

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«Харьковский политехнический институт»

Фык М.И., Донской Д.Ф.

**Основы технологий, R&D проектирования
и
эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа**

**Конспект лекций с базовыми практическими упражнениями
и вопросами для тестирования**

Под общей редакцией докт. техн. наук., проф. Фыка И.М.

для студентов 5 и 6 курсов специальности 7.05030401 и 8.05030401
«Добыча нефти и газа»

Харьков 2016

УДК 665.6.001.2(075)

ББК 35.514.Я7

Ф 97

*Рекомендовано к изданию Решением Ученого совета факультета
«Технологии органических веществ» НТУ ХПИ, протокол №9 от 20.05.16*

Рецензенты:

В.В. Андреев, кандидат геол.-мин. наук, доцент ХНУ имени
В. Н. Каразина,

И.О. Лаврова, кандидат техн. наук, профессор НТУ «ХПИ»

Фык М.И., Донской Д.Ф.

Ф-97 Фык М.И., Донской Д.Ф. Основы технологий, R&D проектирования и эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа. Конспект лекций с базовыми практическими упражнениями и вопросами для тестирования / *Под общей редакцией докт. техн. наук., проф. Фык И. М.* Для студентов 5 и 6 курсов специальности 7.05030401 и 8.05030401 «Добыча нефти и газа»/ Фык М.И., Донской Д.Ф. – Харьков: НТУ «ХПИ»; ТО Эксклюзив, 2016. – 166 с. – На рус. яз.

ISBN 978-617-7204-31-1

Конспект лекций содержит основы теории R&D проектирования, формулы для расчета основных технологических параметров подземных хранилищ нефти и газа, а также основные принципы их эксплуатации. Конспект дополнен некоторыми примерами простейших технологических задач и вопросами для самоконтроля освоения материала.

Предназначен для студентов 5 и 6 курсов специальности 7.05030401 и 8.05030401 «Добыча нефти и газа» стационарной формы обучения для самостоятельной работы, при подготовке к практическим занятиям и при выполнении курсовых и дипломных проектов.

© Фык М.И., Донской Д.Ф., 2016

Введение

Система подземных хранилищ газа Прикарпатья. Развитие газовой промышленности на Западе Украины

Обеспечение Украины топливно-энергетическими ресурсами – одна из основных задач национальной экономики, без решения которой невозможно успешное осуществление социальных, экономических и научно-технических программ, направленных на сохранение государственной независимости.

Газовая промышленность Украины берет начало на Прикарпатье – одном из старейших нефтегазопромысловых регионов Европы. Первые попытки использования попутного газа нефтяных месторождений относятся к началу прошлого века, когда газ стали применять для отопления паровых котлов на буровых.

Газификация Украины естественным и сжиженным газом началась еще в начале 30-х годов XX века, в основном в районах Дрогобычской и Станиславской областей, и развивалась невысокими темпами. И только в 50-е годы XX века темпы газификации выросли.

Украина является крупнейшим в мире поставщиком природного газа. Проектная производительность газопроводной системы по входящим газопроводам на границе Украины составляет около 232 млрд. м³. Кроме того, через восток Украины проходит система газопроводов, которая дает возможность транспортировать газ на юг России до 30-50 млрд. м³ / год. Украина имеет возможность транспортировать более 120 млрд. м³ / год газа в Европу из России и более 30 млрд. м³ / год – на юг России.

История подземного хранения газа начинается в 1915 году, когда в Канаде было построено первое экспериментальное хранилище природного газа. Однако промыслового значения данное хранилище не имело.

История подземного хранения газа в Украине берет свое начало с 1964 года, когда было начато закачки газа в водоносные горизонты Олешивской структуры. На сегодняшний день в Украине эксплуатируется 13 подземных хранилищ газа. Общий объем газа составляет 35 млрд. м³, количество скважин – 1700, мощность КС – 550 тыс. кВт. Суточная максимальная производительность – 0,2 млрд. м³ газа.

Мировая практика свидетельствует, что потребление газа является неравномерным. Наибольшую проблему составляет сезонная неравномерность. Основная причина такой неравномерности – использование газа на отопление жилого и общественного сектора. Результаты научных исследований показывают, что наиболее эффективным и экономичным способом компенсации сезонной неравномерности газоснабжения является включение в систему газоснабжения крупных подземных хранилищ газа.

Основными функциями подземных хранилищ газа являются регулирование или компенсация сезонной неравномерности газопотребления, резервирование газа с целью повышения надежности газоснабжения потребителей. Результаты

научных исследований показывают, что для обеспечения надежной работы системы газоснабжения необходимо иметь резервы газа от 6 до 12% в зависимости от конкретных условий (от годового объема потребления). При применении ПХГ надежность газоснабжения значительно повышается. При отсутствии ПХГ и в случае аварии на магистральном газопроводе населенный пункт остается без газа.

При наличии ПХГ – даже в летний период – возможно снабжение газом из хранилища. Для западного региона Украины функция резервирования газа с целью обеспечения стабильных экспортных поставок считается одной из основных. Резервирование газа имеет стратегическое значение, создает условия для ритмичной работы всей системы газоснабжения – начиная с газовых промыслов, заканчивая потребителями газа. В случае наличия ПХГ эта система газоснабжения рассчитывается на постоянную среднегодовую производительность. Это позволяет уменьшить затраты на строительство магистрального газопровода, так как он рассчитывается на среднегодовую производительность, а не на максимальную производительность, и как следствие предусмотреть меньший диаметр трубопровода, по установке меньшего количества ГПА на КС.

Своим рождением газовая промышленность обязана нефтяной промышленности. Первые газовые месторождения были открыты случайно во время разведки на нефть. При бурении скважин на нефть некоторые из них неожиданно выбрасывали фонтан природного газа. На всех промыслах Прикарпатья – в Бориславе, Долине, Трускавце и других – добычу нефти сопровождал природный газ, который считался вредным и выпускался в воздух или сжигался. По приблизительным расчетам к 1916 г. только в одном Бориславе было утрачено около 5 млрд м³ газа. В конце 90-х годов XIX века некоторые бориславские фирмы начали использовать попутные газы для отопления. К котельным установкам были подведены трубопроводы, по которым газ подавался под собственным давлением. Однако, несмотря на очевидные преимущества газа, котельные на промыслах еще долгие годы отапливались нефтью.

Первый 700-метровый газопровод в Прикарпатья был построен в 1910 году бориславской фирмой «Камилла». Его проложили с промысла «Клаудиуш» в Дрогобыч, благодаря чему топки дрогобычских нефтеперерабатывающих заводов перевели на газ. Еще в XVII в. у села Дашава, у Стрыя, был замечен выход газа на поверхность земли. Это чудо природы поражало воображение крестьян. К огням, которые горели без дыма и копоти, они относились с уважением и опаской, потому что происхождение голубого огня оставалось для них тайной. Бурение в 1920 г. поисковой скважины на соль в районе Дашавы привело к открытию не соляных залежей, а газовых, причем с более значительными притоками газа, чем в Бориславе. Дебит скважины достигал 3210 м³ газа в сутки, а давление в газоносном горизонте составляло 60 атм. В 1921 г. Акционерное общество «Междугородные газопроводы» начало строительство первого газопровода для транспортировки природного газа с Дашавы в Стрый длиной 14,5 км и диаметром 175 мм. В этом году газопровод

продлили до Дрогобыча диаметром 225 мм и протяженностью 24,5 км. Еще одно месторождение газа было открыто около села Опары, расположенного в 20 км от Дрогобыча. По запасам газа оно было таким же, как и Дашавское. В 1933 г. фирма «Польмин» пробурила здесь первые скважины. Газовые залежи были обнаружены на глубине около 200 м. Первые Опарские скважины имели дебит по 400 тыс. м³ газа в сутки. Но буровые работы из-за кризиса велись такими же медленными темпами, как и в Дашаве. Только в 1937–1938 гг. их объемы выросли и буровики достались глубины 390–550 м. В результате поискового бурения удалось обнаружить два промышленно значимых горизонта в Опарах. Бурение шло медленно с применением ударного метода и в начале 1939 г. удалось пробурить, точнее продолбить, всего три скважины. Хотя бурение и оказалось результативным, но говорить о промышленной разработке скважин было преждевременно. Так, выход газа в первой из них, глубина 190 м, давление 0,1 МПа, был небольшим. Только в 1938 г. с третьей скважины «Опары – 3» с глубины около 393, 5 м было получено выход газа, который уже имел промысловое значение. Давление на головке скважины составило 4 МПа. В 1940 г. началась промышленная разработка Опарского месторождения, построен газопровод «Опары – Дрогобыч». В этом году с Опарского месторождения уже добыто было 27,2 млн м³ газа.

Во время Великой Отечественной войны нефтегазодобывающие предприятия не прекращали своей работы. Оккупационные власти создали во Львове предприятие «Karpaten L Aktiengesellschaft – Hauptverwaltung Lemberg» (Карпатское нефтяное акционерное общество – головное предприятие во Львове). Продолжались буровые работы на месторождениях, новые владельцы увеличили добычу газа с Дашавского и Опарского месторождений, начали добычу газа на Хидновицком месторождении. В 1941 – 1942 гг. для нужд оккупантов был построен газопровод высокого давления «Опары – Перемышль – Сталева Воля» диаметром 300 мм и длиной 210 км. Он стал первым в истории газовой промышленности Европы экспортным газопроводом, по которому с 1945 года до середины 70-х годов осуществлялись регулярные экспортные поставки газа в республику Польша. В послевоенный период, почти до 1949 г. включительно, на Опарском месторождении продолжались разведочные работы, благодаря которым было открыто еще четыре газоносных горизонта. Таким образом, на семи разведанных газовых горизонтах было пробурено 42 эксплуатационные скважины. Максимальной добычи газа было достигнуто в 1955 г. – 472 млн м³.

Опарский газопромысел, как и его история, остается в тени своего исторического предшественника – Дашавского месторождения. Месторождение по мощности было равнозначным Дашавскому (по состоянию на 01.01.2004 г. с Дашавского месторождения добыто 12,3 млрд м³, с Опарского – 12,7 млрд м³). В историю газовой промышленности Украины Опарский газопромысел вошел под номером 2 (такое названия он имел в соответствии со структурой Всесоюзного треста «Укргаз» в послевоенный период).

В конце 1950-х и в начале 60-х годов Украина была основным газодобывающим регионом бывшего Советского Союза. Удовлетворяя

потребность в природном газе как внутренних потребителей, потребителей России, Молдовы, Белоруссии, Литвы и Латвии, так и экспортных поставок, уже тогда в зимний период чувствовалось недостаточное снабжение газом крупных городов, в частности Львова, Москвы, Киева и др. Важность и необходимость создания подземного хранения газа для бесперебойного газоснабжения крупных промышленных центров была отмечена в постановлении Совета Министров СССР №719 от 8 июля 1959 года. Выполняя это постановление, начальник Главгаз О.К. Кортуннов издал приказ об ускорении работ по созданию подземных хранилищ газа в районах Москвы, Ленинграда и Киева. Из-за отсутствия вблизи этих городов производимых газовых месторождений было принято решение создавать подземные хранилища газа в водоносных структурах, в частности, для Киева: сначала в Олишевской, а затем в Червонопартизанской.

На первом этапе (1964–1970 гг.) велись опытно-промышленные работы по созданию ПХГ на базе упомянутых 2-х водоносных структур, расположенных в Черниговской области возле трассы газопровода ДКБМ (Дашава – Киев – Брянск – Москва).

Технологический проект исследовательских работ по созданию Олишевского ПХГ был разработан в московском институте «ВНИИГАЗ». Следующая работа по научному обеспечению реализации проекта и дальнейшего технологического проектирования осуществлялась Украинским научно-исследовательским институтом природных газов (УкрНИИгаз) в Харькове, где в 1964 году была создана лаборатория подземного хранения газа. Благодаря творческому сотрудничеству специалистов Харьковского института, Нежинской партии Союзбургаза, Киевского управления магистральных газопроводов и Укргазпрома впоследствии было создано упомянутое Олишевское ПХГ в практически горизонтальном (с наклоном 300) водоносном пласте, с активным объемом равным почти половине общего объема газа, что стало уникальным достижением в мировой практике сооружения ПХГ. Вторым в Украине хранилищем, созданным на базе водоносной структуры, стало Червонопартизанское ПХГ, нагнетание газа в которое начато в 1968 году. При этом первые 3 года нагнетание осуществлялось с помощью компрессорной станции, расположенной на соседнем Олишевском ПХГ.

Первый период развития подземного хранения газа в Украине практически совпадает с мировыми тенденциями в подземном хранении газа при проектировании и развитии крупных систем газоснабжения в США (штаты Иллинойс и Айова), во Франции (р-н Парижа и центр Франции), в России (около Москвы и Ленинграда), несколько позже в Латвии (около Риги), в Белоруссии (Осиповичи), в Узбекистане (около Ташкента).

Второй период создания ПХГ в Украине охватывает примерно 1969-1985 года. В этот период наряду с расширением упомянутых хранилищ начинается создание ПХГ на базе производимых залежей газовых месторождений, с использованием их для обеспечения надежности экспортных поставок газа в страны Центральной и Западной Европы и удовлетворения потребностей

газопотребляющих регионов Украины. В 1969 году впервые было проведено опытно-промышленное нагнетание газа в произведенные XIV-XV продуктивные горизонты Угерского месторождения. При этом был использован старый действующий фонд скважин и имеющееся оборудование, которое использовалось при разработке этого месторождения. Одновременно были начаты работы по проектированию (с целью создания и развития ПХГ) на Опарском газовом месторождении. Выбор упомянутых месторождений для первоочередного создания на их базе ПХГ был обоснован необходимостью обеспечения надежности растущего экспорта газа, размещением магистральных газопроводов в непосредственной близости от них (а самих месторождений от госграницы), а также истощением их запасов и достаточной величиной газонасыщенного объема пор для создания газохранилищ с активным объемом каждого до 2 и более млрд м³.

Основа технологического проектирования подземных газохранилищ в Украине на базе выработанных месторождений была заложена в начале 60-х гг. практически одновременно с проектированием ПХГ на базе водоносных структур. Так, еще в 1963 году в Дрогобычском ПКТИ под руководством инженера А.В. Солецкого был составлен «Проект разработки Дашавского газового месторождения» с учетом использования его для подземного хранения попутного газа с Долинского нефтегазового месторождения в условиях недостаточной подготовленности потребителей для его приема. В данном проекте предусматривалось нагнетание газа в выработку залежи Е и Г Дашавского месторождения. Этот задел был использован позднее, в 1973 году, когда по инициативе специалистов Стрыйского газопромышленного управления (ГПУ) Я.С. Кривко, И.М. Петрива, П. Натина, Р.Ф. Гимера и др. и львовских областных организаций было начато создание Дашавского ПХГ в выработанной залежи Г с целью обеспечения надежности газоснабжения местных потребителей. Технологическую схему создания ПХГ в залежи Г выполнено в ЦНДВР (цех научно-исследовательских и производственных работ) Стрыйского ГПУ под руководством инженера Р.Ф. Гимера с участием И.С. Павлюх и др. Позже, в 1974 г., уже в Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р.Ф. Гимера было запроектировано расширение Дашавского ПХГ за счет присоединения залежи Е и совместной эксплуатации двух залежей.

Технологическое проектирование упомянутых выше Угерского и Опарского ПХГ было осуществлено в 1968-1969 годах УкрНИИгазом под руководством д.т.н. П.Т. Шмыгли инженером Е.И. Федоровым и к.т.н. А.В. Барановым совместно с инженерами ЦНДВР Стрыйского ГПУ Р.Ф. Гимером, А.И. Ткачуком и Ю.С. Ключко. С созданием комплексной лаборатории, а с 1983 года – комплексного отделения во Львове, подразделение подземного хранения газа УкрНИИгаз в Харькове сосредоточил основное свое внимание на научном обеспечении развития подземного хранения газа в северных, восточных и южных областях Украины.

Третий период развития подземного хранения газа начинается с середины 80-х годов и продолжается до наших дней. Особенно большая работа была

проведена по значительному увеличению емкости ПХГ и отбора газа из них во второй половине 80-х годов. Для резкого увеличения объемов подземного хранения газа в Украине предусматривалось планом пробурить и запустить в эксплуатацию 1161 нагнетательно-добывающую скважину, ввести компрессорные цеха суммарной мощностью 355 МВт, увеличив активную емкость ПХГ на 19 млрд м³.

В условиях становления рыночных отношений система газоснабжения Украины надежно удовлетворяет спрос на газ согласно контрактам, своевременно поставляя потребителям необходимые объемы природного газа оговоренного качества при определенных давлениях в системе газопроводов. Эта задача реализуется с помощью сети подземных хранилищ газа Прикарпатья, которые дополняют друг друга с точки зрения обусловленных технологических параметров (активных объемов, производительности, продолжительности периодов закачки и отбора газа и др.). Подземные хранилища Дашава, Опары и Угерское (горизонты XIV-XV) соединены системами газопровода Ивацевичи – Долина и Киев – Запад Украины. Кроме того, они подключены к газопроводу Бильче-Волица – Долина, который, забирая газ из ПХГ Бильче-Волица – Угерское (горизонт XVI) и трех упомянутых, есть по сути газопроводом-коллектором. Через свое продолжение газопровод Долина – Богородчаны, он сочетается с магистральными газопроводами «Союз» и Уренгой – Помары – Ужгород.

Названные хранилища имеют возможность осушать газ, который из них отбирается, как на своих установках осушки, так и на установке в Долине. Общий активный объем газа в этих газохранилищах в 1990 году составил 10, 75 млрд м³, из них 7, 86 млрд м³ – для обеспечения объемов экспортных поставок (без учета резерва нераспределенного активного объема газа).

Наряду с приведенными технологическими особенностями подземные хранилища газа, образованные в истощенных месторождениях Прикарпатья, имеют свои геолого-технические особенности. Практически все они относятся к неоднородным (как по площади, так и по разрезу) коллекторам. В результате в низкопроницаемых частях залежей образуются так называемые "застойные" зоны газохранилищ, которые не принимают участия в работе при циклической эксплуатации газохранилищ, но которые создают потенциальный подпор и увеличивают, в результате, размер буферного объема газа.

Ниже приведены краткие технологические и геологические характеристики подземных хранилищ Прикарпатья (табл.1-3) [13].

Таблица 1. Основные параметры некоторых подземных хранилищ газов

Наименование ПХГ	Объем газа, млрд м ³			Геолого-физические параметры пласта				
	Общий	Активный	Буферный	Литология	Толщина h, м	Пористость M, %	Проницаемость k, Д	Давление P, кг/см ²
Калушское	0.4	0.2	0.2	ПК	12-18	20	1	87
Щелковское	3.0	1.3	1.7	СПК	6-15	20-29	1.2	89
Гатчинское	0.4	0.2	0.2	ПК	8-10	24	3.8	35
Куцевское	0.4	0.2	0.2	СПК	14-22	25	1.2	56
Инчукалнское	3.0	1.5	1.5	ПК	50	20	2	70
Червонопарти- занское	1.0	0.4	0.6	ПК+А	30	30	1.3	38
Дашавское	3.6	1.7	1.9	ПК	3-14	25	0.2-0.3	64
Угерско-Билче- Волицкое	27.9	17.6	10.3	СПК	180-200	5-31	0.2-2	104
Опарское	5.8	2.9	2.9	ПК+А	86(сумм)	16-18	0.11	90
Богородчанское	3.3	2.2	1.1	СПК	40-60	15-17	0.1-0.7	103
ПК-песчаник			СПК-сцементированный песчаник			А-алевролит		

Таблица 2. Развитие подземного хранения газа

Показатели	Тип ПХГ	1965–66 гг.	1970–71 гг.	1975–76 гг.	1979–80 гг.
Общий объем (Активный объем) Млрд м ³	В водоносных пластах	2.5 (1.03)	5.8 (2.32)	9.1 (3.51)	12.3 (4.95)
	В истощенных месторождениях	0.74 (0.138)	6.16 (2.16)	28.7 (6.87)	37.0 (13.9)
	В соляных пластах	–	0.035 (0.027)	0.076 (0.056)	0.167 (0.124)
Максимальный отбор газа, млн м ³ /сут.	Для всех типов	17.5	52.1	79.6	153.2
Число эксплуатационных скважин		130	330	926	1524
Мощность КС, тис. кВт		33.3	70.1	201.8	455.4

Таблица 3. Средние экономические показатели разных типов хранилищ

Тип газового хранилища	Удельные капитальные затраты, грн /1000 м ³	Приведенные затраты, грн /1000 м ³ год
Наземные стальные резервуары-газгольдеры	100–140	100–170
Полости в горных породах	50–150	30–50
В отложениях каменной соли	50–100	12–40
Пласт-коллектор:		
Водоносный пласт	15–40	6–10
Истощенные нефтяные и газовые месторождения	10–20	4–6

На территории Российской Федерации расположены 25 подземных хранилища газа с суммарной активной емкостью 65,2 млрд кубометров. В России эксплуатируются следующие ПХГ: Касимовское, Канчуринско-Мусинский комплекс, Северо-Ставропольские, Куцевское, Краснодарское, Гатчинское, Невское, Калужское, Щелковское, Увязовское, Карашурское, Самарские, Пунгинское, Совхозное, Саратовские.

Касимовское ПХГ – расположено в одноименном районе Рязанской области в 250 км южнее Москвы и находится в структурах Окско-Цнинского вала. Оно является в настоящее время крупнейшим в мире созданным в водоносном пласте и обеспечивает на 30-35% суточную потребность Москвы и Московской области, а также во многом решает вопросы газоснабжения Центрального района России. Активная емкость ПХГ составляет более 9 млрд. кубометров газа, количество эксплуатационных скважин – 287. Максимальная ежесуточная производительность в осеннее-зимний период достигает 100 млн кубометров газа, что сопоставимо с величиной суточного газопотребления Москвы.

Канчуринско-Мусинский комплекс ПХГ расположен в Республике Башкортостан и создан на базе отработанного газоконденсатного месторождения. В результате реконструкции, которая должна была завершиться в 2010 году, предусматривалось увеличение объема активного газа в комплексе ПХГ с 3,4 млрд кубометров до 5,5 млрд кубометров.

Северо-Ставропольское ПХГ расположено в Ставропольском крае и создано в истощенном газовом месторождении. Крупнейшее в мире Северо-Ставропольское ПХГ регулирует сезонную неравномерность поставок, обеспечивает газоснабжение потребителей Южного федерального округа, республик Закавказья, Украины и надежность экспортных поставок.

Кущевское ПХГ расположено на Северном Кавказе в Кущевском районе Краснодарского края в 200 км от Краснодара и создано в истощенном газовом месторождении.

Кроме того, Газпром хранит газ в ПХГ на территории Латвии, Германии, Австрии и Великобритании:

Подземное газовое хранилище (ПХГ) в Германии – Rehden. Активный объем – более 4 млрд кубометров (крупнейшее в Европе). ПХГ Jemgum. Активный объем – сравнительно малый.

Подземное газовое хранилище (ПХГ) в Австрия (федеральная земля Зальцбург) – Haidach. Активный объем – более 2,4. млрд кубометров, расположено в истощенном газовом месторождении.

Подземное газовое хранилище (ПХГ) в Англии – Saltfleetby. Активный объем – порядка 0,7 млрд кубометров.

В Латвии расположено Инчукалнское ПХГ. Оно находится к северо-востоку от г. Риги и создано в водоносном слое. Инчукалнское ПХГ является

единственным функционирующим хранилищем в странах Балтии и обеспечивающим стабильность газоснабжения региона. Объем составляет 4,46 млрд кубометров, из которых 2,32 млрд кубометров составляет активный, или регулярно отбираемый, природный газ.

Газпром арендует 75% газохранилища Humbley Grove на юге Великобритании, в Германии арендует мощности в ПХГ, принадлежащих фирме VNG, а в Австрии – мощности компании OMV.

Всего в Германии существует свыше сорока подземных хранилищ газа совокупной емкостью около 20 млрд кубометров. Все они находятся в частной собственности. E.ON Ruhrgas располагает мощностями примерно на 5 млрд кубометров. Крупнейшее ПХГ в Германии и Западной Европе Rehden (4,2 млрд кубометров) принадлежит компании WINGAS, совместному предприятию Газпрома и Wintershall.

В Италии существует 10 ПХГ, во Франции – 15, в Австрии – 5, в Нидерландах – 3.

Неравномерность потребления газа

Потребление газа бытовыми, коммунальными и промышленными потребителями носит неравномерный характер. [1]

Сезонные колебания потребления газа вызываются увеличением расхода газа на отопительные нужды в зимнее время. [1]

Суточные колебания расхода газа по дням недели происходят в результате изменения потребления газа в воскресные, праздничные дни, а также из-за изменения расхода газа на отопительные нужды. [1]

Часовая неравномерность расхода газа по часам суток вызывается: уменьшением потребления газа на бытовые нужды в ночное время; значительным сокращением потребления газа на промышленные нужды из-за сменности работы; неравномерностью потребления газа объектами коммунального хозяйства в течение суток. [1]

В качестве способов покрытия пика неравномерности потребления можно отметить следующие:

- подземное хранение газа;
- использование буферных потребителей;
- использование баз сжиженного газа (пропана и бутана) для получения пропан-воздушной смеси в часы пик;
- использование баз сжиженного природного газа (метана);
- создание резерва пропускной способности магистральных газопроводов и газовых промыслов;

- использование аккумулирующей емкости последних участков магистральных газопроводов;
- использование аккумулирующей способности самого магистрального газопровода на всей его протяженности. [1]

Для покрытия сезонной неравномерности потребления используются подземные хранилища. При резких понижениях температуры воздуха в отопительный период эффективно используется перевод крупных буферных потребителей на альтернативное топливо. Вблизи городов можно также сооружать подземные хранилища для сжиженных газов. Часовая неравномерность потребления газа компенсируется использованием аккумулирующей способности последних участков газопроводов, отводов магистральных газопроводов к крупным потребителям и промышленным районам. Значительная часть неравномерного расхода газа компенсируется за счет аккумулирующей способности разветвленной газораспределительной сети высокого давления в сельской местности. [1]

Технологические приемы проектирования ПХГ

Различают несколько этапов проектирования, которые в настоящее время применяются в мировой практике.

1 этап. Укрупненное концептуальное проектирование или R&D-проектирование. Как правило, это топовое проектирование, на уровне презентации возможностей компании. Предполагает краткую презентацию технологии, ресурсов, транспорта, экономики (укрупненно), а также освещение вопросов метрологии и измерений. R&D проект – это вывеска компании-проектировщика, за которой скрыт многодневный труд инженеров компании.

2 этап. Стадия проектирования. Предполагает презентацию пояснительной записки (ПЗ), технологический проект (ТП), технико-экономическое обоснование (ТЭО), эргономика – охрана труда (ОТ), вопросы техники безопасности (ТБ), пожарной безопасности (ПБ), гражданской обороны (ГО).

3 этап. Стадия рабочего проектирования. Предполагает создание рабочей документации (РД), разработки мероприятий по охране окружающей среды (ОВОС).

Все этапы проектирования связаны между собой, хотя и подразумевают наличие отдельного технического задания для каждого этапа.

Тема 1. Классификация хранилищ газов

Газообразные и жидкие продукты хранятся в наземных и подземных резервуарах. По виду хранимого вещества хранилища разделяются на хранилища жидкого и газообразного продукта (рис. 1.1). Такое разделение принимается в соответствии с агрегатным состоянием продукта, находящегося в хранилище. Если хранимый продукт при нормальных условиях находится в газообразном состоянии, а в соответствии с технологией эксплуатации хранилища он в процессе хранения находится в жидком состоянии, тогда хранилище относится к хранилищам жидкого продукта. Например, подземное хранилище сжиженных газов (пропан, бутан).

При нормальных условиях пропан и бутан находятся в газообразном состоянии, а при хранении их в подземных хранилищах при соответствующих термобарических условиях они находятся в жидком состоянии. В таких хранилищах все технологические операции – заполнение, хранение и отбор продукта осуществляются по технологиям, присущим хранилищам жидких продуктов. [2]

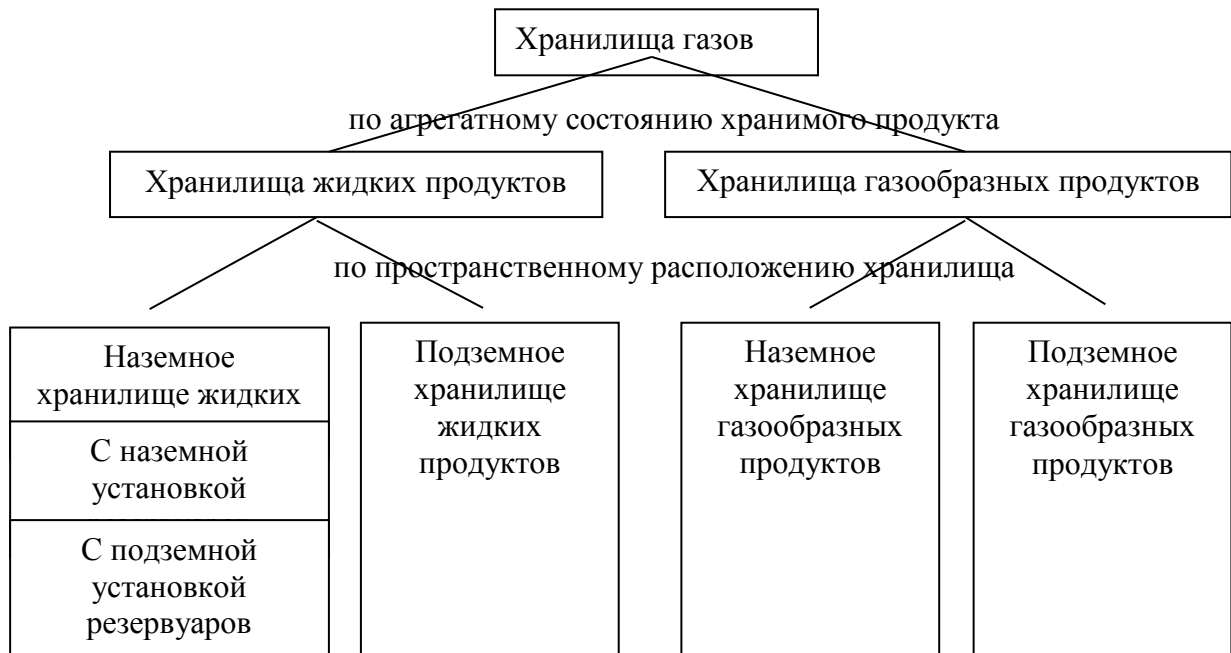


Рисунок 1.1. Классификация хранилищ газов

Наземные хранилища жидких нефтепродуктов, укомплектованные в основном металлическими резервуарами. [2]

Размещение резервуаров на площадке по отношению к уровню земли может быть выполнено с наземной или подземной установкой. Резервуар называется «с подземной установкой», когда наивысший уровень нефтепродукта в резервуаре находится не менее чем на 0,2 м ниже наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки хранилища. Также к подземной установке относятся резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допустимого наивысшего уровня нефтепродукта в резервуаре.

