин. Это позволит снизить нагрузку на центральную часть зон месторождений и улучшить отработку периферии.

Период падающей добычи газа на месторождениях сопровождается значительным выносом с продукцией скважин пластовой минерализованной воды, что способствует коррозионной активности среды. Учитывая, что газопромысловое оборудование таких месторождений находится в эксплуатации десятки лет, остро встает проблема оценки технического состояния, обеспечения надежности и безопасной эксплуатации газопроводов и оборудования на стадии падающей добычи.

Проблема увеличения коррозионной активности частично решается с помощью ингибирования внутренней поверхности газопроводов. Для защиты от наружной коррозии применяют защитные покрытия, инертную засыпку траншей и станции катодной защиты.

Эксплуатация месторождений газа на завершающей стадии характеризуется увеличенным содержанием в газе механических примесей, солей, влаги и ингибиторов, которые поступают в технологическое оборудование. Наличие указанных включений в исходном газе приводит к отклонениям в работе технологического оборудования и как следствие, к понижению его эксплуатационной надежности, что ведет, в свою очередь, к ухудшению качества подготовки газа.

Качественная первичная сепарация пластового газа имеет существенное значение, так как ее показатели влияют на нагрузку установок по влаге, работу газоперекачивающих агрегатов и в целом на степень осушки газа. Падение пластового давления естественным путем приводит к снижению давления во всей газосборной сети, тем самым, ухудшая работу первичных систем очистки и осушки газа. Проблема усугубляется физическим и моральным износом оборудования на месторождениях с падающей добычей, поскольку они эксплуатируются продолжительные периоды времени. Кроме того, падение пластового давления вызывает увеличение влагосодержания газа, что делает проблему подготовки сырья к транспорту еще острее.

Наличие влаги в углеводородном сырье отрицательно влияет также на системы охлаждения газа после компримирования. При отрицательных температурах наружного воздуха, в теплообменных трубках секций аппаратов воздушного охлаждения происходит замерзание влаги, с образованием ледяных пробок, с последующим разрывом трубок, что зачастую приводит к аварийному останову оборудования.

Падение пластового давления вызывает проблему компримирования газа на газовых промыслах до необходимого давления и подачу его в магистральный газопровод. Эту задачу выполняют дожимные компрессорные станции, число работающих газоперекачивающих агрегатов на которых постоянно увеличивается. При этом возрастает и объем природного газа, затрачиваемого в качестве топлива для ГПА (газоперекачивающие агрегаты). На истощенных месторождениях на топливные нужды расходуется свыше 3% добытого газа.

Решить вышеперечисленные проблемы можно реализацией следующих основных мероприятий по реконструкции промышленной инфраструктуры при добыче низконапорного газа:

- добуривание скважин;
- увеличение мощностей по капремонту скважин;
- переобвязка газосборной сети;
- модернизация УКПГ и ДКС.

Переобвязка газосборных сетей осуществляется в целях исключения взаимовлияния по производительности друг на друга как скважин на кустовых площадках, так и отдельных зон месторождения (УКПГ) в целом. Скважины малой производительности группируются в кустах в один шлейф, а скважины более продуктивные – в другой.

Единая система газоснабжения

Единая система газоснабжения загружена полностью. Так, Газпром добыл в 2006 г. 556 млрд. куб. м природного газа. С учетом газа независимых производителей и производителей из государств Средней Азии в ЕСГ поступило всего 717,8 млрд. куб. м.

Уже сегодня пропускную способность ЕСГ нужно увеличить на 35 млрд. куб. м. Необходимо наращивать ее и в будущем. Это связано с перспективой увеличения добычи газа как Газпромом, так и другими компаниями. В Энергетической стратегии России предусмотрено, что к 2020 году независимые производители будут добывать до 170 млрд. куб. м газа. Это позволит удовлетворить платежеспособный спрос российских потребителей, выполнить международные обязательства России по поставкам природного газа, но с другой стороны значительно увеличит нагрузку на газотранспортную систему.

Выход на рынок КНР

Стратегия Газпрома как глобальной энергетической компании не может быть реализована без выхода на новые перспективные рынки. Значительный потенциал спроса на российский газ существует в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, прежде всего – в Китае.

Газ будет поступать в КНР из Единой системы газоснабжения России по двум маршрутам – западному, из районов традиционной российской газодобычи, и восточному – с месторождений острова Сахалин. Планируемый годовой объем поставок – 68 млрд. куб. м (30 млрд. куб. м – по западному маршруту и 38 млрд. куб. м – по восточному).

Газопровод (северные районы Тюменской области - СРТО), СРТО-Торжок

Этот газопровод - многониточная газотранспортная система «Уренгой – Надым – Перегребное – Ухта – Торжок» предназначен для поставки газа промышленным и коммунально-бытовым потребителям Северо-Западного региона России, а также обеспечения экспортных поставок по газопроводу «Ямал-Европа».

Транснациональный газопровод «Ямал-Европа»

Проходит по территории четырех стран – России, Белоруссии, Польши, Германии. В настоящее время общая протяженность газопровода составляет более 2 тыс. км. Здесь действуют 14 компрессорных станций, из которых на территории России находятся 3, в Белоруссии и Польше – по 5, в Германии – 1.

Строительство газопровода началось в 1994 г. в приграничных районах Германии и Польши, и уже в 1996 г. первые участки магистрали были введены в эксплуатацию. В 2006 году по газопроводу экспортировано более 30 млрд. куб. м. газа, в 2005 году – около 26,6 млрд. куб. м.

Газопровод «Голубой поток»

Важной экспортной артерией Газпрома стал газопровод «Голубой поток», введенный в эксплуатацию в конце 2002 г. и предназначенный для прямых поставок газа в Турцию по дну Черного моря. Пропускная способность газопровода – до 16 млрд. куб. м в год, и интенсивность его эксплуатации постоянно увеличивается. Так, если в 2005 г. по «Голубому потоку» было поставлено 5,1 млрд. куб. м газа, то в 2006 – около 7,5 млрд. куб. м. В период до 2025 г. по этой магистрали планируется экспортировать 311 млрд. куб. м газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Подорожников С. Ю. [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 260
- Земенков Ю. Д. и др. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа [Текст] : учебник для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки магистратуры "Нефтегазовое дело" - Тюмень : ТюмГНГУ, 2015.
- Каспарьянц Е. С. Промысловая подготовка нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
- Коротаев Ю. Г. Эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 1975.
- Коргунов Е. С., Едигаров С. Г. Промысловый транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1975.
- Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1985.
- Смирнов А. С. Сбор и подготовка газа на промыслах. – М.: Недра, 1981.
- Лутошкин Г. С., Дунюшкин И. И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Недра, 1985.
- Бобрицкий Н. В., Юфин В. А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1988.
- Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А. Физические методы переработки и использования газа: Учебное пособие. – М.: Недра, 1981.
- Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988.
- www.gazprom.ru
- www.nordstream.com