При хранении сжиженных углеводородных газов (пропан, бутан) этот размер увеличивается до 0,3 м. [2]

Резервуар называется «с наземной установкой», когда его днище находится на одном уровне или выше наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки в пределах 3 м от стенки резервуара. [2]

На рис. 1.2 представлены три варианта установки металлических резервуаров для хранения сжиженных газов на площадке их эксплуатации относительно уровня земли.

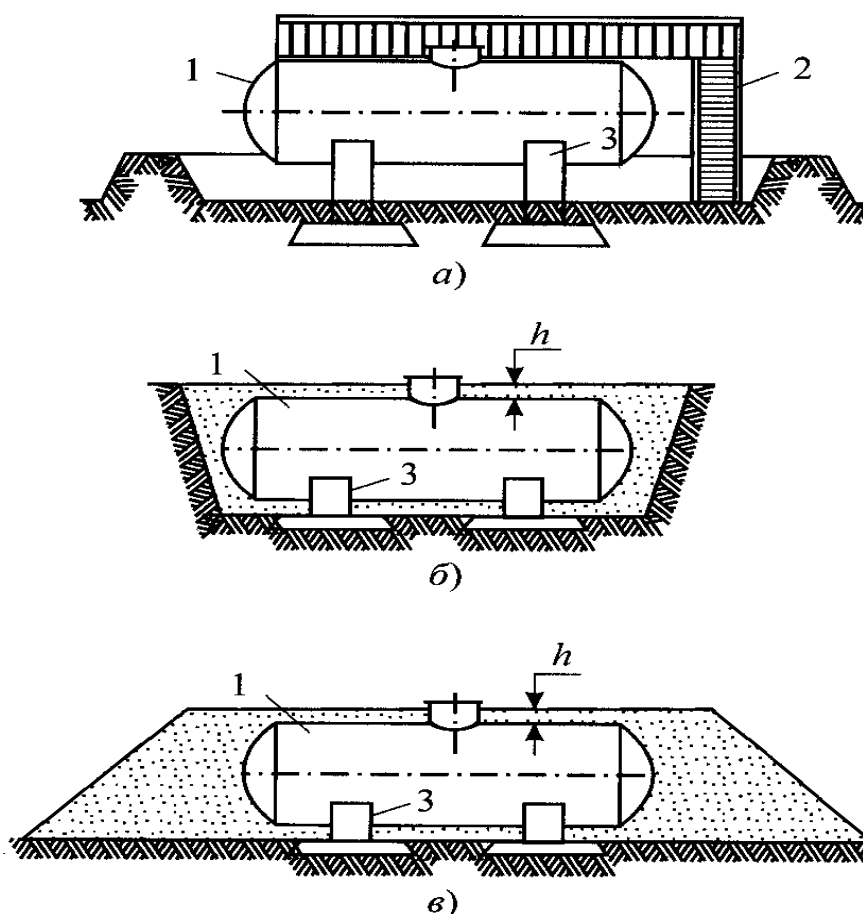


Рисунок 1.2. Схемы установки металлических цилиндрических резервуаров:

а) наземная; б) подземная; в) с засыпкой; 1 – резервуар; 2 – площадка для обслуживания; 3 – опоры резервуара

К наземным хранилищам газообразных продуктов относятся газгольдеры, стальные трубы и магистральные газопроводы. По избыточному давлению хранимого продукта газгольдеры разделяются на горизонтально-цилиндрические, вертикально-цилиндрические и сферические. По технологии эксплуатации различаются мокрые и сухие газгольдеры. [2]

Хранение газа под высоким давлением можно осуществить в стальных трубах. Трубчатые газгольдеры состоят из множества труб, имеющих общий или отдельный для каждой трубы коллектор закачки и отбора газа. [2]

Трубчатые газгольдеры можно использовать для перевозки сжатого газа. В этом случае используются специальные транспортные средства – автомобили, железнодорожные платформы, суда-танкеры. [2]

Конечный участок магистрального газопровода от последней компрессорной станции до ГРС можно использовать в качестве хранилища природного газа для регулирования суточной неравномерности газопотребления. [2]

Подземные хранилища жидких продуктов по экранирующим характеристикам горных пород, в которых они построены, разделяются на хранилища в непроницаемых горных породах, на хранилища в трещиноватых горных породах и на хранилища в проницаемых горных породах. Подземные хранилища жидких продуктов можно построить как в устойчивых, так и в неустойчивых горных породах. Строительство подземных выработок-емкостей можно осуществить методом растворения горных пород или же с применением механических способов выемки горных пород (горный способ). Эксплуатация таких хранилищ осуществляется взаимозамещением продуктов или насосным способом. [2]

Подземные хранилища газообразных продуктов строятся в пористых проницаемых горных породах (пески, песчаники, известняки, ангидриты и др.) и в непроницаемых горных породах (каменная соль, многолетнемерзлые породы, гипс, гранит, ангидрит, глина и др.). В соответствии со свойствами пород определяется способ строительства хранилища. Хранилища можно создавать, используя истощенные газовые, газоконденсатные или нефтяные месторождения, а также в водоносных структурах или непроницаемых горных породах методом растворения и горнопроходческим способом. В зависимости от свойств горных пород, в которых строятся хранилища, выбирается метод эксплуатации. [2].

Рассмотрим основные понятия и требования к объектам создания хранилищ в подземных полостях, поскольку это достаточно перспективный метод хранения углеводородов в так называемых «малых хранилищах».

Созданная в Украине сеть подземного хранения газа по своей активной емкости является достаточной для собственных нужд, а также может быть использована для нужд других стран, особенно для ближайших соседей и транзитных передач газа. Однако, для улучшения другого важного показателя – пиковой производительности – она требует дальнейшего совершенствования.

Во многих странах мира наряду с резервированием природного газа в пористых пластах широко развито хранение его также в подземных полостях.

Подземным хранилищем газа в полостях (пустотах) называется естественная или искусственно созданная полостная емкость в комплексе с подземным и наземным технологическим оборудованием для обеспечения приема, хранения и отбора газа.

Продукты для хранения в подземных полостях могут находиться как в газообразном (природный газ, этан, этилен, гелий, водород), так и в жидком состояниях (пропан, бутан, сжиженный природный газ, бензин, дизельное

топливо и т.д.). Подземные хранилища газа в полостях могут быть созданы в таких объектах:

- а) в отложениях каменной соли (массивы, пласты, штоки);
- б) в непроницаемых или практически непроницаемых горных породах (гипс, ангидрит, граниты, глины и т.д.);
- в) в заброшенных горных выработках (шахты, карьеры и т.д.);
- г) в плотных горных породах со специальными методами создания (ядерные взрывы и т.д.).

Среди всех типов подземных хранилищ в полостях непроницаемых горных пород подавляющее большинство составляют хранилища в отложениях каменной соли.

Отложения каменной соли имеют разное строение: массивы, купола, штоки, линзы и пласты различной толщины при различных углах падения. Для оценки пригодности объекта для сооружения и эксплуатации подземных хранилищ в залежах каменной соли проводится комплекс специальных разведывательных работ. При этом изучается имеющийся накопленный геологический материал, осуществляется бурение разведочных скважин, проводятся геофизические, гидрогеологические и карстовые исследования, отбираются керны для лабораторных исследований и т.п.

Критериями пригодности объекта для создания подземного хранилища газа определены следующие признаки: герметичность, прочность и устойчивость отложений соли, инертность в отношении продукта хранения, энергозатраты на размывание (с учетом содержания примесей).

Герметичность объекта зависит от свойств солей, тектоники, гидрогеологии, наличия карстовых явлений, посторонних включений.

Трещины в отложениях солей сохраняются за пластичность соли. На глубине пористость и проницаемость соли делают ее для продукта хранения практически непроницаемой. В пластовых месторождениях солей необходимо чтобы породы кровли и подошвы тоже были непроницаемыми, в противном случае при создании хранилищ необходимо специально оставлять защитные слои каменной соли в виде «целиков». Неблагоприятными тектоническими условиями, приводящими к нарушению герметичности, могут быть дизъюнктивные дислокации (сбросы, сдвиги и т.д.) в интервале закладки хранилища, слоистое строение соленосных толщ («полосатость соли»).

Карстовые явления тоже представляют опасность для герметичности, поскольку они проявляются в виде узких трубчатых ходов, скал, пор и полостей размерами иногда до десятка и более квадратных метров. Гидрогеологическая связь водоносных горизонтов с соленосной толщей может привести к размыванию каверн, которые могут стать путями утечки продуктов хранения.

Только всесторонний анализ результатов разведки, с учетом описанных явлений, позволяет сделать заключение о соблюдении герметичности создаваемого хранилища.

Большое значение при этом имеет прочность и устойчивость образованных полостей. Предел прочности чистой каменной соли на сжатие

составляет 250 – 300 кгс/см², а на некоторых месторождениях достигает 600 кгс/см². Предел прочности на изгиб составляет 25 – 40 кгс/см², а на растяжение – 5–16 кгс/см². Поскольку анизотропия, включения, тектонические нарушения и другие причины снижают прочность, то получение надежных исходных данных для определения формы и объема газохранилища осуществляется путем статистической обработки результатов испытаний цилиндрических образцов каменной соли. (Например, важны данные о том, что кривые распределения предела прочности каменной соли на сжатие по данным испытаний 1248 образцов соли Яр-Башкадакского месторождения, описываются логарифмически-нормальным законом).

Многолетняя эксплуатация подземных хранилищ свидетельствует, что каменная соль обладает высокими и надежными свойствами прочности и устойчивости. Для учета влияния рассеянных нерастворенных включений установлены нормы их разрешенного содержания в пластах, предназначенных для сооружения подземных хранилищ – не более 20%.

Инертность. Поскольку в хранилищах продукты хранения находятся в прямом контакте с горными породами, возникает необходимость их взаимной инертности, то есть отсутствия химического взаимодействия между ними. В процессе хранения не должны меняться физико-химические и товарные свойства продуктов хранения и физико-механические и прочностные свойства пород, слагающих стенки хранилища. Для этого в лабораторных условиях, с заранее заданными, гораздо более благоприятными от натуральных, параметрами, проводятся специальные исследования по определению качества сжиженных газов и нефтепродуктов после их хранения в контакте с каменной солью, рассолом и породами, представляющими собой включения в каменной соли. В лабораторных исследованиях удельная поверхность контакта соли с продуктами хранения увеличивалась в десятки раз, осуществлялось непрерывное перемешивание продукта, он контактировал с образцами каменной соли, давление и температура тоже превышали натурные значения и тому подобное. В результате многочисленных опытов установлено, что товарные и физико-химические свойства продуктов хранения, а также свойства соли практически остались неизменными. Таким образом, лабораторным путем подтверждена возможность хранения газов и жидких углеводородов в отложениях каменной соли и, вероятно, и в других горных породах.

Максимальное содержание нерастворимых включений в каменной соли не должно превышать 35%. Их толщина должна быть не более 3 м, иначе это усложняет технологию сооружения хранилища.

Рассмотрим технологии создания подземных резервуаров и схемы эксплуатации хранилищ в отложениях каменной соли.

Образование искусственных пустот – емкостей для хранения газа в каменной соли – осуществляется размыванием ее пресной или слабо-минерализованной водой. Для водообеспечения используют воду с поверхности водоемов и рек, подземные воды. Самым экономичным способом извлечения рассола является его утилизация на

рассолопотребляющем предприятии, в случае его близкого расположения, а определяющим фактором является химический состав получаемого рассола. При закачке рассола в недра его химический состав должен быть совместимым с пластовыми водами, а поглощающий горизонт иметь достаточную упругость для приема рассола в течение всего периода строительства хранилища.

Максимально допустимое давление в подземном резервуаре зависит от плотности породы, залегающей выше кровли резервуара, интенсивности касательных напряжений, соответствующие границы длительной прочности, глубины заложения резервуара.

Освоены различные технологии создания подземных резервуаров.

– Послойная технология используется при ограниченной толщине пласта и для получения рассола высокой концентрации (при наличии значительной толщины используют сближенный противоток).

– Технология с накоплением нерастворителя используется при сооружении резервуаров в пластах каменной соли различной толщины. Она дает возможность формировать потолочину выработки заданной формы.

Нерастворитель – жидкий или газообразный продукт, легче воды и химически нейтральный к соли и ее водным растворам. Для создания емкостей с заданными формой и размерами разработаны специальные процессы размывания, с применением или без применения нерастворителя. В качестве жидких растворов используют нефть, дизельное топливо, сжиженный газ, а в качестве газообразных нерастворителей – воздух, природный газ, инертные газы. Нерастворитель предназначается для изоляции половицы и других участков поверхности каменной соли в верхней части выработки, растворение которой на данном этапе нежелательно.

– При комбинированной технологии, которая дает возможность формировать емкость проектных размеров и получать высококонцентрированный рассол, нижняя часть выработки создается послойной технологией, а верхняя – по технологии с накоплением растворителя.

С применением энергии затопленных струй (разновидности прямоточного режима, с подачей растворителя в выработку с помощью специальных насадок, которые формируют струю заданной геометрии и обеспечивают турбулизацию потока в нижней части выработки) сооружаются емкости сравнительно небольшого объема. Существуют два метода размывания:

– Циркуляционный – осуществляется нагнетанием пресной или слабо-минерализованной воды и вытеснением на поверхность насыщенного раствора (для нагнетания и отбора используются одна, две или более скважин);

– Струйный (или орошения) – осуществляется с помощью воды в незаполненном жидкостью пространстве, с подачей рассола на поверхность погружными насосами или вытеснением его сжатым воздухом.

Циркуляционный метод основан на способности соли растворяться во время размывания ее поверхности пресной или слабоминерализованной водой. Каменная соль отличается высокой растворимостью в пресной воде: в 1 м³ воды при температуре 20° С может раствориться 358 кг соли. Для образования 1 м³ емкости требуется в среднем 6–7 м³ воды.

Особенностью протекания процесса при неразрывном течении растворителя является интенсивное размывание половицы емкости по сравнению с боковыми стенками и особенно днища (подошвы пласта) емкости. Экспериментальными исследованиями, проведенными в институте ВНИИПромгаз (Москва) установлено, что линейная скорость размывания поверхности создаваемой емкости уменьшается от 0, 7–0, 6 см/ч у потолка до 0, 06–0, 12 см/ч у днища, то есть в 8–10 раз.

Особенность описанного процесса размывания соли в подземной емкости приводит к закономерной тенденции образования конусообразных емкостей, с основанием конуса сверху. Такая форма емкости является нежелательной, поскольку может привести к обвалу половицы даже при небольших объемах. Из данных горной механики известно, что самыми прочными и устойчивыми формами горных выработок (искусственных пустот) являются сферические или сводчатые емкости.

Управление процессом размывания осуществляется изменением положения концов колонн труб, направления и скорости потоков растворителя, регулированием концентрации рассола на входе и выходе из емкости, перемещением контакта рассол – нерастворитель, а также интенсификацией растворимости соли.

Условия применения циркуляционного метода размывания существенно отличаются в массивах каменной соли и в местах ограниченной толщины. Если для первого случая использован многолетний опыт добычи каменной соли размыванием, то технология для сооружения подземного хранилища в пластах ограниченной толщины (5–30 м) начала разрабатываться только с начала 60-х годов прошлого века.

Струйный метод размывания основан на способности соли растворяться под действием потока воды. При этом смежный слой в зоне действия струи срывается и растворение соли осуществляется интенсивнее, чем при циркуляции растворителя. Управление струями обеспечивает получение камер заранее заданной формы, которые даже на значительных глубинах бывают устойчивыми при атмосферном давлении в них.

Этот метод размывания осуществляется следующим образом. На забой пробуренной до проектной глубины скважины спускают электро-погружной насос с колонной рассолоподнимающих труб. Водоподающая труба имеет по всей высоте создаваемой емкости отверстия с насадками. Размывание емкости происходит при орошении стенок исходящими из насадок струями. Водоподающую колонну обращают с одновременным регулированием напора струй. С применением струйного метода размывания диаметр камер составляет 15–20 м, а глубины таких емкостей достигают 300–500 м.

В процессе сооружения выработки-емкости производится непрерывный контроль технологических параметров: растворителя и рассола (концентрация, расход, температура, давление), нерастворителя (давление, объем в резервуаре). По концентрации и расходу рассчитываются масса поднятой на поверхность соли, приращение объема выработки и достигнутый объем. Для контроля положения уровня нерастворителя применяются геофизические методы, дающие возможность определить его уровень без подъема подвесных колонн. Для контроля выработки и ее объема используется звуколокация, осуществляемая излучателем-приемником ультразвуковых колебаний, по результатам которой корректируется регламент ее сооружения.

После окончания сооружения подземного резервуара проводятся его испытания на герметичность путем создания избыточного давления испытательной среды. Отдельно проверяется герметичность подвесной колонны труб, устьевой обвязки скважины с зацементированной обсадной колонной. Резервуары, предназначенные для хранения природного газа, должны быть испытаны метаном или азотом.

Самыми распространенными схемами эксплуатации хранилищ газа являются рассольная и безрассольная. При безрассольной схеме наземный комплекс ПХГ включает в себя компрессорную станцию для подачи воды и газа в подземные резервуары, узлы осушения, очистки и подогрева, измерения газа, систему ввода и регенерации ингибиторов гидратообразования. Рассольная схема предусматривает трубопровод и отбор газа по принципу вытеснения газа пенным рассолом при отборе и вытеснении газом рассола при заполнении резервуара.

Тема 2. Определение ПХГ. Аккумулирующая способность магистрального газопровода. Компрессорная станция – базовый технологический элемент ПХГ

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-емкостях, созданных в отложениях каменных солей. ПХГ предназначены для закачки, хранения и последующего отбора газа. ПХГ включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорные цеха. ПХГ сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных газопотребляющих центров для возможности оперативного покрытия пиковых расходов газа.

ПХГ создаются и используются с целью компенсации неравномерности (сезонной, недельной, суточной) газопотребления, а также для резервирования газа на случай аварий на газопроводах и для создания стратегических запасов газа.

Конечный участок магистрального газопровода работает в нестационарном режиме из-за изменяющегося отбора газа на ГРС. При отборе газа меньше его подачи на КС давление на участке будет возрастать с одновременным увеличением количества газа, т.е. конечный участок аккумулирует (накапливает) избыток газа. При достижении максимального рабочего давления в газопроводе его аккумулирующая способность исчерпывается. [1]

С погрешностью до 20% аккумулирующую способность конечного участка газопровода можно определить при режимах, соответствующих моменту окончания накопления газа в газопроводе, когда среднее давление и плотность будут максимальными $P_{cp.max}$ ($\rho_{cp.max}$), и при режимах, когда потребление газа уменьшается и становится равным среднечасовой подаче, когда среднее давление и плотность будут минимальными $P_{cp.min}$ ($\rho_{cp.min}$). [1]

Разница между количествами газа (ΔM , кг), находящимися в газопроводе в первом и во втором случаях, равна аккумулирующей способности газопровода

$$\Delta M = \frac{V_{уч} \cdot (P_{cp.max} - P_{cp.min})}{zRT} \quad (2.1)$$

где $V_{уч}$ — геометрический объем участка газопровода, m^3 . [1]

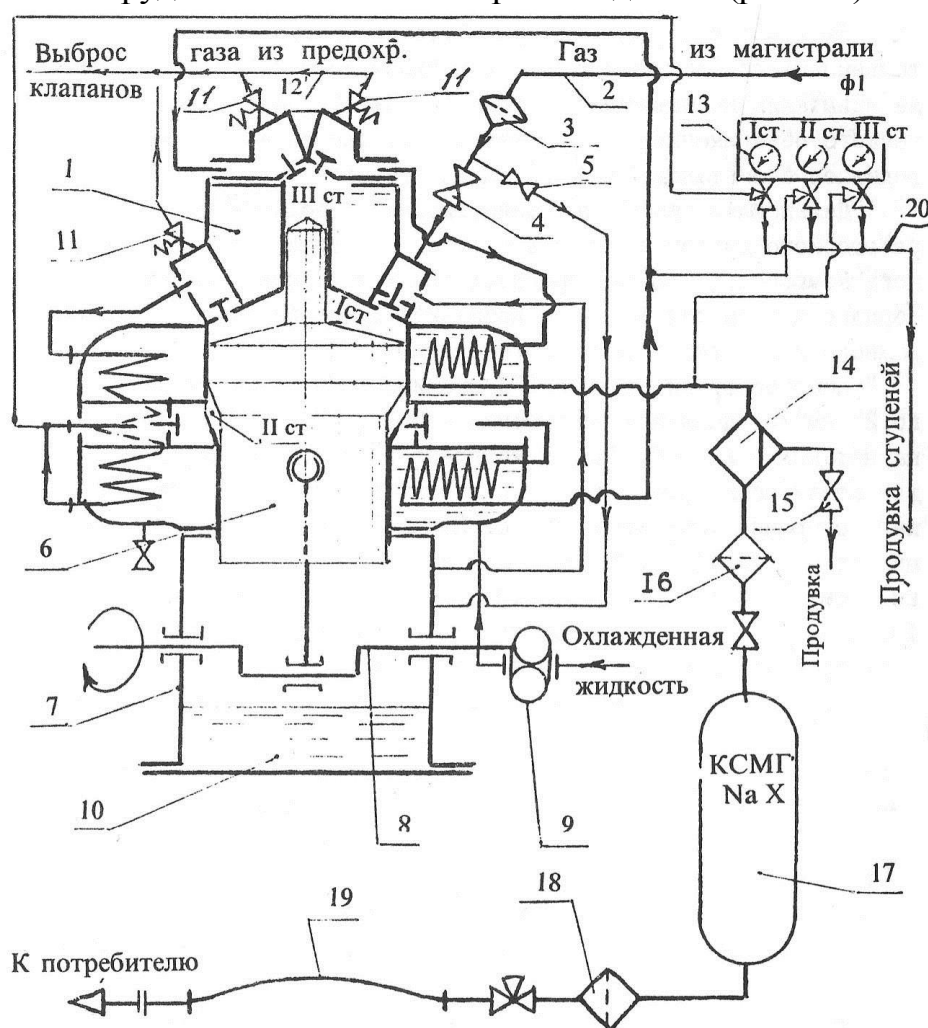
Количество газа, которое способен аккумулировать газопровод, определяется следующим образом. Определяется количество газа в газопроводе в момент окончания его накопления (давление газа максимальное) и количество газа в момент, когда отбор газа из газопровода становится равным среднесуточной подаче газа в городские сети (т.е. моменту начала накопления газа в газопроводе). Разница между количеством газа, находящегося в газопроводе в первом и во втором случаях, равна аккумулирующей способности газопровода. [2]

Аккумулирующий объем газопровода можно определить из уравнения:

$$Q = \frac{\pi \cdot D^2}{4} L \frac{T_0}{T} \frac{1}{P_0 z (P_{\text{ср. max}} - P_{\text{ср. min}})} \quad (2.2)$$

где D – диаметр газопровода, м; L – длина газопровода, м; $T_0 = 273$ К; T – температура газа, К; P_0 – атмосферное давление, МПа; $P_{\text{ср. max}}$ и $P_{\text{ср. min}}$ – средние давления в газопроводе соответственно, относящиеся к режимам с максимальными и минимальными давлениями, МПа. [2].

Основным энергопотребляющим и самым сложным (дорогостоящим) блоком ПХГ являются компрессорные станции (КС). Малогабаритная КС (чаще – поршневого типа) для ПХГ имеет достаточно простую конструкцию (рис. 2.1). Компрессорное оборудование может иметь разновидности (рис. 2.2).



1–компрессор; 2–газовая магистраль; 3–входной фильтр; 4–кран подачи газа в I-ю ступень; 5–кран подачи газа в картер компрессора; 6–дифференциальный поршень; 7–картер; 8–коленвал; 9–насос подачи охлаждающей жидкости; 10–смазывающее масло МС-20; 11–предохранительные клапаны; 12–блок выпуска газа из предохранительных клапанов; 13–щит манометров; 14–масло-влажностделитель; 15–вентиль продувки; 16, 18–фильтры; 17–осушитель; 19–заправочный гидрорукав высокого давления с "штыревым" наконечником; 20–блок продувки ступеней

Рисунок 2.1 Конструкция компрессорной станции

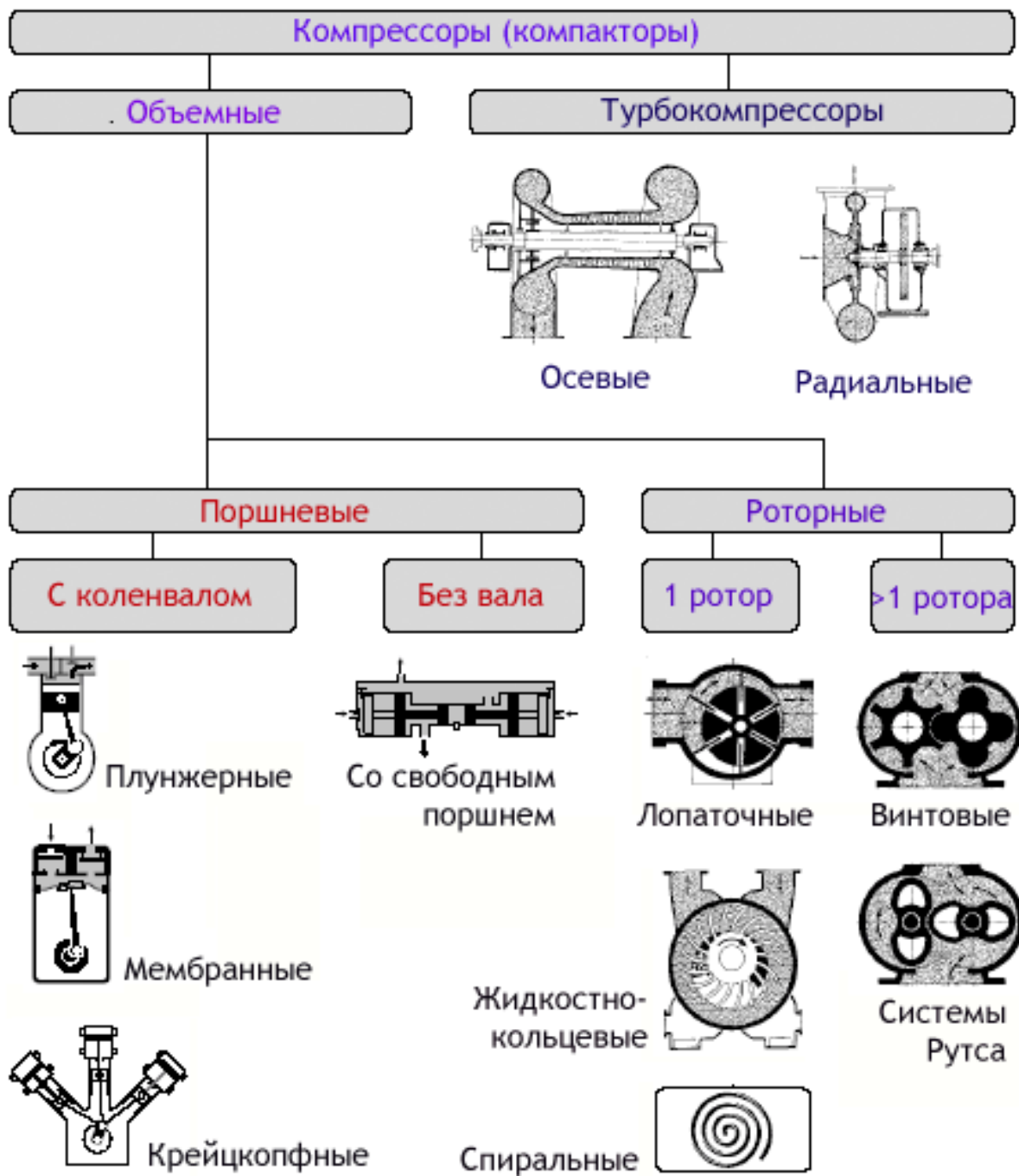


Рисунок 2.2. Разновидности компрессоров

Для инженера важно понимать базовые характеристики, которые требуется выдержать для успешной работы отраслевой технологии. ДКС или КС на ПХГ имеют также ряд ключевых технологически-режимных параметров (Таблицы 2.1. – 2.2).

Таблица 2.1. Основные характеристики компрессоров КС с газопоршневым приводом

Марка ГПА	Мощность, кВт	Частота вращения вала, мин ⁻¹	Число цилиндров двигателя	Наибольшее число цилиндров компрессора	КПД двигателя
ГМ-8	440	600	8	4	0,275
10ГКМ	735	300	10	5	0,226
10ГКН	1100	300	—	—	—
10ГКНА	1100	300	10	5	0,295
МК-8	2060	300	8	4	0,36
ДР-12	5500	330	12	6	0,36
6М-25*	4000	375	Электро-двигатель	6	0,96
КС-550**	400	600	8	4	0,275

ПРОДОЛЖЕНИЕ

Марка ГПА	Абсолютное давление, МПа		Подача газа, млн. м ³ /сут	Масса, т	Удельная площадь цеха, м ² /100 кВт
	всасывания	нагнетания			
ГМ-8	3–3,5	1,3–1,5	0,12–0,17	25,2	6,85
10ГКМ	2,5	5,5	0,55	58,5	—
10ГКН	—	—	—	65	5,13
10ГКНА	3–3,8	5,6	0,98–1,25	63,6	—
МК-8	2,5–4,3	5,6	1,54–5,28	126,8	3,2
ДР-12	3,5–4,5	5,5	8,04–13,3	270	2,7
6М-25*	0,25–0,45	5,6	0,68–0,87	110,6	—
КС-550**	0,40–0,45	6–6,4	0,07–0,08	56,9	—

* Поршневой компрессор с электроприводом.
 ** Автономная блочная компрессорная станция с ГМК типа ГМ-8.

Таблица 2.2. Техническая характеристика некоторых типов ГПА с газотурбинным приводом

Тип ГТУ	N_e^H , кВт	$T_{ВОЗД}^H$, К	k_N	k_t	Частота вращения вала, мин ⁻¹	
					n_{min}	n_{max}
ГПА-Ц-6, 3	6300	288	0,95	1,3	5740	8610
ГТК-10	10000	288	0,95	3,7	3300	5100
ГПУ-10	10000	298	0,95	3,7	3360	5300
ГТН-10И	10000	288	0,95	2,0	4550	6870
ГТК-16	16000	288	0,95	3,2	3500	4850
ГТН-16	16000	288	0,95	3,2	4400	6600
ГПА-Ц-16	16000	288	0,95	2,8	3430	5150
ГТН-25	25000	288	0,95	3,2	3500	3900
ГТН-25И	25000	288	0,95	2,2	3270	5100

Базовая технологическая схема КС показана на рис. 2.3. На местности КС ПХГ выглядит следующим образом (одна из типовых схем бывшего СНГ показана на рис. 2.4.).

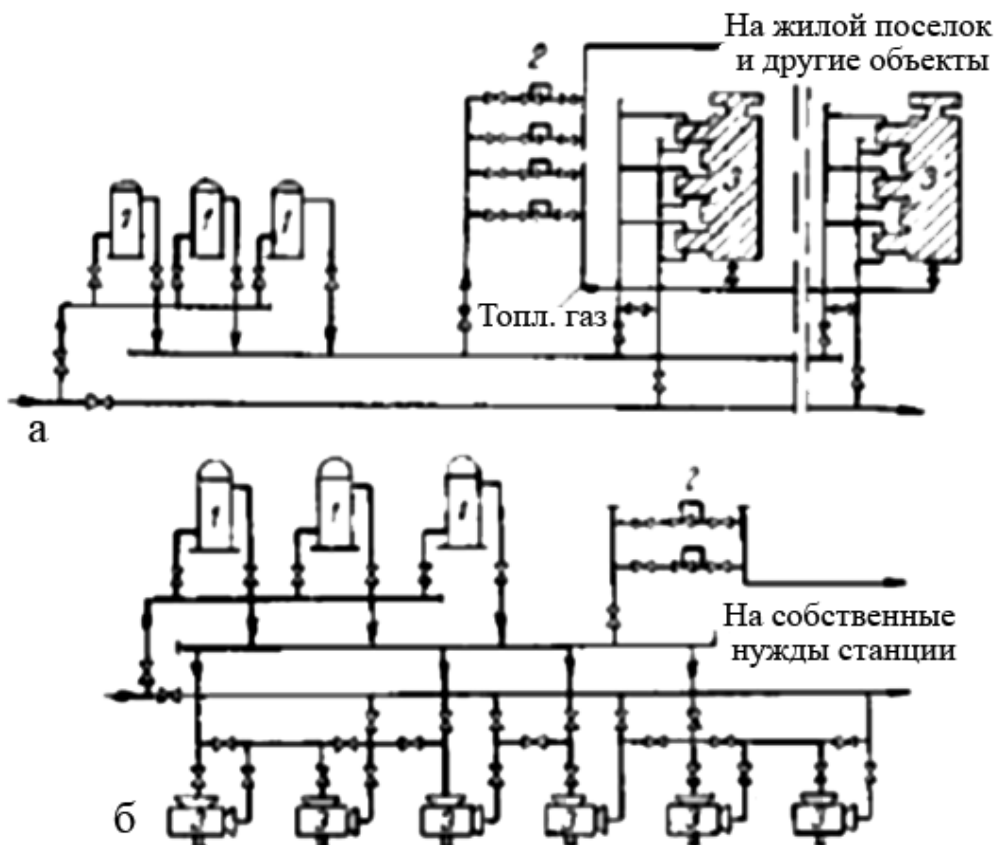


Рис. 2.3. Технологическая схема компрессорной станции с поршневыми газомоторными компрессорами (а) и центробежными нагнетателями (б).

1 – пылеуловители; 2 – установка редуцирования газа;
3 – газомотокомпрессор или центробежный нагнетатель.

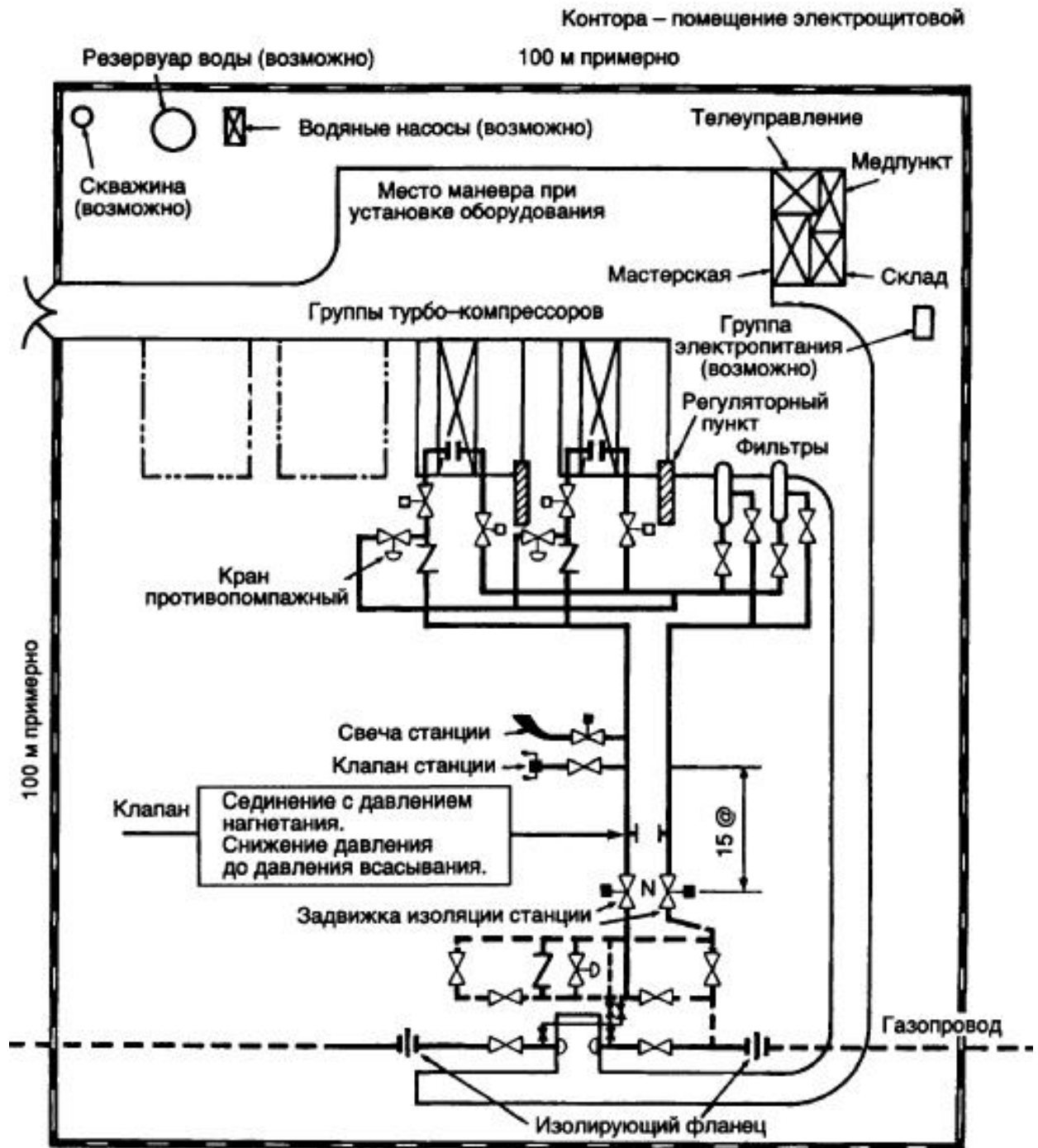


Рисунок 2.4 Вариант размещения оборудования КС на генеральном плане.

Тема 3. Общее устройство подземного хранилища газа

При транспортировании газа по магистральным трубопроводам от места его добычи к месту его потребления возникает несоответствие объемов добытого и потребленного газа. Обычно максимальная пропускная способность газопровода должна обеспечивать среднегодовую потребность в газе. Газ с промысла в магистральный газопровод подается в основном равномерно, в то время как газопотребление происходит неравномерно. Колебания расхода газа наблюдаются в течение суток, по дням недели, месяцам и сезонам года. Чередуются периоды минимального и максимального газопотребления: ночные часы с минимальным расходом газа и дневные часы с увеличением по сравнению со среднесуточным расходом (суточная неравномерность); воскресные дни с пониженным расходом против остальных дней недели (недельная неравномерность); летние месяцы с минимальным расходом и зимние месяцы с максимальным расходом (сезонная неравномерность).

Поступление газа с промыслов в газопровод в дни минимального газопотребления превышает газопотребление, и газопровод наполняется до максимально допустимого давления на выходе из компрессорной станции. В дни максимального газопотребления недостаток газа (по сравнению с поступлением его с газовых промыслов) возмещается из емкости газопровода.

Чтобы устранить сезонную неравномерность газопотребления, создают подземные хранилища природного газа для закачки в них излишков газа летом с последующим использованием его при необходимости зимой.

Подземное хранение газа дает возможность более полно использовать пропускную способность магистральных газопроводов, обеспечивает резерв газа в случае аварии, а также создает условия для более нормальной работы газовых промыслов и магистральных газопроводов.

На рис.3.1 показана схема подземного хранилища газа. Летом в подземные хранилища через скважины специальными компрессорными станциями, оборудованными газомоторными поршневыми компрессорами, закачивают газ в пласты, вытесняя воду и создавая большие объемы для накопления газа. Зимой газ через те же скважины под давлением пласта подается в городские сети.

Система сбора и распределения газа на подземном газохранилище представляет собой важное звено неразрывной цепи транспортировки газа от продуктивного пласта до потребителя. Величина потери давления на этом звене цепи учитывается в общем балансе давления в транспортировке, она существенно влияет на такие показатели как продолжительность эффективного процесса низкотемпературной сепарации в подготовке газа за счет дроссель-эффекта, продолжительность бескомпрессорного периода эксплуатации месторождения. Отметим, что обустройство газового промысла еще на начальной стадии становления научных основ разработки газовых месторождений считалось одним из составляющих элементов системы разработки, наряду с числом и расположением скважин, последовательностью

ввода их в эксплуатацию, технологическими режимами отдельных скважин и залежей в общем, выбором основных элементов конструкций скважин.

В отличие от газопромышленной системы сбора газа, которая имеет одностороннее направление движения газа от скважин месторождения до входа в газотранспортную систему, движение газа по внутренней системе транспортировки газа на подземных газохранилищах двустороннее.

В период отбора газа движение его, по аналогии с внутренней транспортной системой на газовых промыслах, направляется от скважин к выходу из хранилища, а в период нагнетания газа – в обратном направлении – от входа в хранилище к скважинам. В первом случае осуществляется отбор газа для последующей его транспортировки, во втором – распределение газа, поступившего из газотранспортной системы по внутренней системе к скважинам.

Первый процесс представляет собой составную часть отбора газа, а второй – его распределения. Поэтому функционирующая на подземном хранилище газа внутренняя газотранспортная система называется *сборно-распределительной*.

Таким образом, сбор газа представляет собой технологический процесс внутрипромысловой транспортировки газа в подземное хранилище от скважин до установок его подготовки для дальнейшей транспортировки, а распределение газа – технологический процесс внутренней транспортировки газа от пунктов передачи его по транспортной системе в нагнетательно-эксплуатационные и нагнетательные скважины.

Сборно-распределительная система представляет собой разветвленную сеть внутренних газопроводов, соединяющих нагнетательно-эксплуатационные скважины или их группы с пунктами сбора и распределения, а также устройства, обеспечивающие надежное функционирование сети. К сборно-распределительной системе относятся также системы периодической чистки полостей газопроводов от жидких и твердых загрязнений, приустьевые подогреватели, системы контрольно-измерительных приборов для измерения температуры, давления, дебита скважин, температуры вдоль шлейфов, системы ввода ингибиторов для предотвращения гидратообразования и тому подобное.

Внутренние газопроводы на подземных газохранилищах подразделяются на шлейфы и коллекторы. Шлейфы – газопроводы, которые начинаются от скважин и заканчиваются на входе в групповой пункт или врезкой в газосборные коллекторы (аналогичные трубопроводы в нефтяной промышленности называют сбросовыми или нагнетательными линиями). Если в скважине одновременно и раздельно эксплуатируются два или более продуктивных горизонта, желательно от каждого из них прокладывать отдельный шлейф.

В технологической схеме подземных газохранилищ существуют внутренние газопроводы, к которым присоединяются шлейфы (коллекторы) от отдельных скважин для дальнейшей совместной транспортировки продукции в групповые пункты сбора и распределения газа. Коллекторами называют также трубопроводы от промежуточных газосборно-

распределительных пунктов до головных сооружений, на которых проводится централизованная подготовка газа. Газосборно-распределительные коллекторы – газопроводы, которые работают с увеличением прихода газа на пути движения его от скважин или промежуточных пунктов во время его отбора и уменьшением расхода газа к этим пунктам и скважин при его нагнетании. Для сбалансирования скорости движения в них они имеют телескопическую конструкцию.

Присущие системе сбора и распределения газа изменения направления движения газа, в зависимости от периодов эксплуатации хранилища, требуют повышенного внимания к технологии подготовки газа, особенно в период его нагнетания. В нейтральный период, предшествующий периоду нагнетания газа, с целью недопущения загрязнения призабойных зон скважин, в обязательном порядке проводится тщательная очистка шлейфов и коллекторов.

Коллектора оснащаются линейными отключающими кранами, которые размещаются на определенном интервале друг от друга. Это позволяет осуществлять ремонт отдельных участков без выпуска газа из всего коллектора, а в случае кольцевого коллектора – без прекращения транспортировки газа.

Эти устройства используются также для удаления влаги и других жидких, а также твердых примесей, которые могут выпадать из газа в коллекторах, в пониженных (по рельефу) участках из водоотделителей, которые периодически продуваются.

Шлейфы и коллекторы укладываются подземно на глубину промерзания грунта, но не менее чем на 0,7 м от поверхности земли. Меньшая глубина заложения трубопроводов недопустима, поскольку действие от нагрузки автомашин, тракторов и других механизмов на территории газохранилища может привести к повреждению элементов труб и даже к авариям.

С целью защиты коллекторов и шлейфов от коррозионного разрушения на подземных хранилищах газа применяется катодная защита. В комплексе с катодной защитой применяются так называемые изолирующие фланцевые соединения. Они предотвращают перетекание электрического тока от одного участка трубопровода к другому и на заземленные элементы и снижают потери электроэнергии, особенно в условиях значительной перегруженности катодных установок. Они также предотвращают стекание защитных потенциалов через технологическое заземление оборудования.

Как пример, заслуживают внимания изолирующие фланцы, разработанные НИПИ ОАО «Укрнафта». Для внутренних газопроводов ПХГ можно рекомендовать такие изолирующие фланцы типа ИФН: ИФН 100/16 (Dy 100 на давление 16 МПа), ИФН 100/20 ИФН 150/16 и ИФН 200/16.

В качестве материала для изолирующего кольца между фланцами используется фторопласт. С целью сохранения в процессе эксплуатации гарантированных заводом-производителем электрических и механических характеристик изолирующее фланцевое соединение выполняют в виде моноблока с монтажными патрубками, что позволяет не разбирать его при сварке с трубопроводом.

Создание хранилища базируется на использовании природной способности приема микроскопическими пустотами, существующими в естественном состоянии в подземных пористых и проницаемых отложениях (пласт-резервуар, пласт-коллектор). Эти пустоты или поры заполнены пластовой водой, пресной или минерализованной. Создание хранилища состоит в частичном вытеснении газом воды из верхней зоны ловушки на периферию (рис.3.1. и рис.3.2).

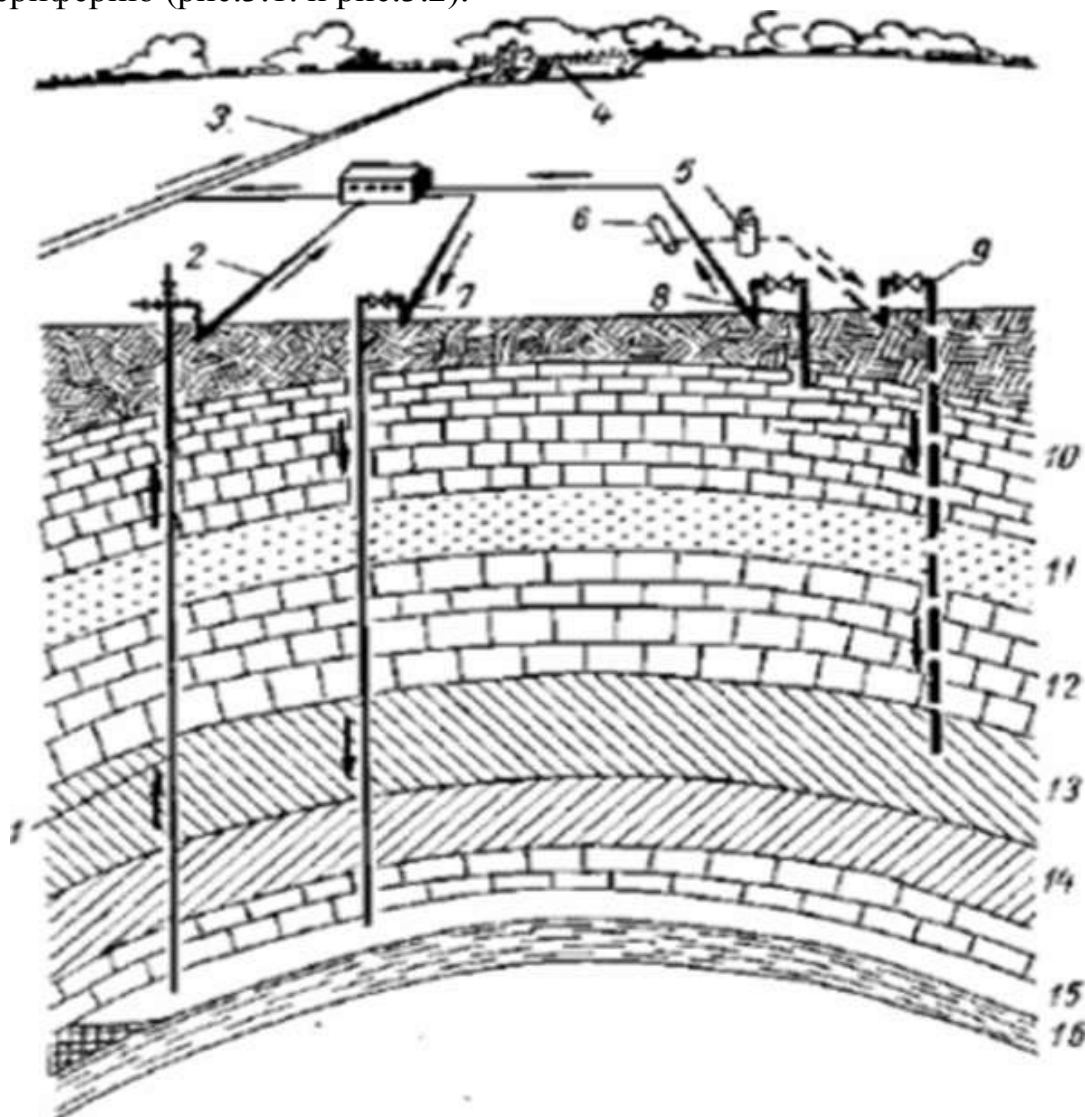


Рисунок 3.1. Схема подземного хранилища газа

1 – скважина для отбора газа из хранилища; 2 – линия подачи газа потребителям; 3 – магистральный газопровод; 4 – компрессорная станция; 5 – насос для подачи воды в пласт; 6 – водозаборный колодец; 7 – скважина для закачки газа в хранилище; 8 – скважина для сбора утекающего газа; 9 – скважина для закачки воды в пласт; 10 – известняк; 11 – песчаник; 12 – известняк; 13, 14 – глинистые отложения; 15 – пористый песчаник; 16 – глинистые отложения.

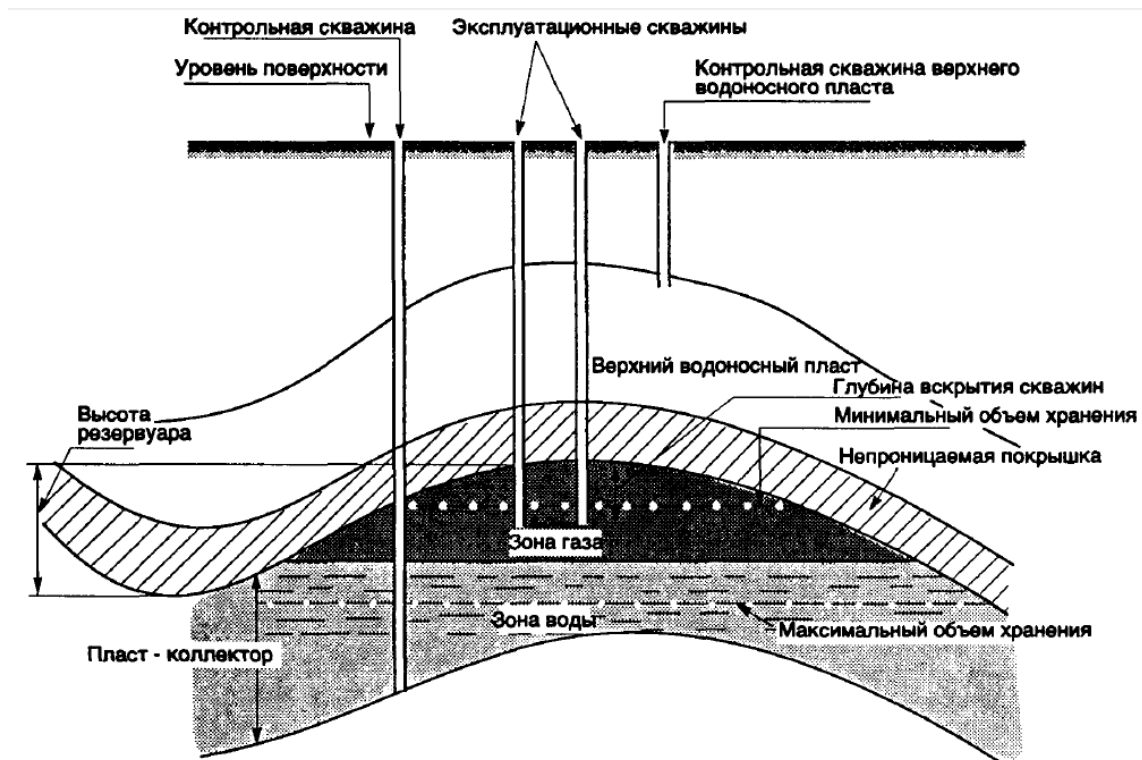


Рисунок 3.2. Геологическая схема организации ПХГ в разрезе

Необходимо, чтобы в одном и том же месте имели место следующие геологические факторы:

- структура в виде свода, имеющая непроницаемый экран, достаточный, чтобы гарантировать необходимую емкость хранения;
- пласт породы, обладающей достаточными пористостью и проницаемостью, чтобы обеспечить желаемые емкость и продуктивность;
- комплекс непроницаемых пород – покрывку, перекрывающий этот резервуар, для исключения вертикальной миграции газа.

Как выглядит в натуре организация сбора и транспорта газа на ПХГ показано на рис.3.3 и рис.3.4.

Природный газ магистрального газопровода 1 (см.рис.3.4) 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 покрывкой 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.

Для полноты изложения, нужно учесть, что на реальной станции присутствуют ещё котельная, собственная водокачка с артезианскими скважинами, станции очистки питьевой воды, система канализации, система пожаротушения, электрохозяйство — часто с собственной резервной электростанцией, склады, мастерские, автохозяйство с десятком специальных машин и тракторов, участок буровых работ со своими буровыми вышками... Таким образом, даже небольшое ПХГ похоже на завод средней величины.

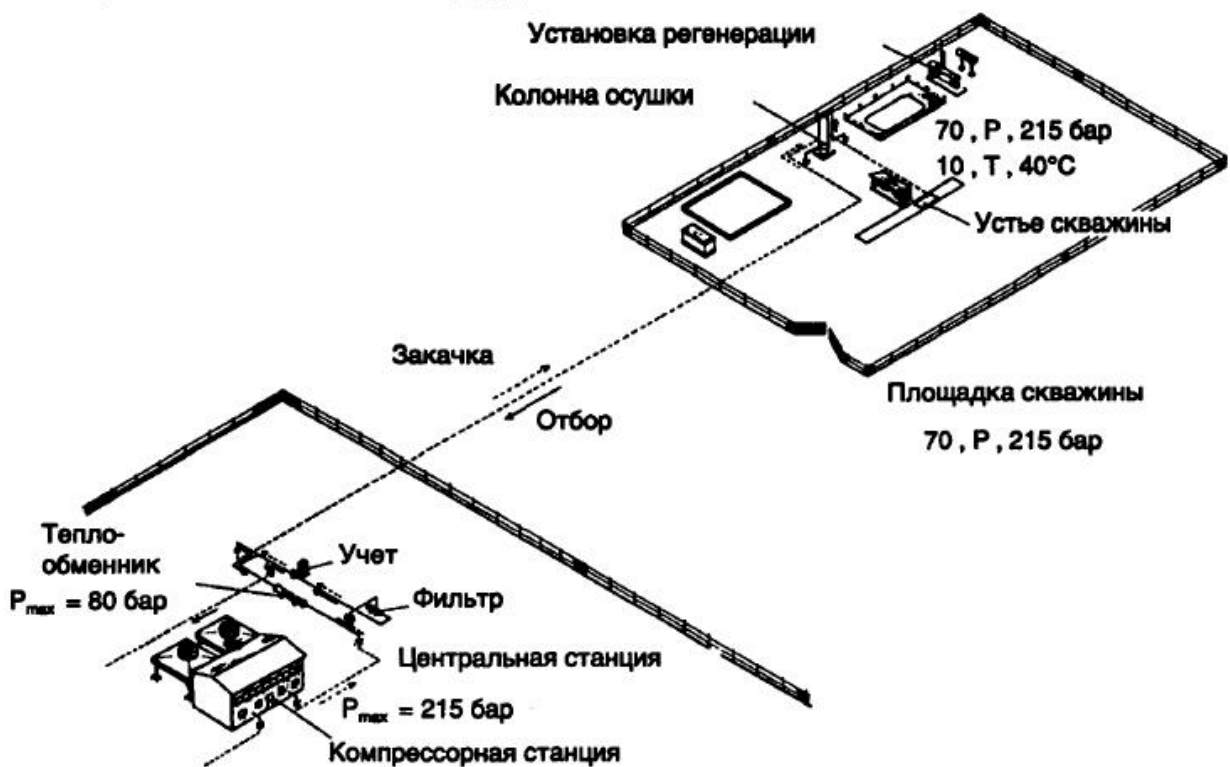


Рисунок 3.3 Принцип организации закачки и отбора ПХГ

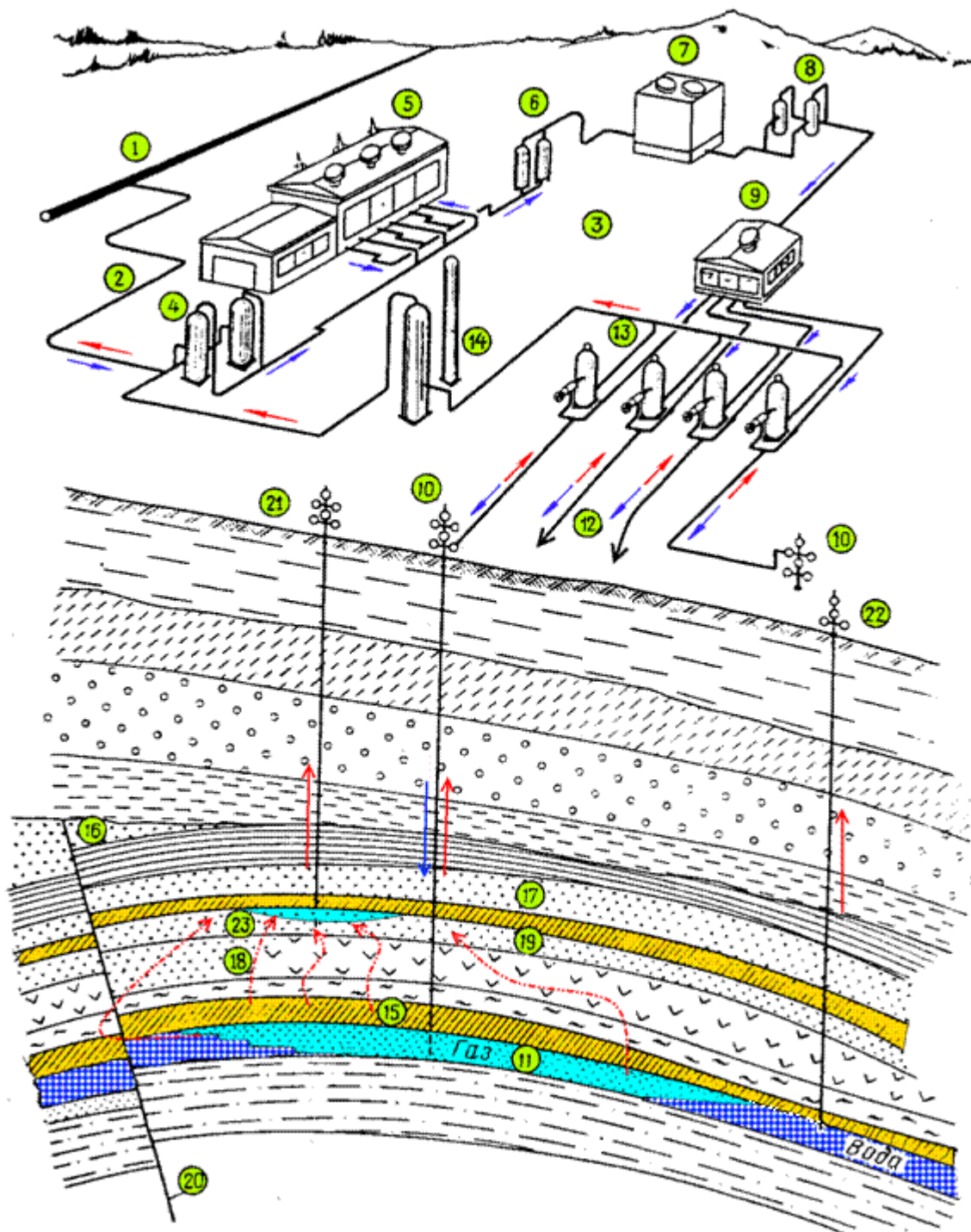


Рисунок 3.4. Схемно-технологическое обустройство ПХГ

Технологические требования к конструкциям скважин заключаются в выборе оптимального диаметра эксплуатационной колонны, обосновании рационального набора обсадных колонн (технической, кондуктора).

При этом важно обеспечить качественное раскрытие и надежную изоляцию раскрытых в процессе бурения пластов, в частности, водоносных горизонтов, проведение контроля глубины спуска обсадных колонн, учет особенностей заполнения заколонного пространства тампонажным

материалом, подбор оптимального конструктивного решения для оборудования низа скважин.

Одним из основных технологических требований, предъявляемых к конструкциям скважин на ПХГ, является уменьшение потерь давления на пути от пласта до устья для добывающих скважин, от устья до пласта – для нагнетательных и, конечно, в обоих направлениях – для нагнетательно-добывающих скважин. Успешное решение этой задачи зависит, прежде всего, от правильного выбора и расчета рабочей (эксплуатационной) газопроводной колонны и конструкции забоя, что определяется оптимальным раскрытием пласта (по степени и характеру).

Уменьшение фильтрационных сопротивлений при движении газа в пласте и гидравлических в подъемных трубах позволяет при равных дебитах повысить давление на устье скважин и при одинаковых давлениях на устье – увеличить их дебиты. В противном случае уменьшение забойного давления во время нагнетания позволяет увеличить приемистость скважин. В свою очередь, это дает возможность уменьшить количество эксплуатационных скважин и увеличить период бескомпрессорного нагнетания газа и даже полностью исключить его.

Требования, предъявляемые к конструкциям скважин, носят противоречивый характер. В частности, наличие воды (подошвенной), слабая цементация скелета пласта-коллектора и другие факторы ограничивают достижение максимальной производительности из-за малых диаметров скважин. С точки зрения экономии материальных средств и особенно металла также преобладает требование бурения скважин меньшего диаметра. Однако, для увеличения производительности, а иногда и с экологической стороны это бывает не оправдано.

Итак, скважины должны быть дешевыми, высокопроизводительными, надежными в период их строительства и эксплуатации, ремонтпригодными и долговечными.

С экономической точки зрения конструкция скважин на ПХГ должна обеспечивать:

- 1.Оптимальную производительность при отборе и нагнетании с максимальным использованием природной энергии, наименьшими потерями энергии и средств на его транспортировку из пласта в промышленный коллектор и наоборот.

- 2.Высокие технико-экономические показатели и технический уровень процесса сооружения скважин.

- 3.Возможности эксплуатации скважин с минимальными затратами на ремонт и обслуживание (высокая ремонтпригодность).

В законтурных (пьезометрических), контрольных и других наблюдательных скважинах необходимо ограничиваться меньшими диаметрами обсадных колонн по сравнению со скважинами эксплуатационного фонда.

Для правильного оборудования самих скважин очень важны гидрогазодинамические параметры на забое. Нижняя часть всех

эксплуатационных скважин на ПХГ Украины обсажена трубами с последующим повторным вскрытием продуктивных горизонтов перфорацией. Однако, в зарубежной практике приобретает также распространение эксплуатация скважин с открытым забоем. Например, на Невском ПХГ в Новгородской области (Российская Федерация), созданном в водоносном горизонте, несколько скважин эксплуатируются с открытым забоем. На хранилище накоплен положительный опыт их строительства и эксплуатации. Бурение скважин с открытым забоем обеспечило увеличение дебита от 200 до 800–1200 тыс. м³/с [6, 7].

Применение открытого забоя эксплуатационных скважин на ПХГ Угржице в Южной Моравии (Чехия) обусловили благоприятные условия строения коллектора – цементированность и плотность песчаника. Установка низа («башмака») эксплуатационной колонны диаметром 244 мм осуществляется в верхнем плотном пропластке песчаника. После раскрытия всей толщины пласта (до 120 м) в нижней части ствола скважин устанавливался цементный мост, а верхний интервал открытого ствола (26–65 м) расширялся от 240 до 315 мм. Максимальная производительность всех 6 скважин находится в пределах от 0, 75 до 2100000 м³ / с, а суммарная производительность в начале сезона отбора достигает 8 млн м³ / с. Для сравнения производительность скважины Uh-8, которая эксплуатировалась на месторождении Угржице не превышала 100 тыс. м³ / сут. газа [6].

На ПХГ Долни Бояновице испытали применение открытого забоя на горизонтальных участках скважин. В частности, в скв. P106H, в которой горизонтальная часть точно попала в коллектор и раскрыла его интервал общей протяженностью 310 м, горизонтальный участок оставили открытым и оборудовали перфорированным «лайнером» (хвостовиком). Высокая производительность скважины подтверждена ее испытанием, которая в начале периода отбора газа при депрессии 3 кгс/см² составляла 2500000 м³/с [3.16].

Повторное вскрытие производится, как правило, с помощью шаровой, кумулятивной или гидropескоструйной (абразивной) перфорации. К сожалению, в восьмидесятых и кризисных девяностых годах прошлого века на ряде скважин украинских ПХГ осуществлена необоснованная для наших условий перфорация бескорпусными перфораторами – гирляндами ППС, или перфораторами недостаточной пробивной способности, что приводит к разрушению фильтровой зоны обсадных труб и нарушениям цементного кольца.

Степень раскрытия, особенно расположение нижнего интервала, определяется с учетом технологического назначения отдельных скважин и удаленности от положения ГВК. Если скважину на начальной стадии ее эксплуатации нужно использовать для широкого охвата процесса осушения обводненной части продуктивного горизонта и понижения уровня ГВК, то желательно повторное преимущественное раскрытие перфорацией ее нижней части, даже в отдельных случаях обводненной. После выполнения этой задачи (осушение нижней части продуктивного горизонта и снижение ГВК)

проводится дополнительная перфорация верхней части раскрытого горизонта – для качественного соединения внутрискважинного пространства с пластом-коллектором и увеличения производительности скважины,

В общем, интервал вскрытия продуктивного горизонта не надо считать как нечто постоянное и законсервированное. Для скважин, пробуренных на продуктивные горизонты с газовым режимом на достаточной удаленности от ГВК, при отсутствии риска повышения ГВК и поступления во время отбора газа пластовой воды, следует проводить перфорацию (желательно сплошную) всех газонасыщенных пропластков объекта газосбережения, максимально приближаясь к высшей степени вскрытия продуктивного горизонта – как основы обеспечения высокой производительности скважины.

Перфорацию желательно проводить в скважинах с зацементированным кольцевым пространством. Современные перфораторы, которые пробивают металл колонны и цементное кольцо, способны обеспечить достаточное углубление в призабойную зону пласта и создать там удовлетворительные условия для фильтрации газа и поступления его в ствол скважины. Фактическое недостаточное раскрытие призабойных зон на значительном количестве скважин ПХГ Украины, допущенное из-за плохого обеспечения качественными перфораторами в прошлом, побуждает работников науки и производства критически оценить проведенную работу и провести дополнительную перфорацию.

При этом надо иметь в виду, что чрезмерное дальнейшее уплотнение перфорационных отверстий может привести к ослаблению перфорированных участков колонны. Нетрудно представить, что дополнительные перфорационные отверстия могут с большой вероятностью располагаться неравномерно по отношению к предыдущим отверстиям, то есть вероятная концентрация их в зонах предыдущих отверстий ослабляет отдельные участки обсадной колонны. С этой точки зрения преимущество для дополнительного вскрытия продуктивного пласта имеет гидроструйная перфорация, которая способна образовывать перфорационные каналы большей глубины, а, следовательно, при прочих равных условиях, можно достичь большего совершенства вскрытия пласта. Кроме этого, гидроперфорация не вызывает негативного влияния на целостность заколонного цементного камня.

Применение для повторного вскрытия продуктивных горизонтов готовых фильтров (предварительно перфорированных труб) затрудняет (даже делает невозможным) проведение в них методов интенсификации отдельно взятых конкретных интервалов пласта-коллектора, затрудняет перевод эксплуатации скважин с одного горизонта на другой.

Показательным в этом отношении является положительный опыт заполнения заколонного пространства двух продуктивных горизонтов, объединенных ранее для совместной эксплуатации в одной скважине, осуществленный на Пролетарском ПХГ. Обосновано и осуществлено в свое время заполнение цементом всего заколонного пространства нижней части скважин, в зоне расположения двух продуктивных горизонтов Б-5 и Б-9 упомянутого хранилища и их повторное раскрытие перфорацией. Это

позволило при осуществлении временной или длительной раздельной эксплуатации выполнить надежную изоляцию путем установления между ними внутрискважинного цементного моста. Успешность проведения такого разделения при наличии готовых незацементированных фильтров была бы проблематичной.

При наличии заколонного цементного кольца таким же способом (с помощью установки временных мостов или пакеров) можно проводить работы по поинтервальной интенсификации или раздельного нагнетания газа, воды или технологических жидкостей.

Примеры технологических показателей ПХГ, которые нужно учитывать при его обустройстве, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Технологические показатели эксплуатации Бильче-Волицко-Угерского ПСГ, утверждены ЦКР Мингазпрома 21.09 1983 року

№ пп	Показатели	Ед. измер	Залежи		Сум- марно
			Угерская	Бильче- Волицкая	
1	Общий объем	млн м ³	9600	18320	27920
2	Активный объем	млн м ³	5270	12370	17640
3	Буферный объем	млн м ³	4330	5950	10280
	в т. ч. закачиваемый		2130	4650	6780
4	Пластовое давление: – Максимальное – Минимальное	МПа (кгс/см ²)	6, 37	9, 81	
			(65)	(100)	
			3, 04	3, 43	
			(31)	(35)	
5	Количество эксплуатационных скважин,	ед.	28	146	174
	В т. ч. необходимо пробурить		20	146	166
6	Средняя продуктивность	млн.м ³ /сут			
	При отборе		20	110	130
	При нагнетании		20	105	125

Технологические режимы эксплуатации скважин при нагнетании и отборе газа

подавляющее число эксплуатационного фонда скважин на ПХГ составляют эксплуатационно-нагнетательные, меньшее количество – нагнетательные и эксплуатационные (добывающие). При этом, эксплуатационные (по аналогии с разработкой месторождений углеводородов) выполняют функцию добывающих, нагнетательные – нагнетательных, а эксплуатационно-нагнетательные (в зависимости от сезона), соответственно, добывающих или нагнетательных.

Технологические режимы эксплуатации скважин на ПХГ устанавливаются подобно режимам добывающих и нагнетательных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях. Под технологическим режимом эксплуатации скважин на ПХГ понимается режим, при котором поддерживается соответствующее соотношение между дебитом и забойным давлением или его градиентом. Для установления технологического режима работы скважины нужно проанализировать данные ее эксплуатации за предыдущий период и исследовать ее при различных режимах эксплуатации. На основе полученных материалов выбирают оптимальный для данной скважины режим.

Условия, которые влияют на ограничение дебита скважин, подразделяют на геологические, технологические, технические и экономические группы.

К геологическим условиям ограничения дебитов относят возможность разрушения призабойной зоны скважин, образования языков и конусов обводнения. Для увеличения порогового значения допустимой депрессии в хрупких коллекторах и недопущения их разрушения предусматриваются меры по креплению призабойных зон. В залежах, где газо-водяной контакт расположен близко от нижней отметки перфорационных отверстий, дебит газа ограничивают из-за опасности образования конусов обводнения, что в основном, зависит от перепада давления и состояния призабойной зоны. Для эксплуатации таких скважин, как правило, следует установить максимальный дебит, а, значит, и максимальную депрессию, при которой не происходит обводнение скважин.

К технологическим условиям, которые влияют на дебит газа, относят образования гидратов в стволе и призабойной зоне пласта, обеспечение необходимых условий работы установок подготовки газа, необходимость очистки забоя от жидких и твердых частиц и обеспечения минимума пластовых потерь давления в зависимости от расположения скважин и регулирования величины дебитов отдельных скважин. На Олишевском ПХГ из соображений недопущения образования гидратов и уменьшения расходов ингибиторов для их предупреждения сокращают число работающих скважин при одновременном увеличении дебитов работающих.

Для нормальной работы скважин перед периодами нагнетания и отбора газа производят тщательную очистку шлейфов скважин от загрязнения.

К техническим условиям, которые учитывают для установления дебитов, относят состояние забоя и подземного оборудования. Иногда улучшить условия вынесения загрязнения жидкими и твердыми частицами можно увеличением глубины спуска подъемных труб или повышением расхода газа. Вибрация устьевого оборудования, которая наблюдается при значительных расходах газа, устраняется уменьшением расхода, а также использованием фонтанных елок преимущественно крестового типа.

Экономические условия сводятся к выбору основных технико-экономических показателей рационального распределения потерь давления в системе в целом. Потери давления в скважине должны быть такими, при которых приведенные затраты по хранилищу будут наименьшими. Производится подбор технологических режимов отбора и нагнетания газа, которые осуществляются, по возможности, без использования компрессоров.

Установление величины дебита газа обычно определяется потребностью в нем. В период отбора газа дебиты зависят от природно-климатических условий и степени заполнения хранилища. Порой часть скважин вообще исключают из процесса.

Установление технологических режимов работы скважин на подземных газохранилищах имеет свои отличия от определения режимов работы добывающих скважин и нагнетательных скважин на газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях. В отличие от условий разработки месторождений углеводородов, режимам эксплуатации подземных газохранилищ (как регулятору газоснабжения) присуща частая сменяемость пластовых и устьевых давлений в зависимости от ресурсов газа для его нагнетания и потребности в отборе его.

Установление технологических режимов работы скважин, в зависимости от изменчивости условий их эксплуатации (проявление режима пластовой системы, обводнение, необходимой суммарной производительности, наличия неотобранного газа и т.п.) рекомендуется вводить сроком на квартал. Например, после завершения сезона закачки газа, исходя из наличия созданных запасов активного газа, следует технологический режим эксплуатации скважин для отбора на IV квартал. Поэтому в конце декабря, исходя из ориентировочного наличия объемов активного газа и уточненной потребности в I квартале, устанавливается соответствующий режим в I квартале (или I квартал и апрель). Подобно, исходя из ожидаемых остатков активного газа после его отбора в осенне-зимний период и ресурсов газа для закачки, составляются технологические режимы эксплуатации скважин при нагнетании газа на II квартал. Соответственно такая процедура проводится в конце июня по установлению режима на III квартал.

Использование фонда скважин на ПХГ имеет свою специфику, отличную от специфики использования его в газовых и газоконденсатных месторождениях. Специфичность экстенсивного использования действующего фонда скважин на ПХГ обусловлено двумя причинами: наличием ресурсов газа в период закачки и потребностью в нем в период отбора, а также технологическими особенностями ПХГ. Производительность

хранилища можно регулировать путем варьирования количеством работающих скважин и даже удлинением или сокращением рабочих и нейтральных периодов.

Влияние технологических особенностей на использование фонда скважин проиллюстрируем такими примерами. На Олишевском ПХГ, которое создано на базе малоамплитудной водоносной структуры, оптимальное соотношение газа, нагнетаемого в водоносную (через нагнетательные) и газоносную (через добывающе-нагнетательные скважины) зоны пласта, регулируется, преимущественно, количеством работающих скважин обоих видов до полного исключения из работы добывающе-нагнетательных.

Для предотвращения растекания газа в конечной стадии периода закачки газа из процесса исключают отдельные периферийные скважины, а в начальной стадии периода отбора газа для равномерного изъятия из контура газоносности включают преимущественно скважины, расположенные в зоне возможного растекания газа. Кроме того, в конечной стадии периода отбора частично или полностью исключают из работы скважины, в продукции которых появляется повышенное содержание влаги.

На Дашавском ПХГ, созданном на базе двух групп газогидродинамично связанных между собой залежей, причем добывающе-нагнетательные скважины из-за неблагоприятной ситуации на поверхности расположены только на двух из залежей, тоже отработана регулируемая система хранения газа, предусматривающая меры по предотвращению растекания газа из активной зоны. Она состоит в сокращении до минимума нейтрального периода между периодами закачки и отбора газа и в расширении до максимума нейтрального периода между периодами отбора и закачки газа. Если на большинстве ПХГ оба нейтральных периода примерно одинаковы и составляют преимущественно по одному месяцу, то в рассматриваемом первом случае он длится только несколько дней, а во втором – 2, 5 – 3 месяца. Кроме того, в начальном периоде закачки газа в процесс включаются преимущественно скважины, непосредственно прилегающие к границе между взаимодействующими залежами, а во время отбора газа сначала используют скважины, отдаленные от этой границы.

На практике стараются использовать благоприятные технологические возможности в периоде отбора газа, в период ограниченной потребности в нем (например, в начале сезона), для очистки призабойных зон скважин, введенных из бурения или капремонта, путем отбора газа с повышенными депрессиями. При этом для их очистки, в первую очередь, включают в работу скважины преимущественно с закольматированной призабойной зоной или поочередно используют фонд готовых к эксплуатации скважин, с целью охвата процессом очистки всего фонда.

Специфичность использования имеющегося пригодного эксплуатационного фонда скважин на ПХГ приводит к разделению их на:

- 1) работающих на отборе или нагнетании газа;
- 2) пригодных для работы, но использующихся при данных объемах закачки или отбора газа.

Первые из них по своим функциям аналогичны действующим скважинам газовых месторождений, а вторые – специфические и характерны для ПХГ как регуляторов системы газоснабжения.

Применяемые для характеристики экстенсивной эксплуатации месторождений коэффициенты использования эксплуатационного фонда скважин и коэффициенты эксплуатации действующего фонда скважин, для ПХГ являются условными и искажают картину, объективно не отражают истинных возможностей фонда скважин. Особенно это касается нейтральных периодов, а также времени работы при упомянутых выше технологических и рыночных ограничениях. Поэтому для объективного отражения состояния организации и культуры производства на ПХГ ранее предложено введение специфического для подземного хранения газа коэффициента готовности эксплуатационного фонда. Он представляет собой отношение времени эксплуатации действующих и календарного времени скважин, пригодных для отбора и нагнетания газа, но не используемых из-за ограничений этих процессов, ко всему календарного времени эксплуатационного фонда. Иными словами, в данном коэффициенте (в числителе соотношение) не учитываются необорудованные скважины, а также те, которые в течение отчетного периода находятся в ремонте или ожидают его. Такой коэффициент для ПХГ приближается к определяемому на месторождениях коэффициенту эксплуатации действующего фонда и преимущественно находится в пределах 0,96 – 0,99.

На подземных хранилищах газа, как и на газовых и газоконденсатных месторождениях, устанавливаются технологические режимы эксплуатации скважин. При этом, на период нагнетания газа для эксплуатационно-нагнетательных и нагнетательных скважин устанавливаются технологические режимы эксплуатации с нагнетанием газа, которые являются аналогами режимов для нагнетательных скважин на газоконденсатных месторождениях, разрабатываемых с применением обратного нагнетания газа в газоконденсатные залежи (сайклинг-процесс). Устанавливаемые на ПХГ для эксплуатационных и эксплуатационно-нагнетательных скважин технологические режимы отбора газа представляют собой аналоги технологических режимов эксплуатации добывающих скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях.

Тема 4. Физические свойства горных пород

Рассмотрим те свойства горных пород, знание которых необходимо при разработке технологии строительства и эксплуатации подземных хранилищ углеводородов. К ним относятся механические и тепловые свойства горных пород. Знание этих свойств, пределов их изменения и взаимосвязи между ними является неперенным условием оптимизации технологических процессов строительства и эксплуатации подземных хранилищ газообразных углеводородов, создаваемых различными способами и в различных геологических структурах. [2]

Температура горных пород. Среднегодовая температура земной поверхности обычно выше всего на 1-2 градуса среднегодовой температуры окружающего воздуха в данном районе. Температура окружающего воздуха влияет на температуру поверхностных слоев земли до глубины, не превышающей 1-2 м. Ниже этой глубины расположен нейтральный слой с постоянной годовой температурой, не зависящей от температуры окружающего воздуха. Глубина нейтрального слоя на территории Европы, кроме районов многолетней мерзлоты, колеблется в пределах 10-40 м [2].

Температура горных пород ниже нейтрального слоя увеличивается с глубиной и определяется исходя из геотермического градиента:

$$T = T_H + \gamma \cdot (l - l_H) \quad (4.1)$$

где T – температура на глубине ниже нейтрального слоя, К; T_H – температура нейтрального слоя, К; γ – геотермический градиент, К/м; l – измеряемая глубина залегания горных пород, м; l_H – глубина залегания нейтрального слоя, м [2].

Геотермический градиент зависит от теплофизических характеристик горных пород, поэтому для различных районов различен и изменяется с глубиной залегания горных пород. Температура горных пород и, следовательно, геотермический градиент определяются при измерениях температуры в скважинах, заполненных жидкостью [2].

Плотность горных пород. Масса единицы объема твердой фазы минерала или породы называется ее плотностью ρ_0 [2]. Масса единицы объема породы в ее естественном состоянии отличается от ρ_0 . Такое отличие обусловлено в первую очередь пористостью. Поэтому используют понятие объемной массы ρ . [2]

Объемной массой называется масса единицы объема сухой породы при данной пористости в ее естественном состоянии. Плотность пород всегда больше их объемной массы. Связь между объемной массой и плотностью выражается через пористость:

$$\rho = \rho_0(1 - m) \quad (4.2)$$

где m – полная или абсолютная пористость в долях единицы [2].

Вес единицы объема твердой фазы породы называется удельным весом γ_0 породы. Вес единицы объема сухой породы в естественном пористом состоянии называется объемным весом γ . Удельный вес породы и ее плотность связаны соотношением

$$\gamma_0 = \rho_0 \cdot g \quad (4.3)$$

где g – ускорение свободного падения. [2]

Минералы делятся на тяжелые ($\rho_0 > 4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$), средние ($\rho_0 = (4 \cdot 10^3 - 2,5 \cdot 10^3) \text{ кг/м}^3$) и легкие ($\rho_0 < 2,5 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$). Если порода сложена из минералов примерно одинаковой плотности – ее объемная масса в основном зависит от пористости. Например, объемная масса известняков может меняться от $1,5 \cdot 10^3$ до $2,5 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, в то время как плотность слагающего известняк кальцита равна $2,7 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. [2]

Коллекторные свойства горных пород. В подавляющем большинстве случаев подземное хранение жидких и газообразных углеводородов осуществляется в непосредственном контакте с горными породами. Последние как конструкционный материал хранилищ должны обладать определенными свойствами, обеспечивающими создание надежных и безопасных хранилищ. В зависимости от типа хранилищ требования к коллекторным свойствам горных пород, вмещающих подземные хранилища, разные. Для хранилищ природного газа, созданных в истощенных газонефтяных месторождениях или водонасыщенных породах, необходимо иметь коллектор, обладающий высокой пористостью и проницаемостью. Для хранилищ газонефтепродуктов, созданных в каменной соли, основным требованием является практическая непроницаемость породного массива. [2]

Основными коллекторными свойствами горных пород являются пористость и проницаемость.

Пористость горных пород. Месторождения углеводородов приурочены к осадочным породам, характеризующимся высокой пористостью. Обычно это пески, песчаники, известняки, ангидриты, конгломераты, глины и т.д. Поры весьма малы и обычно имеют размеры от сотых долей до нескольких миллиметров. Суммарный объем пор в горных породах достигает иногда 50 % от общего объема всей породы. [2]

Под пористостью горных пород понимают наличие в них пустот, состоящих из пор и поровых каналов между отдельными зернами в песчаниках и песках, или трещин, каналов растворения и каверн в известняках и доломитах. [2]

Различают три вида пористости: полная (или абсолютная), открытая и эффективная. [2]

Для численного выражения пористости вводится понятие коэффициента пористости, а для трещиноватых пород – коэффициент трещиноватости. [2]

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m называют отношение суммарного объема всех пор (сообщающихся и не сообщающихся между собой) Ω к видимому (геометрическому) объему породы V :

$$m = \frac{\Omega}{V} \cdot 100 \quad (4.4)$$

Коэффициентом открытой пористости m_0 принято называть отношение объема Ω_0 сообщающихся между собой пор к объему образца V :

$$m_0 = \frac{\Omega_0}{V} \cdot 100 \quad (4.5)$$

Эффективной пористостью m_3 для газоносных пластов следует называть отношение объемов Ω_3 , занятых газом, через которые возможно движение газа при данном режиме фильтрации, к объему образца V :

$$m_3 = \frac{\Omega_3}{V} \cdot 100 \quad (4.5)$$

Трещинная пористость определяется отношением объема трещин к объему образца породы. [2]

Проницаемость горных пород. Если в цилиндрический образец породы (рис.4.1) с изолированной боковой поверхностью закачивать жидкость (или газ) с одного торца, например, с левого, создав в нем избыточное давление, то через некоторое время она начнет просачиваться с другого, правого конца. При этом расход Q жидкости в большинстве случаев оказывается пропорциональным перепаду $\Delta P = P_1 - P_2$ давлений на торцах образца, рассчитанному на единицу длины, а также площади F образца, т.е.

$$Q = K_{\phi} \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot F \quad (4.6)$$

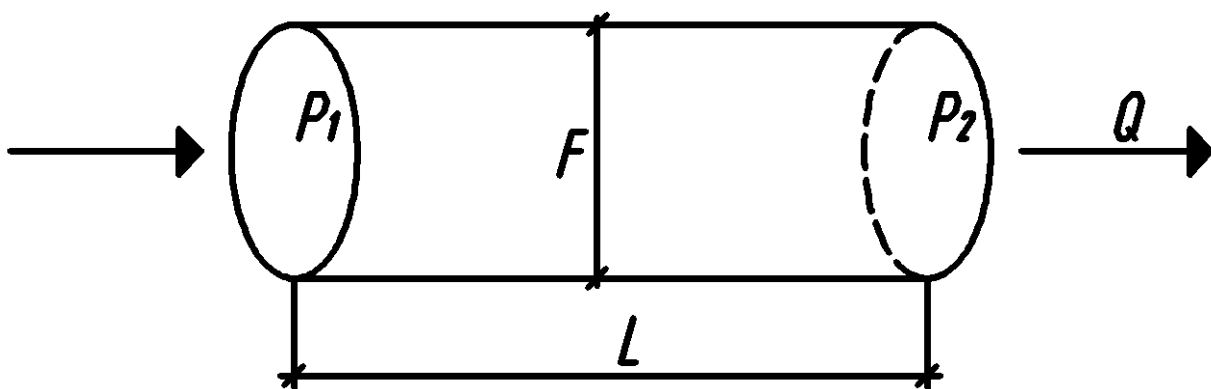


Рисунок 4.1. Фильтрация через цилиндрический образец.

Иными словами, чем больше разность давлений, вынуждающая жидкость (или газ) двигаться по поровому пространству образца заданной длины L и площади поперечного сечения F , тем больше расход жидкости (или газа) будет просачиваться через этот образец. [3]

Движение жидкости (или газа) через пористую среду называется фильтрацией, а входящий в формулу (4.6) коэффициент K_{ϕ} называется коэффициентом фильтрации. [3]

Понятно, что чем более проницаема порода, тем шире в ней поровые каналы, тем лучше они сообщаются друг с другом, тем больше значение коэффициента фильтрации. [3]

Обычно коэффициент фильтрации K_{ϕ} представляют в виде:

$$K_{\phi} = \frac{k}{\mu} \quad (4.7)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости флюида. Тем самым учитывают вклад вязкости фильтрующегося флюида в значение этого коэффициента: ведь ясно, чем больше вязкость флюида, тем меньше его расход. [3]

Проницаемость горных пород – это количественная способность данной породы пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Если пористость обуславливает объем залежи, который может быть заполнен нефтью, газом и водой, то проницаемость определяет пропускную способность пористой среды. [2]

Количественно проницаемость определяется на основании закона линейной фильтрации Дарси:

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k} \cdot v \quad (4.8)$$

где dP – перепад давления на длине dx , μ – вязкость газа или жидкости; k – коэффициент проницаемости; v – скорость фильтрации. [2]

Коэффициент проницаемости при фильтрации газа определяется по формуле:

$$k = \frac{2\mu L Q_{ст} \cdot P_{ст}}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (4.8)$$

где L – длина образца в м; μ – коэффициент динамической вязкости газа в сПз; $Q_{ст}$ – расход газа при стандартных условиях, см³/с; $P_1^2 - P_2^2$ – перепад давления; F – площадь поперечного сечения образца в см²; $P_{ст}$ – давление при стандартных условиях в Па.

Проницаемостью $1Д = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2 = 1 \text{ мкм}^2$ (1 Дарси) обладает та порода, через 1 м сечения которой при перепаде давления в 0,1 МПа на длине в 1 м жидкость вязкостью в 1 сПз фильтруется с расходом 1 м³/с.

При фильтрации несжимаемой жидкости:

$$k = \frac{Q\mu L}{F \cdot \Delta P} \quad (4.9)$$

где Q – объемный расход жидкости; μ – коэффициент динамической вязкости жидкости. [2]

Физический смысл размерности коэффициента k заключается в том, что проницаемость как бы характеризует площади и поверхности сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация. [2]

Различают понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости. [2]

Абсолютной или физической проницаемостью называется проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью. [2]

Эффективной проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы – жидкости или газа. [2]

Относительная проницаемость характеризуется отношением между эффективной и абсолютной проницаемостью и выражается безразмерным числом, меньшим единицы. [2]

Таким образом, абсолютная проницаемость характеризует только физические свойства горной породы. Эффективная проницаемость, наряду с физическими свойствами пород, отражает также физико-химические свойства жидкостей и газов и характер их движения в поровых каналах. [2]

Для многих горных пород проницаемость обычно меньше 1Д, поэтому часто пользуются ее тысячными долями – миллидарси (мД). [2]

К высокопроницаемым породам относятся пески, песчаники, галечники, конгломераты, пористые и трещиноватые известняки. [2]

Глины, глинистые мергели, сланцы, плотные известняки и каменная соль относятся к низкопроницаемым породам, которые могут служить покрышками для газовых месторождений и подземных хранилищ газа. [2]

Коэффициент проницаемости горных пород определяют в лабораторных условиях по кернам и по результатам гидродинамических исследований скважин. Количественно проницаемость зависит от многих факторов. В частности, она зависит от внешнего давления, давления флюида, температуры, механических свойств породы и т.д. [2]

Пример 4.1. Найти суточный расход Q воды через горизонтальный пласт прямоугольного сечения с шириной $b = 50$ м, мощностью (высотой) $h = 20$ м, длиной $L = 2000$ м, если известно, что проницаемость породы равна $1,5 \text{ мкм}^2$, а разность давлений между его началом и концом пласта составляет 2 МПа . Коэффициент динамической вязкости воды составляет $\mu = 10^{-2} \text{ Пз}$.

Расчет. 1. Определяем скорость v фильтрации воды:

$$v = - \frac{1,5 \cdot 10^{-12}}{10^{-3}} \cdot \frac{2 \cdot 10^6}{2000} = 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$$

2. Находим расход воды:

$$Q = F \cdot v \cdot 24 \cdot 3600 = 50 \cdot 20 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 24 \cdot 3600 = 129,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Ответ: Суточный расход воды составляет $Q = 129,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Тема 5. Физико-химические свойства природного газа

В составе природного газа имеются горючие и негорючие вещества. К горючим газам относятся: углеводороды, водород, сероводород. К негорючим относятся: углекислый газ, кислород, азот и водяной пар. Содержание метана в природном газе достигает 98%, поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природного газа. Метан – бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. В состав метана входит 75% углерода и 25% водорода; масса 1 м³ метана равна 0,717 кг. При атмосферном давлении и температуре – 162° С метан сжижается и его объем уменьшается почти в 600 раз.

Природный газ в смеси с воздухом образует взрывоопасную смесь, при этом газо-воздушная смесь, имеющая в составе количество газа:

- до 5 % – не горит;
- от 5 до 15 % – взрывается;
- больше 15 % – горит при подаче воздуха.

Давление при взрыве природного газа составляет 0, 8—1, 0 МПа. Газо-воздушная смесь при температуре 645–700 °С загорается без источника воспламенения.

Модель идеального газа. Идеальный газ – модель, которая удовлетворяет следующим требованиям:

- расстояние между молекулами гораздо больше их размеров (молекулы можно считать материальными точками);
- силами взаимодействия, кроме моментов соударения, можно пренебречь (потенциальная энергия взаимодействия молекул по сравнению с кинетической энергией хаотического движения пренебрежимо мала);
- столкновение молекул друг с другом и со стенками абсолютно упругое;
- движение каждой молекулы подчиняется классическим законам динамики Ньютона.

Связь вида $F(p, \varrho, T) = 0$ между давлением P в газе, его удельным объемом $\varrho = 1/\rho$ и абсолютной температурой T называется уравнением состояния газа. При умеренных давлениях и температурах свойства газов достаточно хорошо моделируются уравнением состояния Клапейрона-Менделеева:

$$P \cdot V = \frac{m}{\mu} \cdot R_0 \cdot T \quad (5.1)$$

где V – объем газа, м³; m – масса газа, кг; μ – молярная масса газа, кг/кмоль (для метана $\mu_r = 16$ кг/кмоль); R_0 – универсальная газовая постоянная ($R_0 = 8314$ Дж/(кмоль·К)).

Пример 5.1. Метан находится в баллоне объемом 0, 07 м³. Давление газа в баллоне составляет 15 МПа, при температуре 20 °С, определить давление газа при температуре 30 °С.

Решение. При $V = const$, имеем $\frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2}$, получаем

$$P_2 = \frac{P_1 \cdot T_2}{T_1} = \frac{15 \cdot 10^6 \cdot (273,15 + 30)}{(273,15 + 20)} = 15,5 \text{ МПа}$$

Ответ: $P_2 = 15,5 \text{ МПа}$.

Модель реального газа. Зависимости между параметрами реального газа показывают, что молекулы взаимодействуют между собой и занимают определенный объём.

Уравнение состояния реального газа представляют в виде:

$$P \cdot V = z \cdot \frac{m}{\mu} \cdot R_0 \cdot T \quad (5.2)$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости; z может определяться по графику в зависимости от приведенного давления и приведенной температуры либо с помощью аппроксимационных формул:

$$z = 1 - 0,4273 \cdot P_{np} \cdot T_{np}^{-3,668} \quad (5.3)$$

где $P_{np} = P / P_{кр}$ – приведенное давление; $T_{np} = T / T_{кр}$ – приведенная температура, зависят от состава природного газа.

$$z = -0,226 + 9,093 \cdot T^{-0,33} - 4,837 \cdot 10^{-7} P + 1,988 \cdot 10^{-7} \cdot T^{0,15} \cdot P - 766300 \cdot T^{-2,7} \cdot \Gamma_{мет}^{0,498} \quad (5.4)$$

где $\Gamma_{мет}$ – молярная концентрация метана в смеси, доли.

Пример 5.2. Определить массу метана, закачанного в баллон, если известно, что объем баллона составляет 47 л, температура окружающего воздуха составляет 27 °С. Метан находится в баллоне под давлением равным 17,5 МПа, коэффициент Z при данных условиях составляет 0,72. Определить объем газа, находящегося в баллоне при стандартных условиях.

Расчет.

1. Объем баллона составляет: $V = 47 \text{ л} = 0,047 \text{ м}^3$.
2. Масса газа в баллоне составляет:

$$m = \frac{P \cdot V \cdot \mu}{z \cdot R_0 \cdot T} = \frac{17,5 \cdot 10^6 \cdot 0,047 \cdot 16}{0,72 \cdot 8314 \cdot 300,15} = 6,47 \text{ кг}$$

3. Объем газа при стандартных условиях:

$$V_{ст} = \frac{m \cdot R_0 \cdot T}{\mu \cdot P} = \frac{6,47 \cdot 8314 \cdot 293,15}{16 \cdot 101325} = 9,75 \text{ м}^3$$

Ответ: $m = 6,47 \text{ кг}$; $V_{ст} = 9,75 \text{ м}^3$.

Пример 5.3. Какой объем газа можно получить из баллона со сжиженным пропаном, если известно, что объем баллона составляет 12 л, пропан находится под давлением 1,6 МПа? Давление и температуру окружающей среды принять равными стандартным, плотность сжиженного пропана 510 кг/м³.

Расчет.

1. Объем баллона составляет: $V = 12 \text{ л} = 0,012 \text{ м}^3$.
2. Масса газа в баллоне составляет: $m = \rho \cdot V = 510 \cdot 0,012 = 6,12 \text{ кг}$
3. Объем газа при стандартных условиях:

$$V_{ст} = \frac{m \cdot R_0 \cdot T}{\mu \cdot P} = \frac{6,12 \cdot 8314 \cdot 293,15}{44,1 \cdot 101325} = 3,34 \text{ м}^3$$

Ответ: $V_{ст} = 3,34 \text{ м}^3$.

Тема 6. Классификация ПХГ

Подземные хранилища природного газа сооружаются в районах его потребления и по трассе магистральных газопроводов. Хранилища различаются по своему назначению, объекту эксплуатации, количеству эксплуатируемых объектов.

1. По основному назначению ПХГ подразделяются на:

- базисные, предназначенные для обеспечения сезонной 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;
- стратегические – для образования долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях.

2. По количеству объектов подразделяются на:

- однопластовые;
- многопластовые.

3. По виду пластовой энергии подразделяются на ПХГ с режимами:

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

4. По наличию в истощенном месторождении (залежи) жидких углеводородов различают газохранилища:

- без нефтяной оторочки или с нефтяной оторочкой не промышленного значения;
- с нефтяной оторочкой (промышленного значения);
- с остаточной нефтенасыщенностью;
- с остаточным газовым конденсатом.

5. При создании газохранилища в нефтяном месторождении искусственные газовые залежи могут быть образованы в:

- газовой шапке нефтяной залежи;
- выработанной части нефтяной залежи.

6. ПХГ также разделяются в зависимости от способа строительства и экранирующих характеристик горных пород, в которых они сооружаются (рис. 6.1).

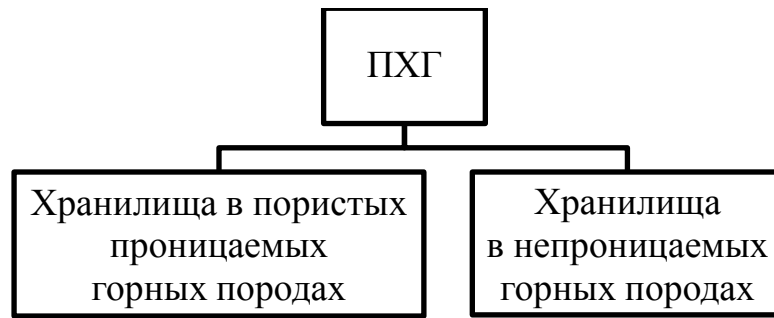


Рисунок 6.1 Классификация ПХГ

Хранилища, сооружаемые в пористых проницаемых породах (пески, песчаники, известняки, ангидриды и глины), в зависимости от способа строительства, делятся на:

- хранилища в истощенных газовых или газоконденсатных месторождениях;
- хранилища в истощенных нефтяных месторождениях;
- хранилища в водоносных структурах.

Хранилища в непроницаемых породах, в зависимости от способа строительства, делятся на образованные:

- методом растворения горной породы;
- горнопроходческим методом;
- подземным атомным взрывом.

Метод растворения породы и горнопроходческий способ применяется в тех случаях, когда хранилища сооружаются в залежах каменной соли, многолетнемерзлых породах, а также в гипсах, гранитах, ангидритах, глинах и др.

Для больших объемов газа и в основном для регулирования сезонной неравномерности газопотребления создаются подземные хранилища в проницаемых горных породах в истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях, а также водоносных пластах. [6]

В непроницаемых горных породах подземные хранилища создаются в основном в залежах каменной соли. Такие хранилища используются не только как регуляторы сезонных неравномерностей газопотребления, но и являются самым рациональным источником покрытия пикового спроса на газ. [6]

Два последних вида для хранения газа малопригодны по многим причинам. Нефть и нефтепродукты так ещё хранить можно (и реально хранят на севере), 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:

– 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 освободившиеся 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. 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 %.

– Как вариант предыдущего: ПХГ в водоносных горизонтах

Приёмная среда для газа: То же, что в предыдущем случае, но без нефти и газа. Артезианские водоносные горизонты.

Создание хранилища: То же самое.

Способ эксплуатации: То же самое.

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%.

– 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, в хранилище должно находиться именно то, что заказал технолог.

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

Преимущество: Высокий процент отбора (отношение расход/активный объём). 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 и при строительстве ПХГ всю вентиляцию нужно надёжно запечатать. К тому же, далеко 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. Шведы для этого даже специально вырубili в гранитной скале громадную пещеру и облицевали её изнутри сталью (рис. 6.2) Ну, для них это привычное дело. Они и норвежцы так же хранят свой стратегический запас нефти.

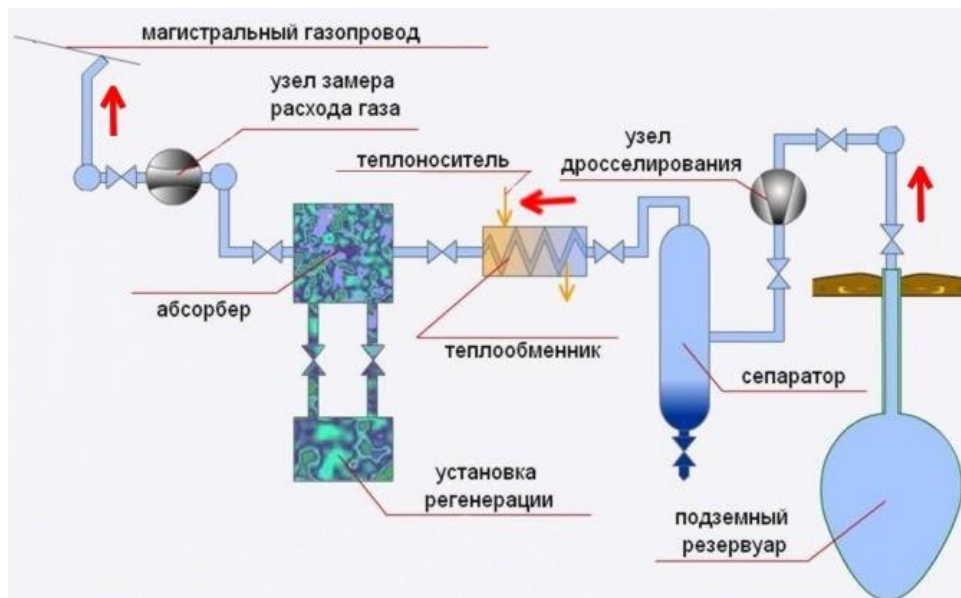
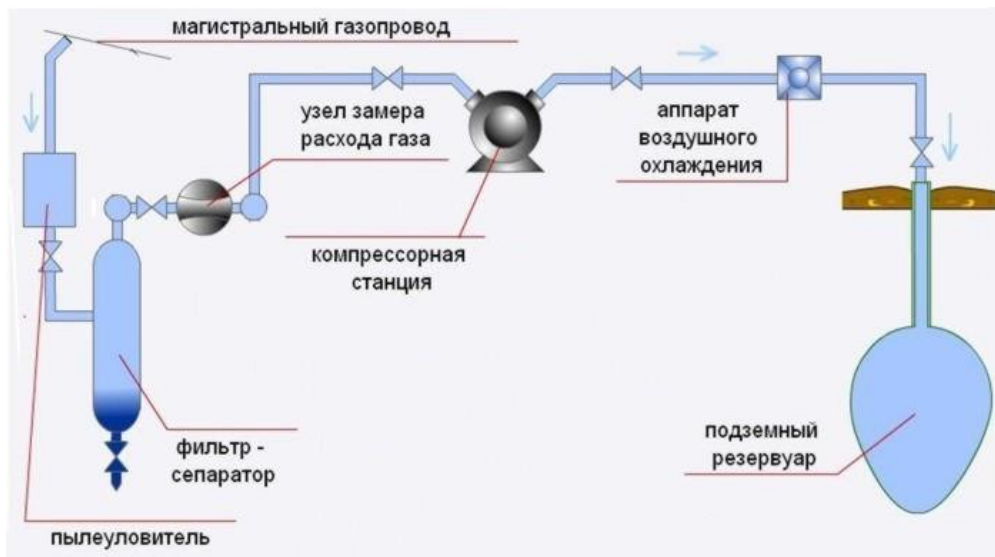
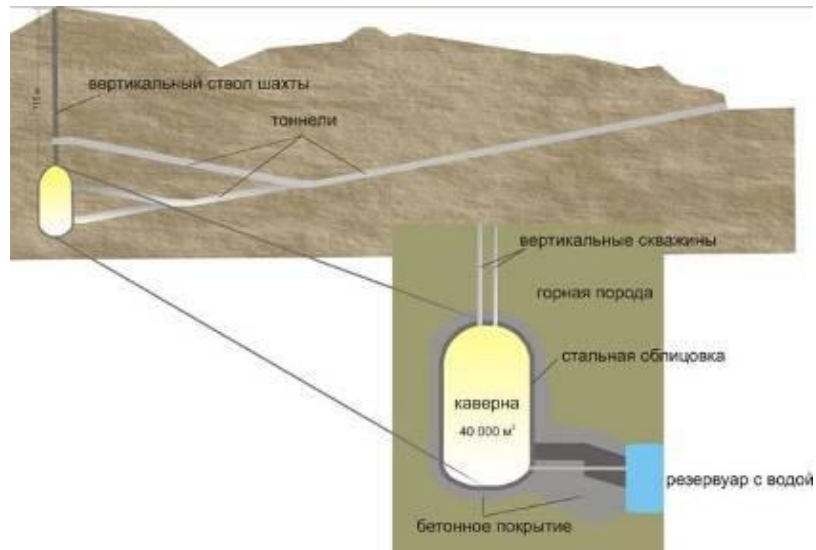


Рисунок 6.2. Вариант подземного хранилища по натурному и технологическому RD-проектированию (в режиме закачки и отбора)

Тема 7. Подземные хранилища газа в пористых и проницаемых горных породах

В начале XX в. в связи с увеличением потребления природного газа возникла необходимость в хранилищах вместимостью в десятки миллионов кубометров газа. Одновременно с этим начинали появляться первые истощенные газовые месторождения, которые и были использованы для аккумулярования необходимых объемов природного газа.

В СССР с 1956 г. были начаты практические работы по поискам водоносных пластов, пригодных для создания газохранилищ. Первое ПХГ на территории СССР было создано в 1958 г. на базе Башкатовской истощенной залежи газа (Куйбышевская обл.). В том же году началась закачка газа в Елшанское (около г. Саратова) и в Аманакское (Куйбышевская обл.) истощенные газовые месторождения.

Первое хранилище природного газа в водоносном пласте в Советском Союзе было создано в 1959 г. вблизи г. Калуга (Калужское ПХГ). [2]

На сегодняшний день «Газпром» эксплуатирует 22 ПХГ в 26 объектах хранения газа: 17 объектов создано – в истощенных газовых месторождениях, 8 – в водоносных структурах и 1 – в соляных кавернах.

Наилучшими ПХГ, сооруженными в пористых и проницаемых горных породах, предназначенными для регулирования сезонной неравномерности газопотребления, с экономической точки зрения являются хранилища, построенные на базе истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Это объясняется тем, что отпадает необходимость проведения геологоразведочных работ, т.к. известны основные физико-геологические и эксплуатационные параметры пласта-коллектора и его покрышки. Кроме того, на местонахождении имеется определенное количество эксплуатационных скважин, а также наземный комплекс подготовки газа к транспорту, которые в дальнейшем используются для целей подземного хранения газа. [2]

Строительство ПХГ в истощенном месторождении осуществляется **в два этапа**. На первом этапе производится промышленное заполнение хранилища газом, на втором – циклическая эксплуатация. [2]

При недостаточной изученности месторождения, низком количестве исходной геолого-промысловой и геофизической информации составляется программа доразведки месторождения и повторного обследования пробуренного фонда скважин. Определяются остаточные запасы газа, нефти, конденсата и сопутствующих компонентов, степень и характер выработанности залежей. Остаточные запасы углеводородов передаются на баланс газохранилища. [2]

Остаточный запас газа в месторождении, на базе которого сооружается ПХГ, определяется по трем существующим методам: **объемному, по падению давления, и по уравнению материального баланса.** [2]

Формула для подсчета запасов газа объемным методом имеет следующий вид:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot K \cdot P \cdot \alpha \quad (7.1)$$

где V – количество газа, находящегося в ПХГ на дату расчета, м^3 ;

F – площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м^2 ;

h – мощность пористой части газоносного пласта, м;

m – коэффициент пористости; P – среднее абсолютное давление в залежи на дату расчета, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

$K = (T+t_{\text{ст}})/(T+t_{\text{пл}})$ – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре; ($t_{\text{ст}} = 20^\circ \text{C}$; $t_{\text{пл}}$ – пластовая температура; T – абсолютная температура, К);

α – коэффициент газонасыщенности. [2]

Расчет по этому методу количества газа, находящегося в ПХГ, базируется на данных о геологических границах распространения залежи, характере порового пространства и соответствующем пластовом давлении, которые не всегда известны. [2]

Расчет количества газа, находящегося в ПХГ, по методу падения давления применяется для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятых газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации хранилища. Формула подсчета основана на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на $1 \text{ кгс}/\text{см}^2$ падения давления во все периоды разработки газовой залежи:

$$Q = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2} \quad (7.2)$$

где Q – количество добытого газа за период разработки газовой залежи от первой до второй даты на $1 \text{ кгс}/\text{см}^2$ падения давления, $\text{м}^3/(\text{кгс}/\text{см}^2)$; Q_1 и Q_2 – объемы добытого газа на первую и на вторую дату с начала разработки газовой залежи, м^3 ; P_1 и P_2 – соответствующие давления газовой залежи после добычи соответствующих объемов газа Q_1 и Q_2 , $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Промышленный запас газа, находящегося в ПХГ, можно определить по формуле:

$$V = \frac{(Q_1 - Q_2) \cdot (P_2 \cdot \alpha_2 - P_k \cdot \alpha_k)}{P_1 \cdot \alpha_1 - P_2 \cdot \alpha_2} \quad (7.3)$$

где, α_1, α_2 – поправки на отклонение от закона идеального газа;

P_k – пластовое давление по окончанию добычи газа из ПХГ.

Метод подсчета по падению давления не требует знания величин площади, мощности и пористости газоносного пласта. Однако отсутствие данных параметров приводит к неточному вычислению средневзвешенного пластового давления, которое приводит к большим погрешностям при расчете промышленного запаса газа, находящегося в хранилище.

Оценка запасов газа по уравнению материального баланса с учетом влияния пластовой воды записывается в виде:

$$V = V_H - Q \quad (7.4)$$

где V – текущий объем газа в пласте, м^3 ; V_n – начальный объем газа в пласте, м^3 ; Q – добытое количество газа, м^3 . [2]

Для распространения этой формулы требуются: знание начального и текущего поровых объемов пласта, объем вторгшейся в залежь воды, коэффициент продуктивности пласта по воде и другие геолого-физические и эксплуатационные параметры газоносного пласта. [2]

Подземные хранилища газа, создаваемые в водоносных пластах, образуются за счет вытеснения из пор породы жидкости и накопления газа под непроницаемой крышкой. Подобные хранилища, в основном, создаются в «открытых» геологических ловушках, представленных хорошо выраженными куполовидными поднятиями (антиклинальные складки), недалеко от которых имеется область питания или стока. По мере заполнения хранилища газом давление в нем повышается с одновременным перемещением границы газового пузыря. Если хранилище газа создается в «замкнутых» ловушках, в которых не удастся оттеснить воду на периферию пласта, создается специальная система отбора воды из пласта через отдельные разгрузочные скважины. [2]

Строительство хранилища газа в водоносных пластах осуществляется в три этапа: геологическая разведка, разведывательно-промышленная закачка и циклическая эксплуатация хранилища. [2]

Геологическая разведка позволяет выяснить наличие ловушки, которая способна аккумулировать газ в требуемых объемах, установить ее площадь, определить характеристики пласта коллектора, крышки и всего разреза осадочных пород, получить гидрогеологические данные по вскрытым разведочным скважинам, водоносным пластам с указанием степени их взаимосвязанности, определить химический состав, давление и температуру пластовых вод по всему разрезу. [2]

Разведывательно-промышленная закачка газа производится в два этапа: разведывательные работы (определение газогидродинамических параметров и степени однородности пласта-коллектора, продуктивности скважин, утечек газа и др.) и промышленное заполнение хранилища газом. [2]

Циклическая эксплуатация хранилища, так же, как и эксплуатация ПХГ в истощенных месторождениях, включает два многократно повторяющихся цикла: отбор газа из хранилища в период максимального газопотребления и закачку газа в хранилище в период минимального газопотребления. [2]

Географическое расположение ПХГ зависит от подходящей структуры для организации хранилища. Желательно, чтобы ПХГ было расположено вблизи от мест потребления или вблизи трассы магистрального газопровода, чтобы избежать сооружения дополнительного газопровода большой протяженности. При строительстве ПХГ вблизи мест потребления, т.е. в конце магистрального газопровода, появляется возможность эксплуатировать газопровод в течение года с неизменной нагрузкой. В случае строительства ПХГ на трассе магистрального газопровода участок газопровода после ПХГ будет иметь неравномерную нагрузку. Вследствие чего диаметр газопровода

этого участка рассчитывается на максимальную пропускную способность, соответствующую расходу газа на самую холодную зимнюю пятидневку. [2]

Активный объем газа подземного хранилища рассчитывается на количество газа, соответствующего сезонному колебанию в газопотреблении. Это количество равно объему газа, ежегодно закачиваемого и отбираемого из хранилища в соответствии с установленным технологическим режимом эксплуатации ПХГ. Численное значение активного объема газа определяется с использованием коэффициентов месячной неравномерности газопотребления, вычисленных из графика годового потребления газа:

$$K_{max} = \frac{Q_{max}}{Q_{cp}} \quad (7.5)$$

$$K_{min} = \frac{Q_{min}}{Q_{cp}} \quad (7.6)$$

Зная коэффициент месячной неравномерности газопотребления, объем газа, подлежащего хранению, Q_a (активный объем хранимого газа) можно определить по формуле:

$$Q_a = \frac{Q_{\Gamma}}{12} \sum_{i=1}^n (K_{max} - 1) \quad (7.7)$$

$$Q_a = \frac{Q_{\Gamma}}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{min}) \quad (7.8)$$

где Q_{Γ} – среднегодовой объем потребления газа, определяемый по нормам газопотребления потребителей всех категорий (бытовые, коммунальные и производственные объекты), m^3 ; K_{max} – коэффициент месячной неравномерности больше единицы; K_{min} – коэффициент месячной неравномерности меньше единицы; n – число коэффициентов, которые больше или меньше единицы. [2]

Производительность хранилища по отбору газа определяется из графика годового потребления газа. Величину максимальной производительности хранилища по отбору газа q_{max} приблизительно можно принять в 1,5-2 раза выше, чем среднесуточный отбор газа из хранилища за сезон:

$$q_{max} = (1 \div 2) \cdot \frac{Q_a}{t_0} \quad (7.9)$$

где t_0 – продолжительность периода отбора газа из хранилища, ч (сут). [2]

Такой метод определения максимальной производительности хранилища по отбору газа справедлив только в том случае, когда хранилище предназначено для регулирования сезонной неравномерности газопотребления. В других случаях (пиковый отбор в случае аномально холодных дней, аварийная ситуация) максимальный отбор из хранилища определяется по потреблению газа конкретными объектами, находящимися в зоне влияния данного ПХГ. [2]

Общий объем газа, находящегося в ПХГ, всегда больше активного объема на величину буферного газа, который постоянно находится в пласте-коллекторе для поддержания энергетического потенциала газохранилища:

$$Q_{общ} = Q_a + Q_b \quad (7.10)$$

где $Q_{\text{общ}}$ – общий объем газа, м^3 ; Q_a – активный объем газа, м^3 ; Q_b – буферный объем газа, м^3 . [2]

Буферный газ подразделяется на две составляющие части. Первую часть составляет газ, который может быть отобран из подземного хранилища в случае экстренной необходимости дополнительной его подачи или в случае ликвидации ПХГ. Вторую часть составляет газ, который экономически нецелесообразно извлекать из пласта существующими в настоящее время способами, т.е. остаточный газ. [2]

$$Q_b = Q_{\text{из}} + Q_{\text{ос}} \quad (7.10)$$

где $Q_{\text{из}}$ – извлекаемый объем газа, м^3 ; $Q_{\text{ос}}$ – остаточный объем газа, м^3 . [2]

Правильный выбор количества буферного газа позволяет обеспечить необходимое для работы хранилища давление, уменьшает продвижение воды в область газонасыщенности при отборе газа, предотвращает изменение состава газа и образование гидратов в процессе хранения и позволяет уменьшить число эксплуатационных скважин. Объем буферного газа в ПХГ изменяется от 60 до 130% и более от количества активного газа. [2]

Объем буферного газа в хранилище зависит от глубины его залегания, физико-геологических параметров пласта-коллектора, мощности пласта и режима эксплуатации хранилища. Чем меньше глубина залегания пласта, тем больше должен быть объем буферного газа для создания одного и того же давления на устье скважины. [2]

При годовом режиме эксплуатации хранилища, когда объем порового пространства остается постоянным, объем буферного газа можно определить по формуле:

$$Q_b = \Omega \cdot \frac{P_{\text{min}} \cdot z_a}{P_a \cdot z_b} \quad (7.11)$$

где Q_b – объем буферного газа, приведенный к атмосферному давлению P_a и пластовой температуре $T_{\text{пл}}$, м^3 ; Ω – объем порового пространства газонасыщенного коллектора, м^3 ; P_{min} – минимальное (буферное) давление в хранилище к концу периода отбора газа, МПа; z_b – коэффициент сжимаемости природного газа при $P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$. [2]

Объем буферного газа при упруговодонапорном режиме определяется по формуле:

$$Q_b = \Omega_k \cdot \frac{P_{\text{min}} \cdot z_a}{P_a \cdot z_b} + \alpha_k \cdot (\Omega_n - \Omega_k) \cdot \frac{P_b \cdot z_a}{P_a \cdot z_b} \quad (7.12)$$

где Ω_n и Ω_k – соответственно начальный (до начала отбора газ) и конечный объем порового пространства залежи, м^3 ; P_b – средневзвешенное по объему обводненной части порового пространства залежи давление, МПа; z_b – коэффициент сжимаемости газа при P_b и $T_{\text{пл}}$; α_k – коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны пласта в долях единицы. [2]

Выбранный пласт для строительства подземного хранилища должен быть герметичным для предотвращения потери газа при хранении. Здесь главное значение имеют физико-механические свойства пород, покрывающих пласт. Если горные породы кровли хранилища представлены плотными,

пластичными глинами или крепкими известняками и доломитами при отсутствии трещин и разломов, то обычно мощности кровли в несколько десятков метров достаточно для предотвращения утечек газа.

Контроль герметичности подземного хранилища осуществляется в отдельности для скважины и для пласта-коллектора. Испытанию на герметичность подвергается каждая скважина независимо от того, что ПХГ создается на базе выработанных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений или ПХГ создается в водоносных пластах. [2]

Для вновь пробуренных скважин первоначально проверяется герметичность колонны обсадных труб в скважине до цементирования с использованием газообразного агента при давлениях, близких к условиям эксплуатации ПХГ. Однако метод испытания колонн перед цементированием в скважине имеет недостатки, связанные с несоблюдением термобарических условий эксплуатации ПХГ и недостаточным по протяженности временем процесса испытания. [2]

Для проверки герметичности цементного камня, высоты его подъема за колонной, равномерности распределения цементного камня по периметру обсадной колонны используют акустический каротаж. [2]

Герметичность скважин во время эксплуатации проверяется измерением температуры от забоя до устья скважины, расходов газа по длине колонны и другими методами, доступными для эксплуатирующей организации ПХГ. [2]

Герметичность покрышки пласта-коллектора определяется методом пробных откачек (или закачек) жидкости или газа с одновременным измерением давления на скважинах, пробуренных на пласт, расположенный непосредственно выше покрышки испытываемого пласта-коллектора, или на скважинах, пробуренных на пласт-коллектор. Если изменения давления газа или жидкости в скважинах отсутствуют, можно предполагать, что кровля пласта-коллектора непроницаема как для жидкости, так и для газа. В процессе эксплуатации ПХГ герметичность пласта-коллектора можно оценить по изменению местоположения линии контакта газ – вода. Местоположение линии контакта газ – вода измеряют геофизическими методами на скважинах, расположенных на периферийных участках пласта-коллектора.

На рис. 7.1. приведены две возможные схемы эксплуатации ПХГ, создаваемые на базе истощенного нефтяного месторождения и в ловушке водонасыщенного пласта.

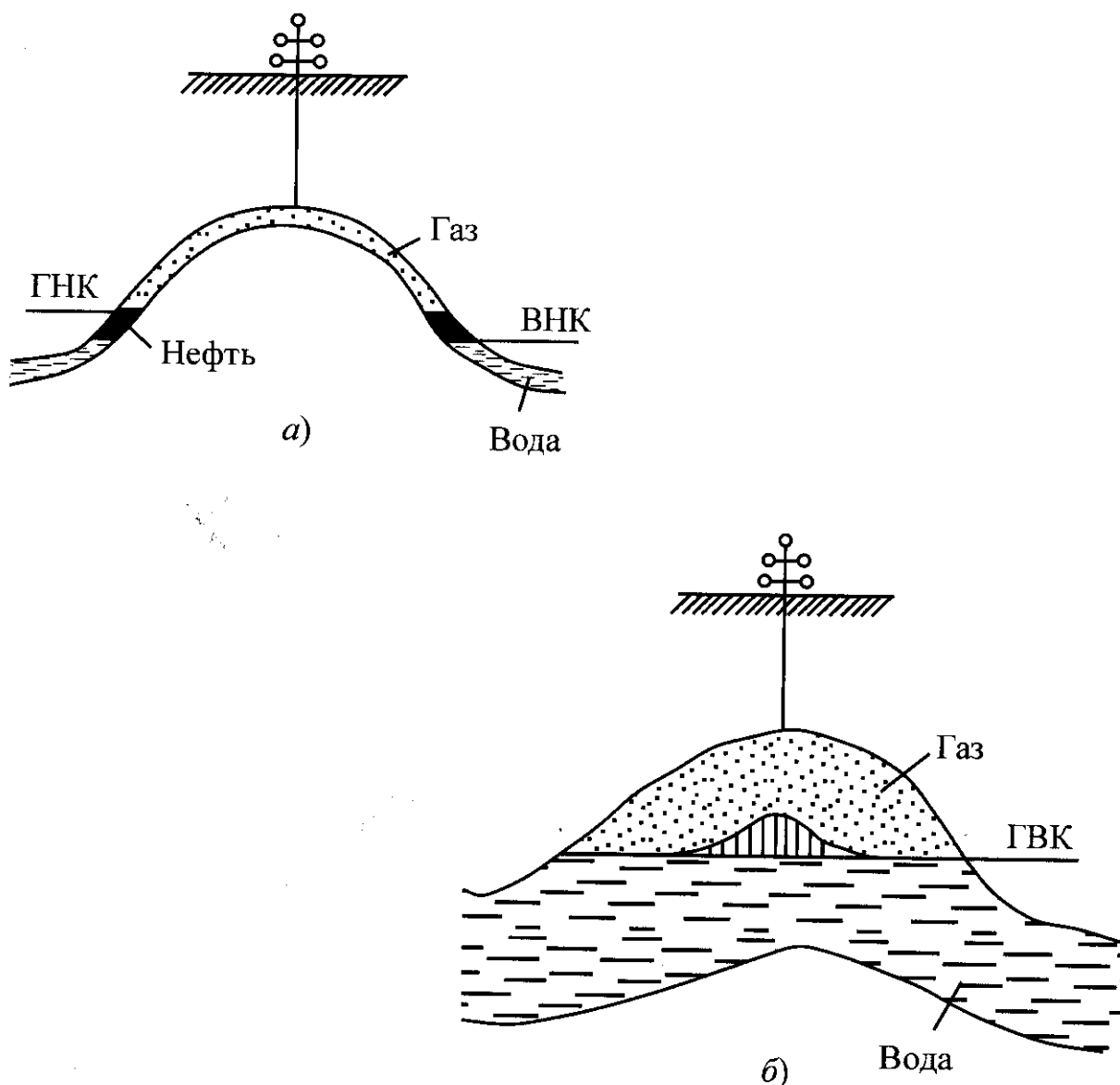


Рисунок 7.1 Схематическое изображение процесса эксплуатации пласта-коллектора:

а) истощенное нефтяное месторождение; б) ловушка водонасыщенного пласта; ГНК – газонефтяной контакт; ВНК – водонефтяной контакт; ГВК – газовойодяной контакт.

Во втором случае во время эксплуатации хранилища подошвенная вода будет передвигаться вверх при отборе газа и отступать вниз при его закачке. Следовательно, объем газонасыщаемой части залежи изменяется. При этом часть газа остается в обводненной части коллектора. Хранилище эксплуатируется в упруговодонапорном режиме. [2]

Краткие сведения о трубопроводном транспорте газа

Трубопроводы, по которым собирается и транспортируется газ на территории месторождений или подземных хранилищ, по функциональному назначению разделяются на выкидные линии (шлейфы) и сборные коллекторы.[2]

Выкидными линиями (шлейфами) называются трубопроводы, идущие от скважины до группового замерного пункта, группового сепарационного пункта или до сборного коллектора. По выкидной линии транспортируется продукция только одной скважины. Выкидные линии прокладываются в основном под землей, в некоторых случаях возможна и наземная прокладка. Диаметр выкидной линии выбирается в зависимости от дебита скважины и расстояния подачи продукции скважины. Потери давления в шлейфах должны составлять не более 5 % рабочего давления на устье скважины. [2]

Сборный коллектор представляет собой трубопровод, по которому подается продукция нескольких скважин на групповой сборный пункт (ГСП). Подключение скважин к сборному коллектору осуществляется индивидуально или через групповую замерную установку. Диаметр труб определяется расчетом в зависимости от общей производительности подключенных скважин и располагаемого перепада давления. На сборных коллекторах устанавливаются промежуточные задвижки для отключения аварийных участков коллектора. [2]

Схема сбора газа на площади ПХГ в основном сохраняется такой, какой была на стадии эксплуатации промысла. Различают коллекторные и бесколлекторные газосборные системы. Бесколлекторная система сбора газа реализуется только при централизованной подготовке газа. В этом случае форма газосборной сети может быть индивидуальной (каждая скважина имеет свой комплекс сооружения для подготовки газа) или групповой (подготовка газа осуществляется на групповом сборном пункте – ГСП, обслуживающем несколько близко расположенных скважин).

При использовании коллекторных систем применяются три схемы внутри промыслового сбора газа: линейная, лучевая, кольцевая. Каждая схема сбора газа, в свою очередь, может иметь групповую форму сбора и подготовки газа (рис. 7.2).

Конфигурация газосборного коллектора в основном зависит от формы и размера площади газоносности, количества газоносных пластов, методов промысловой отработки газа, а также от числа скважин и их размещения, состава газа, способов замера его объема. Линейный коллектор применяется, как правило, на газовых месторождениях с вытянутой площадью газоносности. Лучевая система применяется при раздельной эксплуатации газовых пластов с различными давлениями и составом газа. Кольцевая коллекторная система применяется на больших по размерам площадях газоносности с большим числом скважин. При указанных системах сбора и внутриплощадочного транспорта газа каждая скважина имеет отдельную 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). [2]

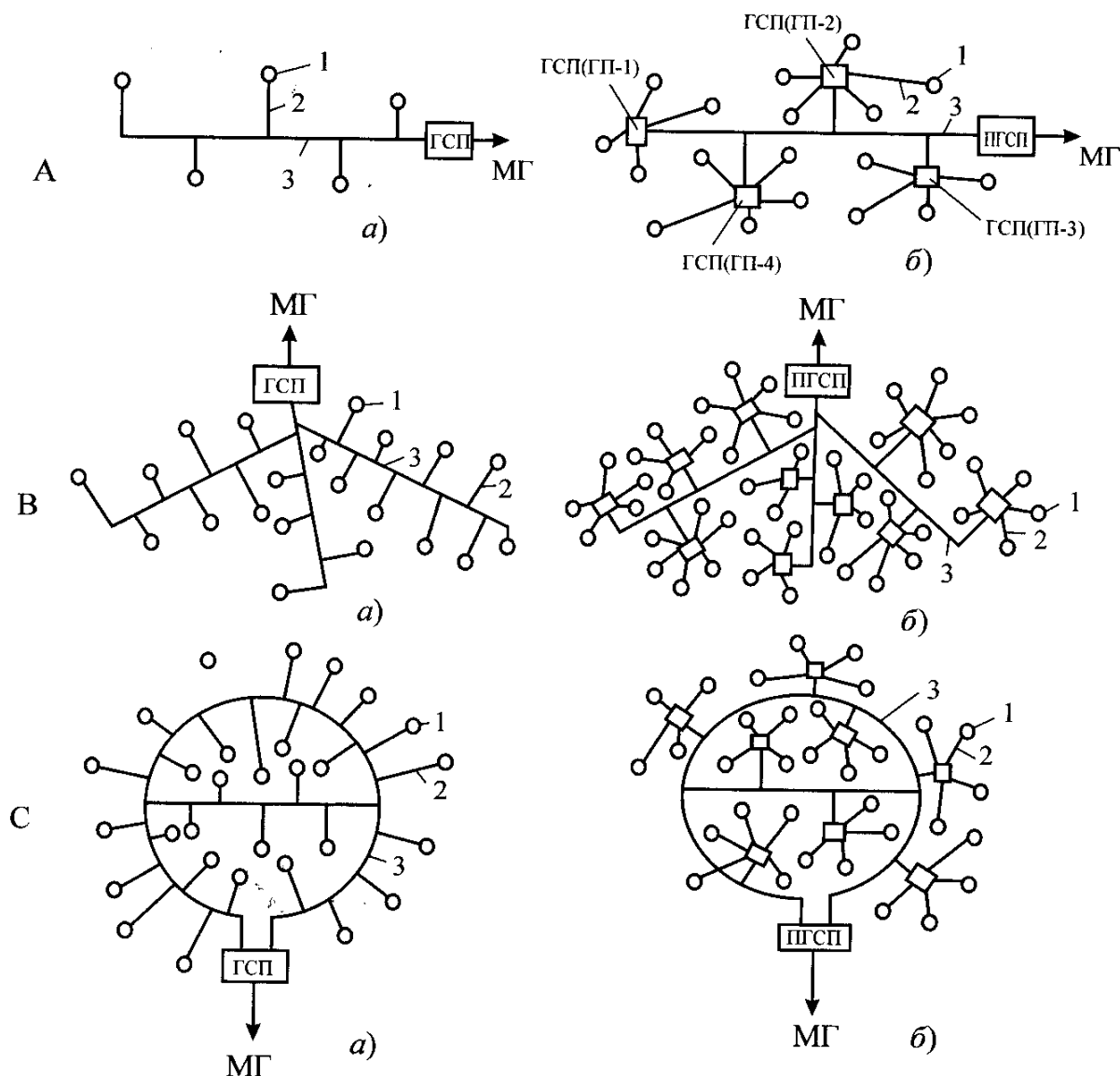


Рисунок 7.2 Схема сбора газа на ПХГ:

А – линейная; В – лучевая; С – кольцевая; а) – индивидуальная форма сбора газа; б) – групповая форма сбора газа; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – газосборный коллектор; ГСП – газосборный пункт; ПГСП – промышленный газосборный пункт

При применении группового метода сбора и переработки газа с линейными коллекторами отделение твердых взвесей и жидкости от газа, измерение объемов газа и жидкости проводится на газосборном пункте, который размещается в центре группы скважин. Газ и конденсат по самостоятельным газопроводам подается на промышленный газосборный пункт (ПГСП). [2]

Расчет газосборных коллекторов осуществляется следующим образом. Для линейного, а также для каждой нитки лучевого коллектора рассчитывается как газопровод с подводом по пути. Расчетная схема такого газопровода приведена на рис. 7.3. [2]

Газопровод состоит из n участков. В каждом участке имеется приход газа, вследствие чего массовый расход газа по пути увеличивается, т.е. $M_1 < M_2 < \dots < M_n$. Общая длина газопровода равна сумме отдельных участков: $L = l_1 + l_2 + \dots + l_n$. [2]

Для каждого участка можно записать:

$$P_H^2 - P_1^2 = \lambda_1 \frac{M_1^2 \cdot z_1 \cdot R \cdot T_1 \cdot l_1}{F_1^2 \cdot D_1};$$

$$P_1^2 - P_2^2 = \lambda_2 \frac{M_2^2 \cdot z_2 \cdot R \cdot T_2 \cdot l_2}{F_2^2 \cdot D_2};$$

$$P_{n-1}^2 - P_K^2 = \lambda_n \frac{M_n^2 \cdot z_n \cdot R \cdot T_n \cdot l_n}{F_n^2 \cdot D_n}.$$

Для всего газопровода получаем: $P_H^2 - P_K^2 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{M_i^2 \cdot z_i \cdot R \cdot T_i \cdot l_i}{F_i^2 \cdot D_i}$ (7.13)

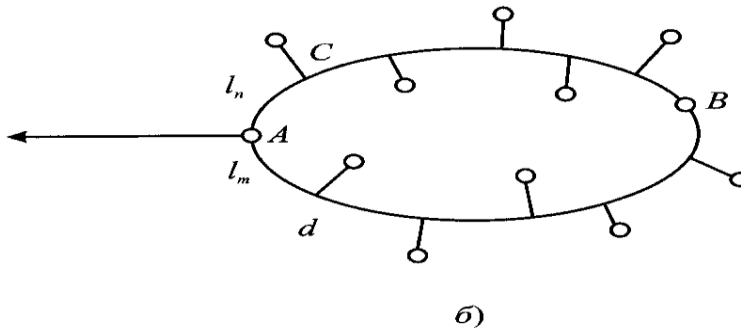
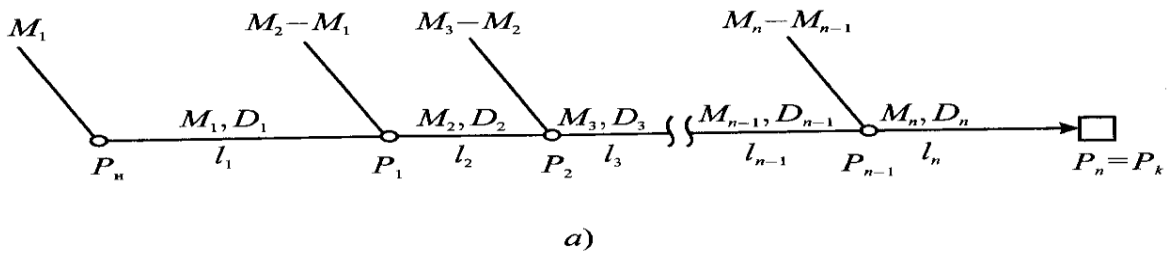


Рисунок 7.3. Расчетные схемы линейного (а) и кольцевого (б) газосборных коллекторов

Принимая, что температура газа по всей длине газопровода остается постоянной $T = \text{const}$, коэффициент сжимаемости газа z определяется при среднем давлении в газопроводе и все участки газопровода выполнены из труб одного диаметра, тогда расчетная формула запишется в следующем виде:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{z \cdot R \cdot T}{F^2 \cdot D} \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot M_i^2 \cdot l_i \quad (7.14)$$

где P_n – давление газа на начальном расчетном участке газопровода, МПа; P_k – давление газа на конце газопровода, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; z – коэффициент сжимаемости газа; R – газовая постоянная, Нм/кг·К; T – средняя температура газа в газопровode, К; M – массовый расход газа, кг/ч; F – площадь сечения трубопровода, м²; D – диаметр трубопровода, м²; l – длина расчетного участка, м. [2]

Расчет кольцевого газосборного коллектора проводится исходя из следующих предположений. Расчетная схема такого газосборного коллектора представлена на рис. 7.3. Принимается, что кольцевой газосборный коллектор состоит из двух ниток газопровода, выходящих из нулевой точки В и сходящихся в точке А. В точке В движение газа отсутствует. Точка А – пункт сдачи газа магистральному газопроводу. [2]

Участок ab, на котором располагается точка В, также является нулевым, так как теоретически по этому участку газ не течет. Практика показывает, что во время эксплуатации за счет колебания дебита скважин газ перетекает то в одну, то в другую сторону. Однако эти перетекания незначительны. [2]

Цель расчета заключается в нахождении положения точки А при условии равенства перепадов давления на расчетных ветвях коллектора aA и bA. [2]

Принимая диаметр коллектора на всех участках постоянным, а также пренебрегая изменением λ , z , T для каждой расчетной ветви аналогично уравнению (7.14), получим:

$$P_a^2 - P_A^2 = \lambda \frac{z \cdot R \cdot T}{F^2 \cdot D} \sum_{i=1}^n (M_i^2 \cdot l_i + M_n^2 \cdot l_n);$$

$$P_b^2 - P_A^2 = \lambda \frac{z \cdot R \cdot T}{F^2 \cdot D} \sum_{i=1}^m (M_i^2 \cdot l_i + M_m^2 \cdot l_m);$$

где l_n и l_m – расстояние от точки А до ближайших точек подключения скважин с и d; M_n и M_m – суммарный расход газа на участки Ac и Ad.

Обозначив длину участка cd через l , тогда $l_n + l_{m=l}$, и решая совместно уравнения для ветвей aA и bA, можно определить величину одного из расчетных участков в окрестности точки А. В частности, для расчетного участка cA можно определить его длину по формуле:

$$l_n = \frac{M_m^2 \cdot l_m - \sum_{i=1}^{n-1} M_i^2 \cdot l_i + \sum_{i=1}^{m-1} M_i^2 \cdot l_i}{M_n^2} \quad (7.15)$$

При расчете может оказаться, что $l_n > l_m$. Это значит, что точка А находится за точкой d. Если же величина получится отрицательной, то точка А лежит за точкой с. Следовательно, необходимо изменить соответственно расчетную схему и снова провести расчет. [2]

После определения расположения точки А рассчитывается диаметр газосборного коллектора по формуле (7.14). При этом необходимо использовать данные, полученные по одной из расчетных ветвей коллектора. В исключительных случаях, когда расположение точки А окончательно предпрешено и не может быть изменено по условиям местности, для расчета

диаметра трубопровода необходимо предварительно установить нулевой участок. Для этого намечается несколько произвольных нулевых участков и по формуле (7.15) рассчитывается длина участка l_n . За расчетный принимается тот участок, на котором расчетное значение в меньшей степени отличается от фактической длины. После этого для каждой ветви газосборного коллектора определяется диаметр трубопровода и из них выбирается наибольший.[2]

Для уменьшения энергетических и материальных затрат при закачке и отборе газа коллектор хранилища выбирается таким образом, чтобы он обладал достаточной проницаемостью и литологической однородностью. Поэтому при сооружении подземного хранилища газа проводится детальная геологическая разведка с определением параметров коллектора. При проведении геолого-разведочных работ изучается: режим пласта, геометрия ловушки, гранулометрический состав коллектора, характер цементирующего вещества, пористость и проницаемость коллектора и геометрия пластовой водонапорной системы, глубина залегания хранилища, положение газоводонефтяного контакта, надежность изоляции пласта от соседних, начальное пластовое давление, наличие или отсутствие тектонических нарушений, плотность пород разреза, литологический состав, область распространения и мощность пород кровли хранилища.[2]

Наиболее благоприятный интервал глубин залегания пласта для строительства подземного хранилища газа с учетом существующих параметров составляет от 600 до 1100 м. Если в геологическом разрезе имеется несколько пластов, выбор глубины залегания пласта определяется на основе сравнительного анализа их технико-экономических показателей. [2]

Максимально допустимое давление газа в подземном хранилище в целом зависит от глубины залегания пласта и размеров площади газоносности, структурных и тектонических особенностей пласта, прочности, плотности и пластичности его кровли и пород над площадью газоносности.

Чрезмерное повышение давления газа в подземном хранилище может привести к нарушению его герметичности путем раскрытия существующих или образованию новых трещин в кровле хранилища, приводящих к утечкам газа. С другой стороны, увеличение давления в хранилище положительно сказывается на экономических показателях эксплуатации хранилища. В частности, увеличивается количество хранящегося газа, дебит скважин, период бескомпрессорной подачи газа потребителю. [2]

Тема 8. Наземные хранилища газообразных углеводородов

Спрос на газ со стороны потребителя меняется в течение дня, недели, года, в то время как добыча газа является весьма стабильным процессом. Согласование производственных и экономических вопросов между производителем и потребителем возможно при помощи сооружения и эксплуатации газгольдеров.

Газгольдер – большой резервуар для хранения природного, биогаза или сжиженного нефтяного газа.

В соответствии со своим назначением газгольдеры могут выполнять одну или несколько функций. Основными из них являются:

- а) длительное или кратковременное хранение газа;
- б) смешивание и перемешивание газов различных составов или одного газа различных концентраций;
- в) аккумулялирование энергии давления хранимого газа;
- г) измерение количества вырабатываемого или добываемого газа;
- д) распределение газа при наполнении баллонов, цистерн и др. или при подаче его в несколько цехов;
- е) выравнивание давления газа в замкнутой газораспределительной системе;
- ж) сигнализация о стабильности установленного технологического процесса или нарушении его.

В зависимости от рабочего давления газгольдеры могут быть разделены на два основных класса (рис. 8.1):

- а) низкого давления – класс I;
- б) высокого давления – класс II.

Рабочее давление в газгольдерах класса I назначается исходя из специфических особенностей технологических процессов; обычно оно не превышает 400–500 мм вод. ст. (0,004–0,005 МПа).

Газгольдеры класса II предназначены для эксплуатации при рабочем давлении газа от 0,07 до 3 МПа, а иногда при еще более высоком давлении. Газгольдеры высокого давления имеют постоянный геометрический объем. Давление газа, находящегося в газгольдере, в процессе его эксплуатации меняется. Газгольдеры низкого давления в процессе эксплуатации изменяют свой геометрический объем, при этом сохраняя давление хранимого газа постоянным.

По геометрической форме конструкции газгольдеры делятся на цилиндрические (вертикальные и горизонтальные) и сферические.

Газгольдеры низкого давления.

Газгольдеры низкого давления по технологии эксплуатации делятся на две группы: мокрые газгольдеры и сухие газгольдеры. [2]

В процессе эксплуатации газгольдера давление газа, находящегося в нем, практически не меняется. [2] Газгольдер состоит из неподвижного резервуара, промежуточных звеньев и колокола. Неподвижный резервуар наполнен водой. В зависимости от вместимости газгольдера число промежуточных звеньев (телескопов) может быть различным.



Рисунок 8.1. Классификация наземных хранилищ газообразных продуктов (газгольдеров).

Газгольдер называется однозвенным, если он имеет одно подвижное звено-колокол, и двухзвенным, если имеется колокол и одно промежуточное звено, и т.д. На рис. 8.2 приводится конструкция двухзвенного мокрого газгольдера. [2]

Газ подается под колокол, и по мере наполнения газгольдера сначала происходит поднятие колокола, затем – первого промежуточного звена, второго и т.д. Вода, находящаяся в неподвижном резервуаре, является гидравлическим затвором, препятствующим выходу газа из-под колокола.

Уплотнение между отдельными звеньями осуществляется специальными гидравлическими затворами. В зимнее время производится подогрев воды в газгольдере и в гидравлическом затворе. Температура воды поддерживается не ниже $+5^{\circ}\text{C}$. [2]

Мокрые газгольдеры строятся вместимостью от 10 до 30000 м^3 . Газгольдер вместимостью 30000 м^3 имеет диаметр резервуара, равный 43,6 м, и полную высоту, равную 33,2 м. [2]

Сухой газгольдер низкого давления (рис. 8.3) состоит из цилиндрического стального корпуса, цилиндрического поршня и стальной кровли. Газ подается под поршень газгольдера, и по мере накопления газа поршень поднимается. По периметру поршня устанавливается специальное уплотняющее устройство. Днище газгольдера изготавливается из тонколистовой стали. В газгольдере вместимостью до 10000 м^3 толщина стенок составляет 5 мм. Сухие газгольдеры могут строиться вместимостью $10000\text{--}100000\text{ м}^3$. [2]

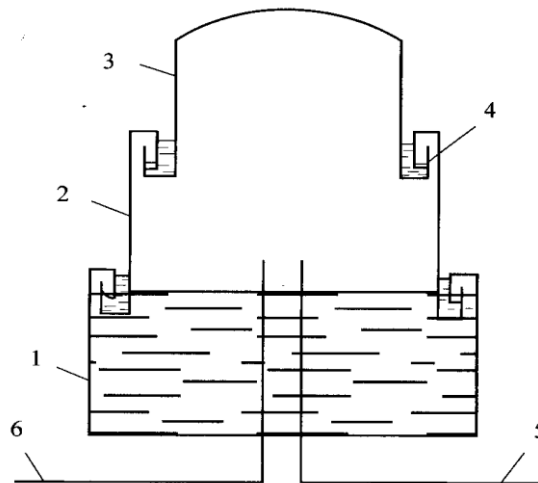


Рисунок 8.2. Схематическое изображение конструкции мокрого газгольдера:

1 – резервуар; 2 – промежуточное подвижное звено; 3 – колокол; 4 – гидравлический затвор; 5 – подводящий трубопровод; 6 – трубопровод для отбора газа. [2]

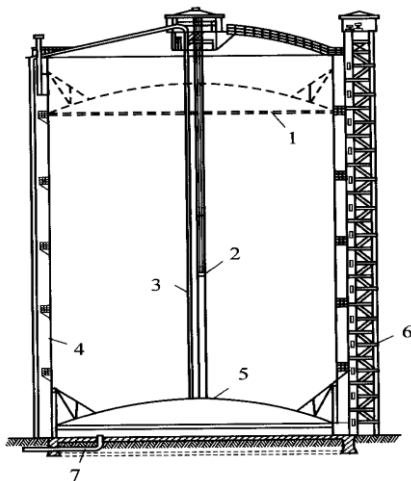


Рисунок 8.3. Схематическое изображение конструкции сухого цилиндрического газгольдера низкого давления:

1 – шайба в верхнем положении; 2 – подъемная клетка; 3 – цепная лестница; 4 – обшивка; 5 – шайба на опорах; 6 – наружный подъемник; 7 – подвод газа. [2]

Газгольдеры высокого давления

Цилиндрические газгольдеры высокого давления, установленные на станциях, рассчитаны на избыточное давление от 0, 25 до 2 МПа, имеют вместимость от 50 до 270 м³. Внутренний диаметр резервуаров составляет 3,2 м, общая длина или высота их может варьироваться от 7,2 до 34,4 м. Газгольдеры высокого давления изготавливаются на заводах и в готовом виде транспортируются к месту монтажа. На заводах-изготовителях газгольдеры подвергают гидравлическому испытанию на герметичность и на прочность при давлении $P_{ис} = 1, 25 P_p$. [2]

Цилиндрические газгольдеры постоянного объема и высокого давления можно установить в горизонтальном или вертикальном положении (рис. 8.4). Днища газгольдеров имеют сферическую форму. [2]

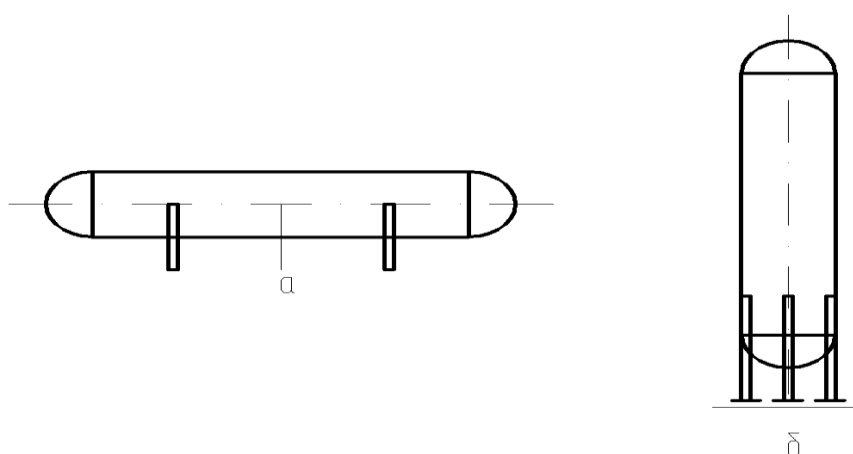


Рисунок 8.4. Схематическое изображение цилиндрического газгольдера высокого давления:

а – горизонтальный; б – вертикальный. [2]

Шаровые газгольдеры высокого давления строят в основном вместимостью 600 м³. За рубежом работают шаровые газгольдеры вместимостью 5000–10000 м³. Во Франции построен газгольдер вместимостью 87000 м³. [2]

Геометрический объем газгольдера по газу определяется по формуле:

$$V_{Г} = V_{ГВ} \frac{P_p}{P_{АТМ}} \quad (8.1)$$

где $V_{ГВ}$ – геометрический объем газгольдера по воде, определяется заводом-изготовителем; P_p – максимальное рабочее избыточное давление в газгольдере; $P_{АТМ}$ – атмосферное давление. [2]

Активный или рабочий объем газгольдера определяется с учетом объема буферного газа в нем:

$$V_p = \frac{V_{ГВ}}{P_{АТМ}} (P_p - P_{ост}) \quad (8.2)$$

где $P_{ост}$ – остаточное избыточное давление в газгольдере. [2]

Величина остаточного давления в газгольдере, как правило, совпадает с величиной давления газа в городской сети. [2]

Отношение активного объема газгольдера к его геометрическому объему по газу называется коэффициентом использования вместимости газгольдера:

$$K = \frac{V_p}{V_r} = \frac{(P_p - P_{ост})}{P_p} \quad (8.3)$$

Производительность отбора газа из газгольдера ограничивается пропускной способностью газопровода и температурой газа в газгольдере в процессе его отбора. При быстром отборе газа из газгольдера постоянного объема температура газа, следовательно, металла, из которого изготовлен газгольдер, опустится значительно ниже предела температуры хрупкости металла при соответствующем давлении газа. Такие случаи приводят к неминуемому разрушению газгольдера. [2]

Для предотвращения аварий наибольший массовый отбор газа за час не должен превышать допустимой величины, определяемой по формуле:

$$G_{доп} = \left(\frac{T_0}{T_x} - 1 \right) \frac{k \cdot F}{z \cdot R} \quad (8.4)$$

где $G_{доп}$ – максимально допустимый массовый отбор газа за час, кг/ч; T_0 – минимальная температура окружающей среды, К; T_x – критическая температура хрупкости стали, К; k – полный коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/(м²·К); z – коэффициент сжимаемости газа; R – газовая постоянная, Дж/(кг·К); F – площадь поверхности газгольдера, м². [2]

Сферические газгольдеры

Сферические резервуары-газгольдеры имеют более совершенную геометрическую форму по сравнению с цилиндрическими, требуют наименьшего расхода металла на единицу объема наполняемой среды, а благодаря более равномерному распределению и давлению на внутренней поверхности резервуара, требуют меньшей толщины стенки по сравнению с цилиндрическими.

Сферические резервуары впервые появились в США. Такие газгольдеры устанавливаются только на поверхности земли. У нас в стране наибольшее промышленное применение получили сосуды полезным геометрическим объемом 600 м³ с расчетным давлением среды до 18 кгс/см² (1,8 МПа).

Сферические газгольдеры в виде шаровых резервуаров (рис. 8.5) используются в основном для хранения сжиженных газов (изопентана, бутана, бутилена, пропана и смесей этих газов) и рассчитаны на внутреннее давление, соответствующее величине упругости паров (давлению насыщения) хранимых жидкостей. Сферическая форма резервуаров по сравнению с другими формами, например, цилиндрическими, наиболее эффективна по расходу стали и стоимости. Разработана серия таких газгольдеров объемом 3000–4000 м³ с внутренним давлением 0,25–1,8 Мпа, диаметром 9–20 м.

Сферические газгольдеры оборудуют предохранительными клапанами, приборами для отбора проб и замера уровня, незамерзающими клапанами,

термометрами и приемораздаточными устройствами. Цилиндрические газгольдеры, обычно ограничиваемые по концам полусферами, устанавливают горизонтально или на опорах. Газгольдеры этого типа объемом 50–270 м³ (причем диаметр у всех газгольдеров одинаковый) различаются лишь длиной, что облегчает их изготовление и транспортировку к месту монтажа в готовом виде. Рабочее давление в газгольдерах 0, 25–2 МПа. Газгольдеры оснащают комплектом запорной и предохранительной аппаратуры, а также патрубками для удаления конденсата и газа.

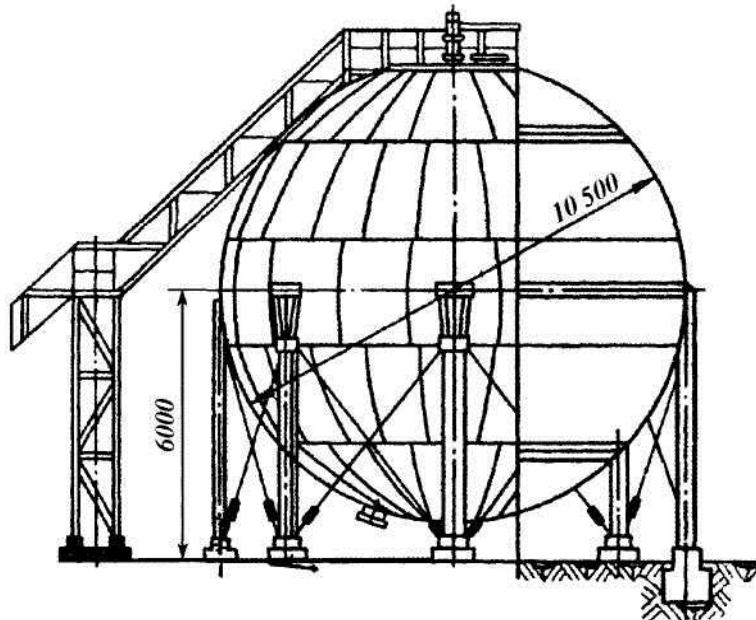


Рисунок 8.5. Сферический газгольдер объемом 600 м³.

Газгольдеры шаровой формы по сравнению с цилиндрическими дают экономию металла до 30%, но более сложны в изготовлении. Применяются они главным образом на заводах химической и нефтяной промышленности. Площадки с размещенными на них газгольдерами называются газгольдерными станциями. Емкость таких станций вне зависимости от применяемых типов газгольдеров не должна превышать 1 млн м³.

Хранение газа в трубах

Хранение природного газа под высоким давлением можно осуществлять также в стальных трубах. Трубчатый газгольдер состоит из множества толстостенных стальных труб, способных выдержать высокое давление (до 18 МПа), к которым привариваются сферические днища. Газгольдер заполняется газом при помощи компрессоров высокого давления. На линии выдачи газа устанавливаются регуляторы для снижения давления и теплообменники для подогрева газа. Капитальные затраты на строительство таких хранилищ небольшие, однако эксплуатационные затраты значительны. [2]

Для перевозки сжатого природного газа на сравнительно небольшие расстояния можно применять трубчатые газгольдеры, которые устанавливаются на специальных автомобилях и судах-танкерах.

Анализируя мировую практику, можно сделать следующие выводы:

- большее распространение в промышленности получили мокрые газгольдеры низкого давления. Строительство таких газгольдеров хорошо освоено, и они удобны в эксплуатации. Мокрые газгольдеры низкого давления широко применяются на химических заводах, но могут быть использованы и в газораспределительных сетях;

- сухие газгольдеры низкого давления поршневого типа малонадежны в эксплуатации;

- газгольдеры высокого давления используются в городских газораспределительных сетях для покрытия суточной неравномерности потребления газа;

- трубчатые газгольдеры помимо использования в газораспределительных сетях можно применять для транспортировки природного газа в танкерах и автомобилях. [2]

С появлением подземных хранилищ природного газа практическая ценность использования газгольдеров снизилась до минимального значения. В основном они в настоящее время применяются на химических и газонефтеперерабатывающих заводах для хранения технологических газов, смешения различных газов и в других технологических операциях. [2]

Тема 9. Хранилища жидких углеводородов

Поступающая из скважин продукция не является однофазной системой (нефтью или газом). Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей, горных пород, затвердевшего цемента.

Продукция скважин нефтяных и газовых месторождений представляет собой многофазную многокомпонентную систему.

Пластовая нефть – двухфазная газожидкостная система.

Сырая нефть – трехфазная система, содержащая нефть, растворенный газ, пластовую воду и механические примеси.

Товарная нефть – однофазная нефтяная система, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов.

Нефть считается кондиционной (товарной), если в ней содержится не более 1% воды и не более 900 мг/л хлористых солей, что соответствует третьей, наихудшей, группе качества.

Помимо этих двух существуют и другие показатели. Поэтому перед подачей нефти в магистральный трубопровод ее необходимо подвергнуть специальной обработке, включающей следующие процессы:

1. Удаление из нефти легких углеводородных газов, находящихся в свободном или растворенном состоянии, – процесс сепарации.
2. Отделение от нефти воды – процесс обезвоживания нефти.
3. Извлечение из нефти растворенных в ней солей – процесс обессоливания.

Состояние и свойства нефтяных систем определяются влиянием различных параметров: давлением, температурой, удельным объемом, компонентным составом фаз.

При движении УВ системы по всей цепочке «пласт – скважина – системы сбора и подготовки – магистральный трубопровод – потребитель» непрерывно изменяется давление P и температура T . В результате изменяются фазовые состояния систем, компонентный состав фаз и, как следствие, наблюдаемые физико-химические свойства.

Современный инженер по внутрипромысловому (магистральному) местному трубопроводному транспорту и хранению продукции скважин (нефти и газа) должен знать состав и физико-химические свойства нефти, газа, воды как многокомпонентной многофазной системы, основные принципы и закономерности процессов подготовки скважинной продукции и её транспортировки.

В больших государственных или частных компаниях, если говорить о жидких углеводородах, большее внимание уделяется хранению нефти и конденсата.

Нефть – разновидность горных пород, основной частью которой является газожидкостная смесь углеводородов. Вместе с другими горючими осадочными породами (торф, бурый и каменный уголь, антрацит и другие), но

не твердыми, а жидкими, она образует семейство каустобиолитов, семейство горючих органических пород. По консистенции нефти бывают легкоподвижные, подвижные, вязкие, почти не текучие и застывающие при нормальных условиях. Для нефти характерен резкий специфичный запах и маслянистость на ощупь. Нефть обычно имеет темный цвет, который может изменяться от зеленовато-бурого до чёрного. Цвет и консистенция нефти зависят, преимущественно, от содержания в ней высокомолекулярных, высокополярных составляющих: гетероатомных соединений, смол, асфальтенов. Чем их больше в нефти, тем темнее её цвет. Известны нефти и желтого, синего, красного цвета и даже прозрачные, так называемые, белые нефти.

Большей частью нефти представляют собой смесь углеводородов со средним их содержанием в 80%. При этом общее число индивидуальных углеводородных соединений, входящих в состав нефти, достигает 1000, которые различаются по молекулярной массе в ряду от C_5H_{12} (пентан) до $C_{40}H_{82}$ (тетраконтан) и по строению молекул. Среди углеводородов выделяют следующие группы: алканы (парафины, алифатические углеводороды и углеводороды метанового ряда) с общей формулой C_nH_{2n+2} ; цикланы (нафтеновые углеводороды, циклические) – C_nH_{2n} , C_nH_{2n-2} и C_nH_{2n-4} ; арены (ароматические углеводороды) – C_nH_{2n-6} , C_nH_{2n-12} , C_nH_{2n-18} , что служит основой для выделения различных типов нефти по соотношению этих трех групп веществ.

Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов ($C_5H_{12}+$ высшие гомологи), выделяющуюся из природных газов при эксплуатации газоконденсатной залежи в результате снижения пластовых давлений и температуры. Углеводородный состав газового конденсата варьирует в широком диапазоне и зависит от условий залегания, отбора и времени эксплуатации газоконденсатной залежи. Наиболее распространены газовые конденсаты с преобладанием метановых углеводородов при значительной доле нафтеновых углеводородов. Редко встречаются газовые конденсаты, состоящие главным образом из нафтеновых или ароматических углеводородов. Молекулярная масса газового конденсата колеблется в пределах 92–158 атомных единиц массы. Газовый конденсат имеет меньшую по сравнению с нефтью плотность, составляющую соответственно 0,7 – 0,8 и 0,8 – 1,1 г/см³.

Какие жидкие продукты получают из нефти, в общем случае, можно увидеть на примере нефти месторождения в США (см. рис.9.1). Все полученные продукты хранят в ПХНП или в отдельных емкостях.

Ниже приведены основные параметры продуктопроводов, которые оборудуются промежуточными либо конечными пунктами хранения (табл.9.1).

Таблица 9.1. Технологические параметры нефтепроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн.т/год	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн.т/год
529 (4-10)	5,4-6,5	6-8	219 (4-7)	9-10	0,7-0,9
630 (5-12)	5,2-6,2	10-12	273 (4-8)	7,5-8,5	1,3-1,6
720 (6-14)	5-6	14-18	325 (4-8)	6,7-7,5	1,8-2,2
820 (7-16)	4,8-5,8	22-26	377 (4-9)	5,5-6,5	2,5-3,2
920 (8-16)	4,6-5,6	32-36	426 (4-9)	5,5-6,5	3,5-4,8
1020 (9-18)	4,6-5,6	42-50	529 (4-10)	5,5-6,5	6,5-8,5
1220 (11-20)	4,4-5,4	70-78			

В общей концепции нефтегазового дела хранилища жидких нефтепродуктов занимают одну из главных ролей (см. рис. 9.2).

Промысловое хранение нефтепродуктов обустраивают путем строительства резервуарных парков (см. рис.9.3).

Резервуарный парк ГНС предназначен для приема нефти с промысла в случае остановки перекачки по нефтепроводу и подачи нефти в трубопровод при остановке поставки нефти с промысла. Объем резервуарного парка принимается равным двух-, трехсуточной пропускной способности магистрального нефтепровода.

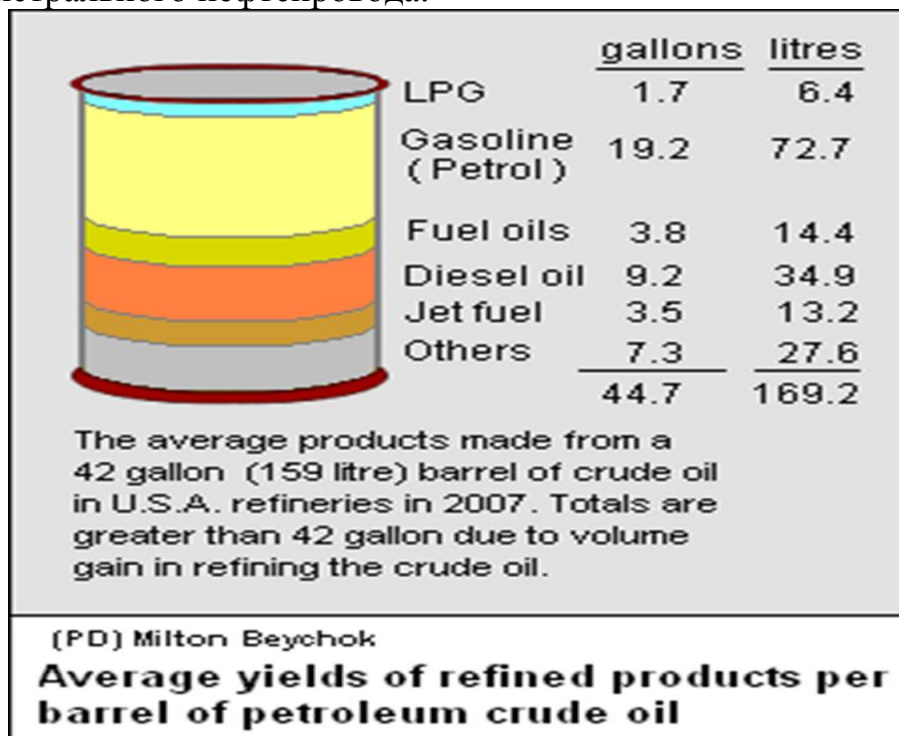


Рисунок 9.1. Конечные продукты переработки нефти, которые можно хранить в ПХПГ

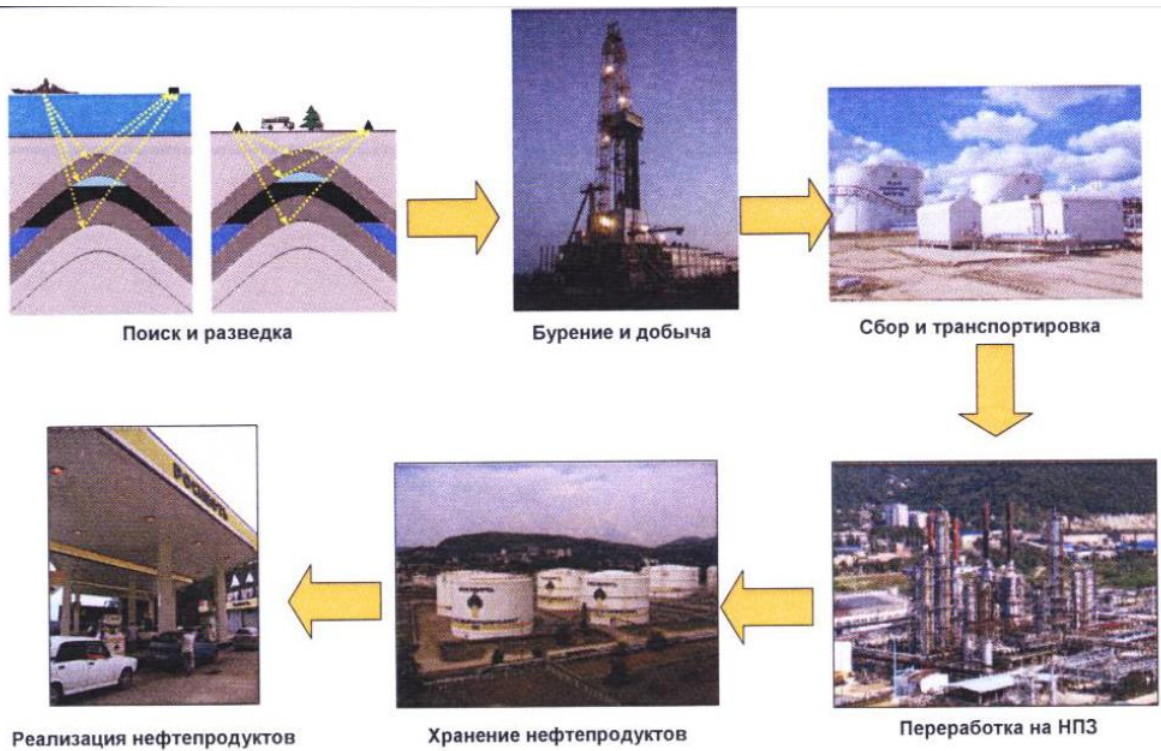


Рисунок 9.2. Концепция организации нефтегазового дела от поиска-разведки до конечного потребителя

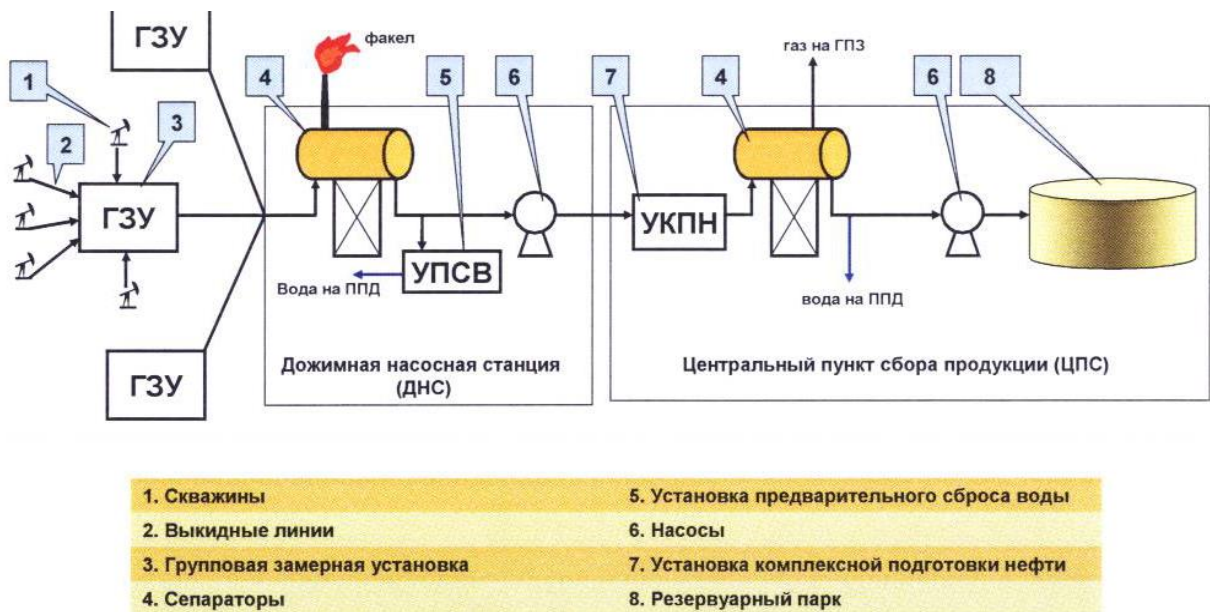


Рисунок 9.3. Организация хранения в резервуарных парках углеводородных полуфабрикатов

Основные физические параметры жидких углеводородов

Плотность характеризует количество покоящейся массы вещества, выраженной в единице объёма, [кг/м³; г/см³]:

$$\rho = m/v \quad (9.1)$$

Для определения плотности используют специальные приборы плотномеры (нефтеденсиметр, ареометр), принцип действия которых основан на законе Архимеда. На практике с целью уменьшения погрешности работают с относительными величинами. Под **относительной плотностью** (ρ°) понимают отношение величин абсолютной плотности нефти (ρ_n) к плотности дистиллированной воды (ρ_v), определённой при 4 °С:

$$\rho^\circ = \rho_n/\rho_v \quad (9.2)$$

Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций. С возрастанием температуры плотность дегазированной (сепарированной) нефти уменьшается. Зависимость плотности нефти от температуры оценивается выражением

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot [1 + \xi(20 - T)], \quad (9.3)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20 °С;

ξ – коэффициент объёмного расширения (табл. 9.2).

С повышением температуры в области давлений меньше давления насыщения плотность пластовой нефти будет возрастать.

Несмотря на то, что все нефти являются слабосжимаемыми жидкостями, **при увеличении давления плотность нефти возрастает**, хотя эти изменения малы по сравнению с их номинальными значениями.

Таблица 9.2. Значение коэффициента объёмного расширения нефти

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

Нефти – слабосжимаемые жидкости, и все-таки, при увеличении давления плотность нефти возрастает, хотя эти изменения малы по сравнению с их номинальными значениями. Изменение величины плотности нефти при изменении давления можно оценить, используя зависимости:

$$\rho(P) = \rho_{20} \cdot [1 + \beta(P - P_0)] \quad (9.4)$$

Или

$$\rho(P) = \rho_{20} \cdot [1 + (P - P_0)/K],$$

где ρ_{20} – плотность нефти при стандартных условиях; β – коэффициент сжимаемости нефти, 1 Па; P – давление, Па; P_0 – атмосферное давление, Па; K – модуль упругости нефти, Па.

Средние значения коэффициентов сжимаемости нефти (β) составляют 0, 7-4 ГПа⁻¹, среднее значение модуля упругости нефти ($K = 1/(\beta)$) составляет ~ 1, 3- 10⁹ Па.

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy} \quad (9.5)$$

где A – площадь перемещающихся слоев жидкости; F – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv . dy – расстояние между движущимися слоями жидкости; dv – разность скоростей движущихся слоев жидкости; μ – коэффициент пропорциональности, динамическая вязкость. Размерность динамической вязкости определяется из уравнения:

- система СИ —► [Па с, мПа с];
- система СГС —► [Из (пуаз) = г/(см • с). сПз (сантипуаз)] ; . 1 с Из = 10⁻³ кг/м^{-с} = 10⁻³ Па -с.

Для расчётов используют, особенно в гидравлике, параметр **кинематическую вязкость** – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести:

$$\mu = \nu / \rho \quad (9.6)$$

Единицы измерения кинематической вязкости:

- система СИ—► [м²/с. см²/с. мм²/с]

Под **теплоёмкостью** (c_p) понимается количество теплоты (dQ), которое необходимо передать единице массы этого вещества (M), чтобы повысить его температуру (dT) на 1 ° Цельсия или Кельвина:

$$c_p = dQ/M \cdot dT. \quad (9.7)$$

Величина теплоёмкости зависит от температуры, поэтому каждое её значение необходимо относить к определенной температуре (c_T) или к интервалу температур. Для большинства нефтей величины теплоёмкости (c_T) лежат в пределах: 1500-2500 Дж/(кг-К) ~ 350—600 кал/(кг К) при температурах от 0 до 50 °С. Теплоемкость пресной воды = 4190 Дж/(кг К).

Для повышения температуры нефти объёма (V) с плотностью (ρ) от температуры (T_1) до (T_2) необходимо затратить количество (Q) энергии, равное:

$$Q = \rho \cdot c \cdot (T_2 - T_1) \cdot V. \quad (9.8)$$

Теплопроводность нефтей определяет перенос энергии от более нагретых участков неподвижной нефти к более холодным.

Коэффициент теплопроводности (λ) описывается законом теплопроводности Фурье и характеризует количество теплоты (dQ), переносимой в веществе через единицу площади (S) в единицу времени (t) при градиенте температуры (dT/dx), равном единице:

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt . \quad (9.9)$$

Коэффициент теплопроводности (λ) для нефтей находится в интервале 0.1-0.2 Вт/(м К).

Электризация углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, то есть диэлектрическими свойствами. **Диэлектрическая проницаемость (ϵ)** показывает, во сколько раз взаимодействие между электрическими зарядами в данном веществе меньше, чем в вакууме, при прочих равных условиях.

Теоретически считается, что если у вещества величина $\epsilon < 2.5$, то вещество считается диэлектриком.

Величины диэлектрической проницаемости изменяются в следующих диапазонах: >для воздуха—* 1-1.0006; для нефтяного газа—> 1.001-1.015; для нефти —* 1.86-2, 38; для смол и асфальтенов —> 2.7-2.8; для воды —* 80-80.1.

При трении частиц нефти между собой, о стенки трубопроводов ёмкостей возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же достаточно разряда мощностью 4–8 кВт.

Защита от разрядов статического электричества для трубопроводного транспорта и ёмкостей аппаратов основана на двух методах: заземление токопроводящих элементов оборудования; ограничение скоростей перекачки, не более 10 м/с.

Основные уравнения для проведения гидродинамических расчётов

При проведении гидравлического расчёта трубопроводов с хранилищами обычно решаются три задачи по определению:

- диаметра,
- начального давления (p_l) при заданном конечном,
- пропускной способности (Q).

При решении задач вводятся допущения:

- рассматривается изотермический режим течения ($T = \text{const}$).
- транспортируется жидкая система, однофазная.

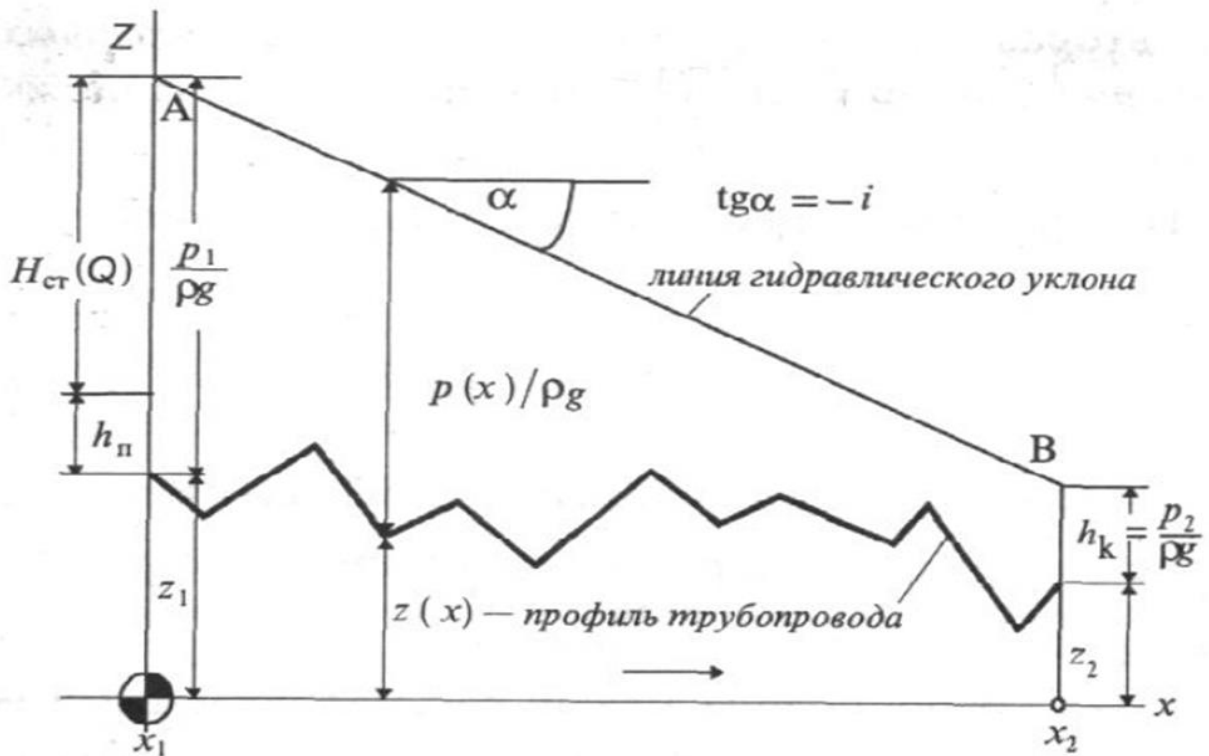


Рисунок 9.4. Геометрическая интерпретация уравнения Бернулли

1. **Объёмный расход жидкости:**

$$Q = \omega \cdot S, \quad \text{м}^3/\text{с}, \quad (9.10)$$

где ω — линейная скорость, м/с; S — площадь поперечного сечения трубы, м^2 .

2. **Массовый расход жидкости:**

$$G = Q \cdot \rho = \omega \cdot S \cdot \rho, \quad \text{кг/с}. \quad (9.11)$$

Для трубопроводов круглого сечения площадь поперечного сечения оценивается как:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,785 \cdot d^2, \quad (9.12)$$

т о г д а формула примет вид:

$$Q = 0,785 \cdot d^2 \cdot \omega. \quad (9.13)$$

Кроме нефти и конденсата, в сепарационном оборудовании на промыслах могут храниться и другие углеводородные смеси. Некоторые из

них с ключевыми параметрами (плотность и поверхностное натяжение) представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3. Характеристики жидкостей в промышленных сепараторах

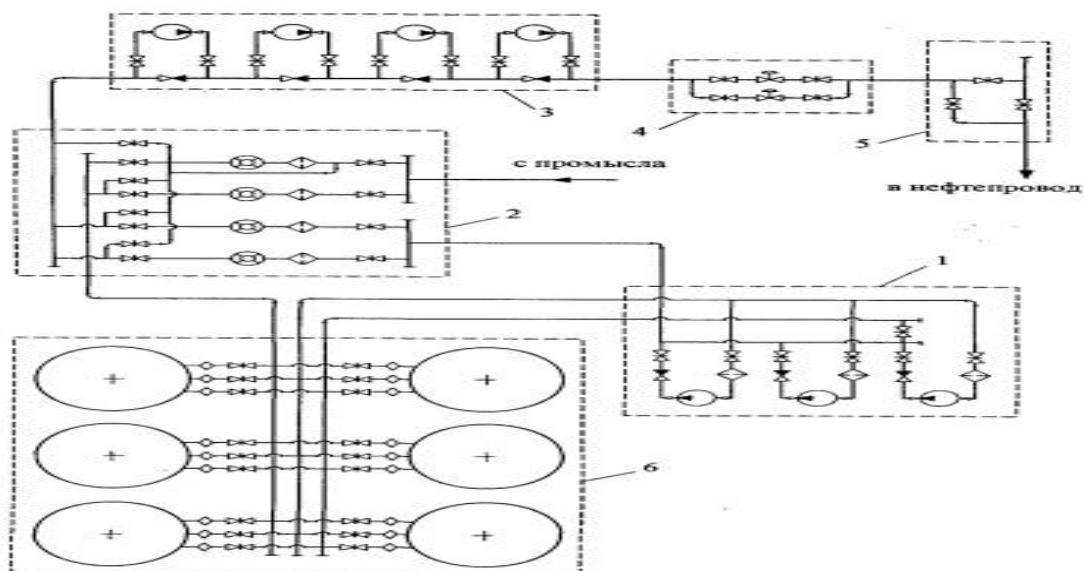
Параметр	Обозначение	Ратм.	Типы жидкости				
			вода	нефть	конденсат	ДЭГ	этанол
Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	кг/м ³	980	800	680	1118, 4	789, 3
Поверхностное натяжение	σ	10 ⁻³ Н/м	72, 86	26, 0	15, 4	45, 0	22, 8
Величина	$\sigma\rho_{ж}$	-	71, 41	20, 8	10, 472	50, 328	18

Технологические схемы насосов и насосных станций

Для хранения жидких нефтепродуктов используют из основного технологического оборудования емкости и насосы. Насосы могут группироваться в насосные станции. На рис. 9.5–9.7 показаны основные типы насосов и базовые технологические схемы насосных станций.

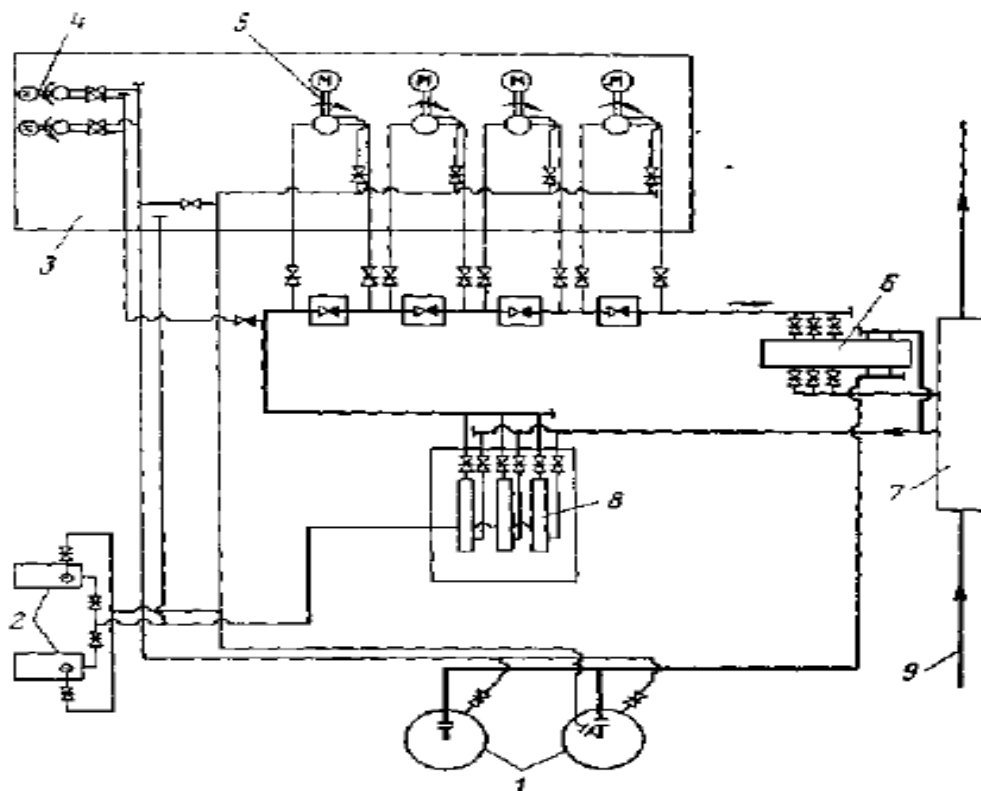


Рисунок 9.5. Основные разновидности насосов для жидкостей



1 — площадка фильтров и счетчиков; 3 — основная насосная;
4 — площадка регуляторов; 5 — площадка запуска внутритрубных инспекционных снарядов; 6 — резервуарный парк

Рисунок 9.6. Технологическая схема головной насосной станции нефтепровода



1 — резервуар РВС; 2 — резервуары-сборники с погружным насосом; 3 — здание насосной станции; 4 — подпорные насосные агрегаты; 5 — основные насосные агрегаты; 6 — помещение блока регулирования; 7 — площадка блока приема и пуска скребка; 8 — площадка фильтров грязеуловителей; 9 — магистральный нефтепровод диаметром 1220 мм

Рисунок 9.7. Технологическая схема промежуточной насосной станции на промысловой площадке или нефтепродуктопроводе.

Тема 10. Хранилища для жидких нефтепродуктов

Нефтебазы – комплекс сооружений и устройств для приема, хранения, перегрузки с одного вида транспорта на другой и отпуска нефти и нефтепродуктов. Минимальные объемы жидких нефтепродуктов хранят в емкостях так же и на терминалах нефтепродуктов или их могут еще называть малыми нефтебазами (см. рис.10.1). Основные элементы конструкции горизонтальных резервуаров представлены на рис.10.2 и рис.10.3.

Тип резервуара	Воздушный	Воздушно-засыпной	Полуподземный	Полуподземный засыпной	Подземный
С противопожарным рвом					
Без противопожарного рва					

Различные типы резервуаров.

Рисунок 10.1. Простой пример резервуара и типов установки для хранения жидких углеводородов.

Все нефтебазы различают:

- по характеру операций: перевалочные, распределительные, перевалочно-распределительные и при заводские;
- по способу снабжения: водные (морские и речные), железнодорожные, трубопроводные и глубинные, получающие нефтепродукты автотранспортом;
- по номенклатуре хранимых нефтепродуктов и нефтей.

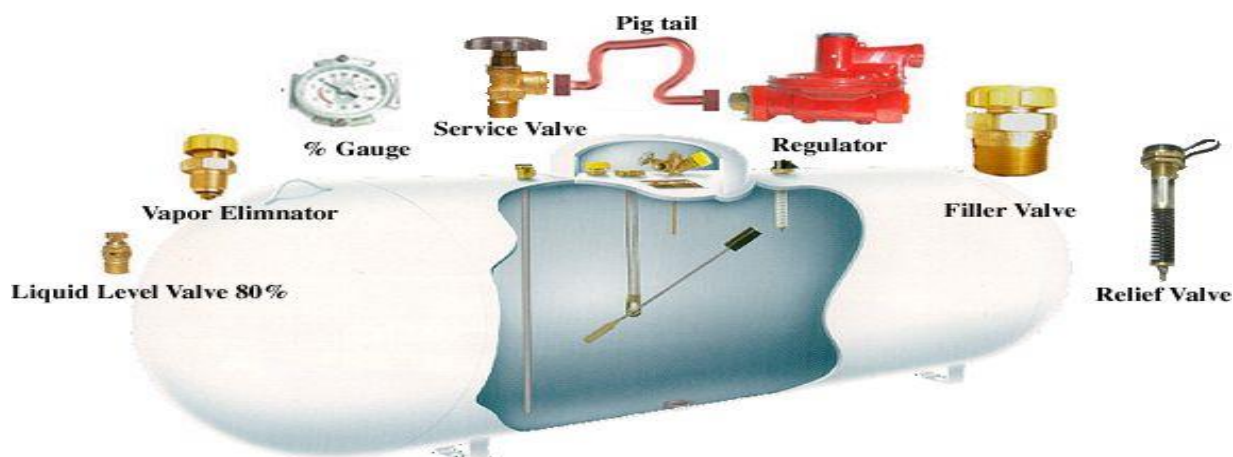


Рисунок 10.2. Основные механические блоки и единицы оборудования резервуара.

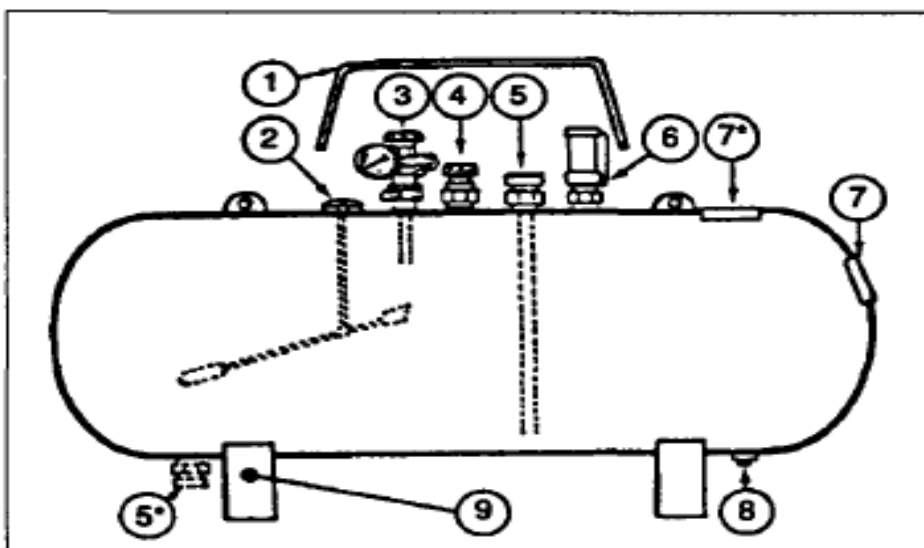


Рисунок 10.3. Конструкция резервуара

- 1) Крышка с запорами;
- 2) Магнитный измеритель уровня;
- 3) Раздаточный газовый кран с трубкой максимального уровня и манометром (факультативно);
- 4) Двойной наполнительный клапан;
- 5) Клапан разгрузочный жидкости с заборной трубкой (Клапан разгрузочный жидкости в нижней части резервуара – старые модели);
- 6) Предохранительный клапан, смонтированный на отсекающем клапане;
- 7) Паспорт резервуара (параметры резервуара);
- 8) Сливная пробка;
- 9) Место крепления заземления.

Конечными пунктами магистральных нефтепроводов являются: нефтебазы и нефтесклады, на которых принимают нефть или нефтепродукт и распределяют между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высокозастывающую и высоковязкую нефть и нефтепродукты. Иногда тепловые станции совмещаются с насосными. Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционными покрытиями.

Обычным конечным пунктом нефтепровода является: сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, перевалочная нефтебаза, нефтепродуктопровод – резервуарный парк перевалочной или крупной распределительной нефтебазы (рис.10.4).

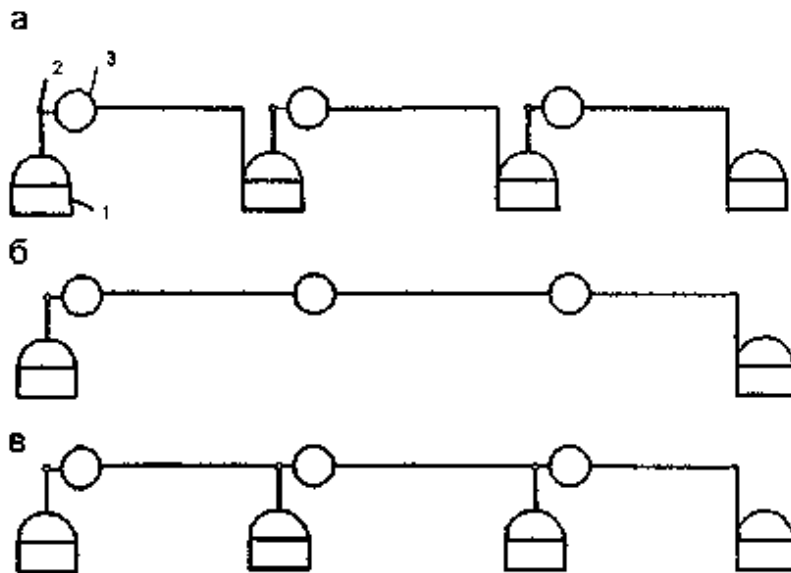


Рисунок 10.4. Схемы работы участка магистрального нефтепровода:
 а – «через емкость»; б – «из насоса – в насос»; в – «с подключенной емкостью»; 1 – резервуарный парк; 2 – подпорные насосы; 3 – магистральная насосная.

Резервуары СПГ представляют собой уже несколько более сложные конструкции и сооружения (Рис. 10.5).

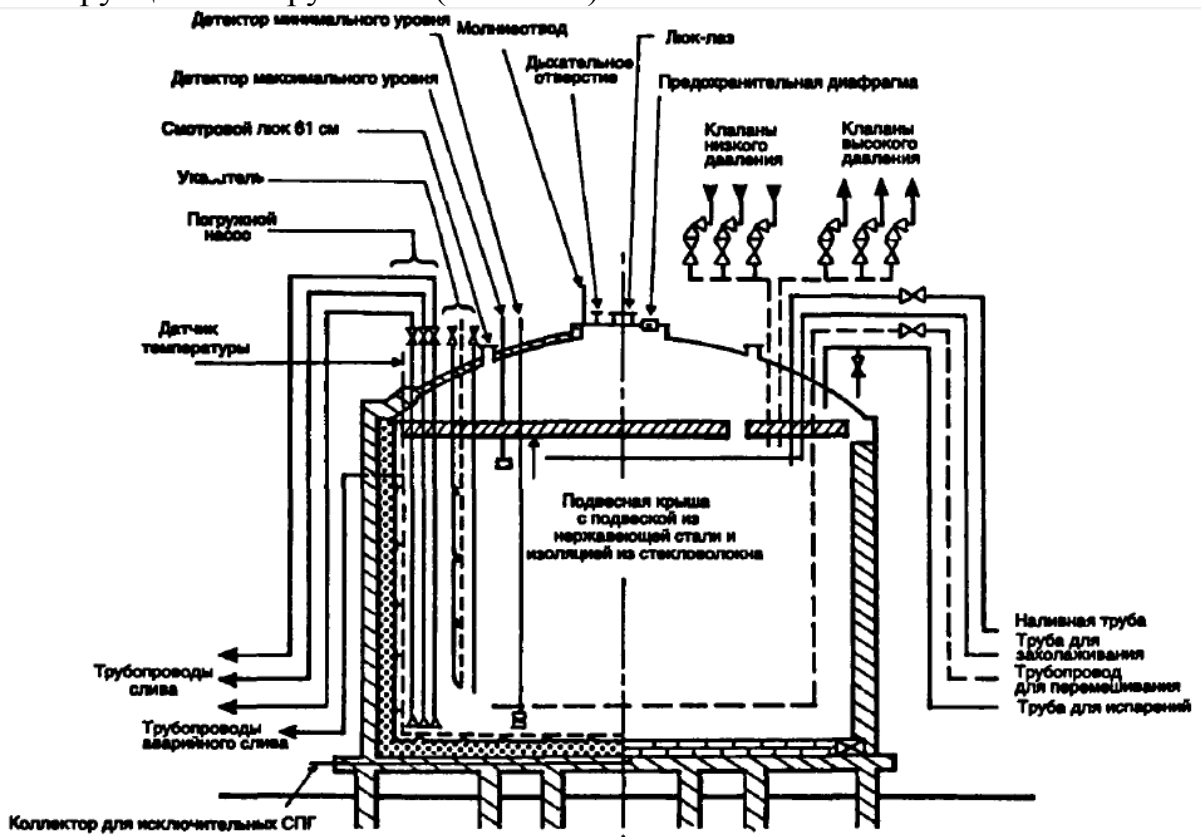


Рисунок 10.5. Основные элементы, блоки и схема работы вертикального резервуара СПГ

Сжиженные углеводородные газы (пропан-бутанового ряда называют СПГ) хранят в стальных резервуарах, подземных хранилищах шахтного типа и в соляных пластах.

Стальные резервуары бывают горизонтальные цилиндрические и сферические, а в зависимости от способа установки – надземные, подземные и с засыпкой (рис.10.1). Горизонтальные цилиндрические резервуары имеют объем 25,50. 100. 160. 175 и 200 м³.

При хранении газифицируемых легких нефтепродуктов применяют специальные расширители и обеспечение «дыхания» (рис.10.6).



Рисунок 10.6. Резервуарный парк. Пример применения газгольдера для рекуперации паров нефтепродуктов с целью обеспечения пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения.

Полимерный эластичный газгольдер-компенсатор предназначен для рекуперации паров легких фракций углеводородов малых и больших дыханий резервуарных парков при температуре окружающего воздуха от—45 до + 50 °С. Эластичный газгольдер-компенсатор монтируется на территории нефтебаз, НПЗ, нефтеналивных терминалов, АЗС и других объектов хранения и распределения светлых нефтепродуктов для сокращения на 95 % потерь бензинов при малых и больших дыханиях резервуаров.

В таблице 10.1 представлены основные виды и параметры хранилищ углеводородных топлив.

Натурная организация среднего или малого нефтехранилища в удачной геологической зоне и его принципиальная технологическая схема и генеральный план нефтебазы выглядит следующим образом (рис. 10.7–10.9).

Таблица 10.1. Виды месторождений-хранилищ и их эксплуатационные возможности

	Приемная среда для газа	Создание хранилища	Способ эксплуатации	Преимущество	Недостатки	Использование и доля на рынке сбыта
Истощенные месторождения углеводородов	Геологические формации пористые и проницаемые, первоначально насыщенные углеводородами и водой (месторождения), или водой (водоносный горизонт)	Сжатие и вытеснение газом флюида (ва), первоначально находившихся в пласте	Сжатие и расширение газа в сочетании с эффектом сжимаемости и подвижности воды и углеводородов	Значительная вместимость. Возмещение инвестиций (разведка, скважины и т. д.) и существующих сооружений (газосборные сети и т.д.)	Проблемы герметичности скважин, особенно для нефтяных месторождений. Петрофизические характеристики часто посредственные. Приток воды и/или углеводородов при отборе. Образование сероводорода. Газ неизвлекаемый, полностью потерянный	Сезонная неравномерность. Стратегические резервы (надежность). Мир: 70%. Франция: 0%.
Водоносные горизонты	То же	То же	То же	Значительная вместимость	Издержки и непредвиденные случаи эксплуатации	Сезонная неравномерность. Стратегические резервы (надежность). Мир: 25%. Франция: 94%
Соляные полости	Соляные отложения (мощные пласты или купола), в которых полости сделаны промывкой водой	Извлечение рассола вытеснением газом или насосом	Сжатие и расширение, или замещение рассолом (редко)	Высокий процент отбора (отношение расхода/запасы)	Затруднения нахождения естественного сброса (море) или потребителя (промышленного) рассола. Уменьшение объема полости из-за текучести. Случайные вещества	Неравномерность суточная, недельная или сезонная. Техника безопасности. Мир: 2%. Франция: 6%
Заброшенные шахты, галереи или горные выработки	Пустоты (галереи, камеры), образованные разработкой месторождений	После заложения извлечения воды с помощью вытеснения газом или насосом	Сжатие и расширение, или замещение водой	Высокий процент отбора (отношение расхода/активный объем)	Трудно осуществить герметичность ствола скважин	Неравномерность суточная, недельная или сезонная. Техника безопасности. Мир: 0%. Франция: 0

Figure 1. Types of Underground Natural Gas Storage Facilities

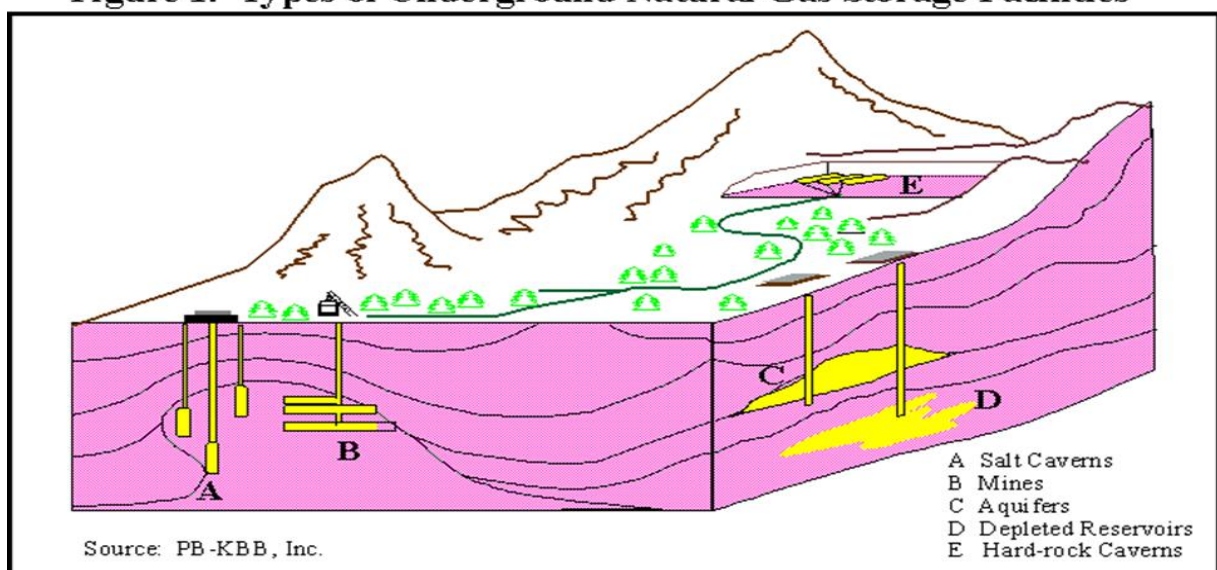


Рисунок 10.7. Типы подземных хранилищ углеводородных топлив

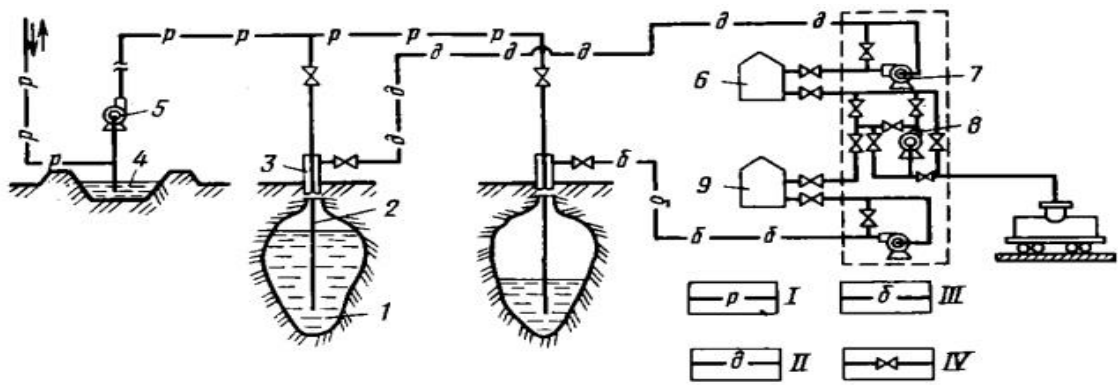


Рисунок 10.8 а. Упрощенная технологическая схема хранилища товарного нефтепродукта

1 – подземный резервуар; 2 – рассольная колонна; 3 – скважина; 4 – рассолохранилище; 5 – насос для рассола; 6 – буферный резервуар для дизельного топлива; 7, 8 – насос соответственно высокого и низкого давлений; 9 – буферный резервуар для бензина; / – рассол; // – дизельное топливо; /// – бензин; /V-запорное устройство.

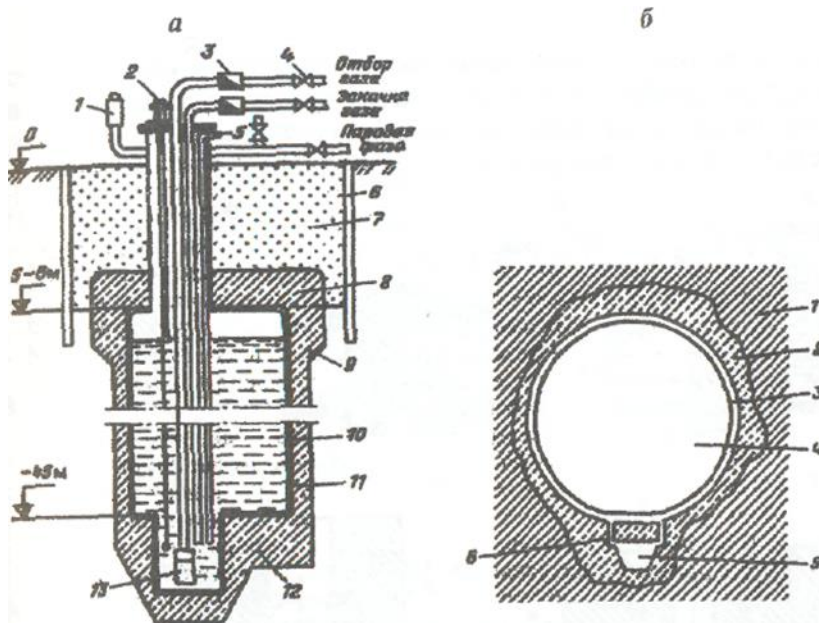


Рисунок 10.8 б. Хранилище в подземной выработке-емкости:

а – вертикальная емкость с железобетонной крепью и металлоизоляцией, 1 – дыхательный клапан; 2 – сигнализатор предельного уровня; 3, 4 – трубопроводная арматура; 5 – трубка для измерения уровня; 6 – шпунт; 7 – грунтовая засыпка; 8 – перекрытие, 9 – устье, 10 – крепь; 11 – металлоизоляция; 12 – днище; 13 – погружной насос;
 б – горизонтальная емкость, 1 – вмещающие породы; 2 – бетонная крепь; 3 – полимерная изоляция, 4 – емкость; 5 – сборник, 6 – каналы в бетоне

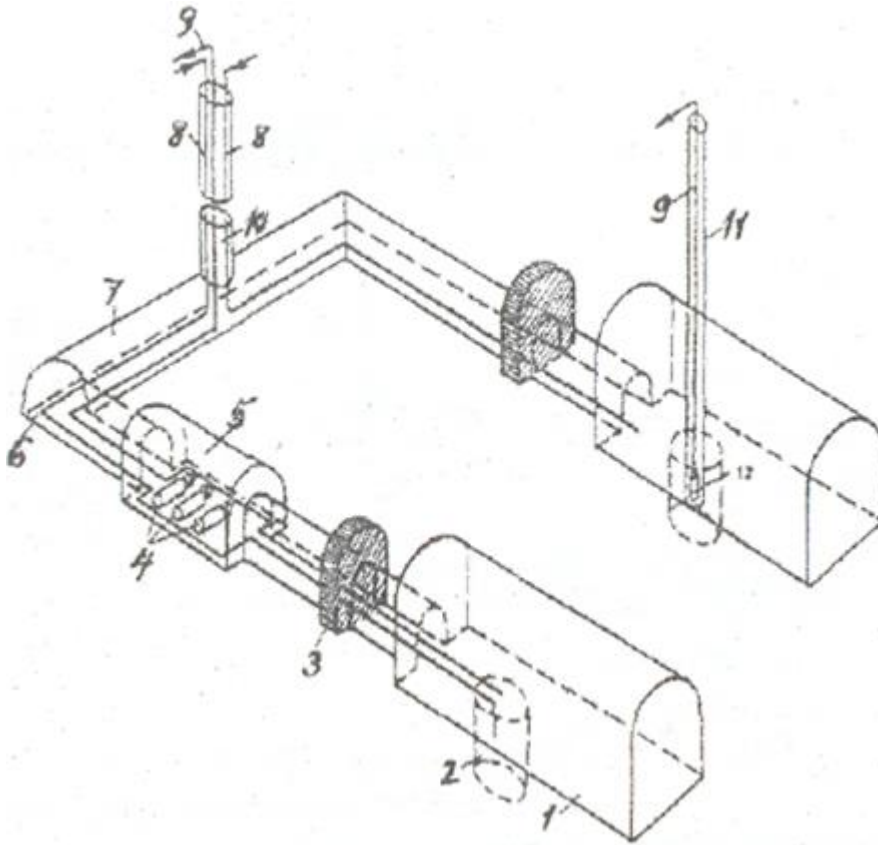


Рисунок 10.8 в. Схема подземного комплекса-хранилища в устойчивых горных породах с положительной температурой:

1 – выработка-емкость; 2 – зумпф; 3 – герметичная перемышка; 4 – насосы; 5 – насосная камера; 6 – подходная выработка; 7 – коллекторная выработка; 8 – трубопроводы для залива продуктов; 9 – трубопроводы для отбора продуктов; 10 – ствол; 11 – технологическая скважина; 12 – погружной насос.

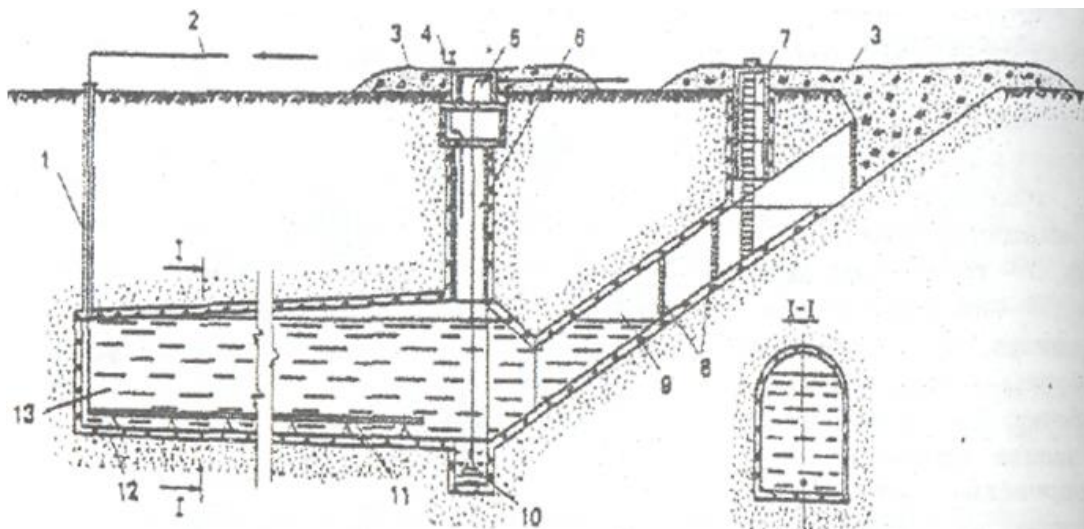


Рисунок 10.8 г. Схема однокамерного хранилища шахтного типа в вечномерзлых породах:

1 – технологическая скважина; 2 – трубопровод для залива нефтепродукта; 3 – теплоизоляция оголовка; 4 – дыхательный клапан; 5 – оголовок колодца; 6 – эксплуатационный колодец; 7 – смотровой колодец наклонного ствола; 8 – перемычки; 9 – наклонный ствол; 10 – насос в зумпфе; 11 – распределительное устройство для ели нефтепродукта; 12 – ледяная облицовка; 13 – выработка-емкость с нефтепродуктом.

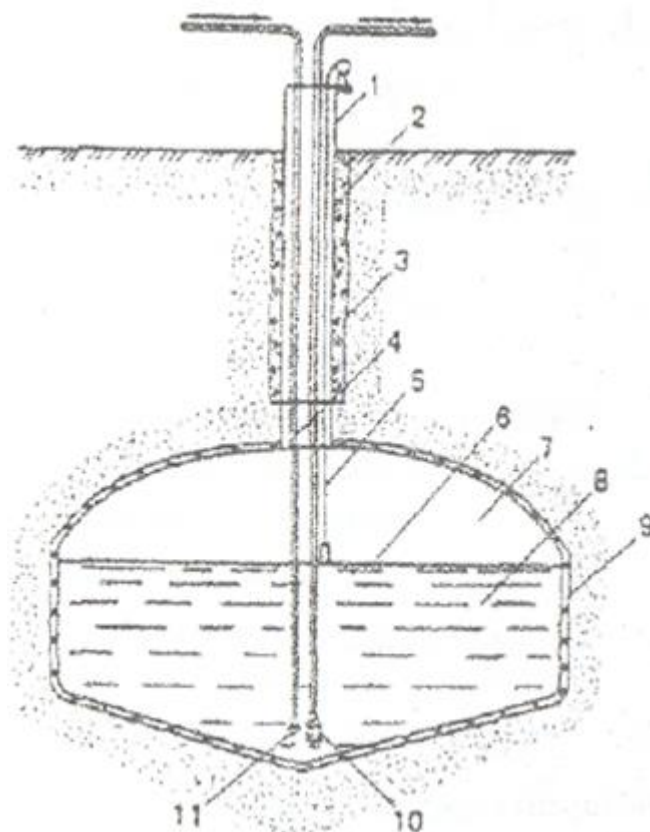


Рисунок 10.8 д. Схема хранилища бесшахтного типа в вечномёрзлых породах:

1 – оголовок обсадной колонны; 2 – обсадная колонна; 3 – цементное кольцо; 4 – трубопровод для залива нефтепродукта, 5 – уровнемер; 6 – уровень нефтепродукта; 7 – парогазовое пространство; 8 – нефтепродукт, 9 – ледяная облицовка; 10 – насос для отбора нефтепродукта; 11 – струеотбойное устройство.

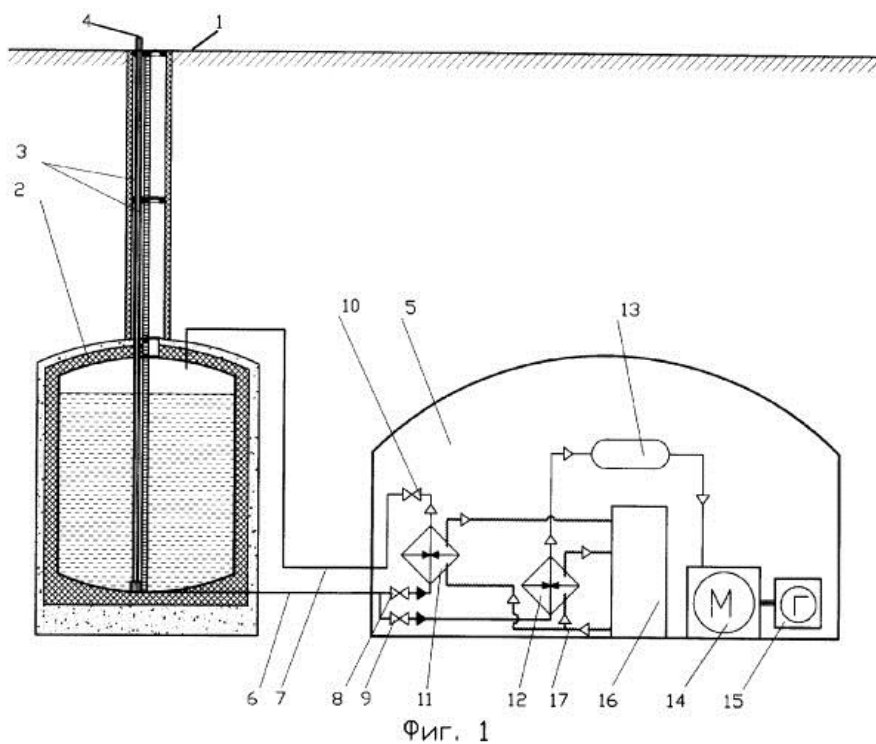


Рисунок 10.8 е. Технологическая организация хранилища СПГ с криогенной оболочкой:

ПХ СПГ для резервного энергообеспечения объектов (например, для станции метро, см. рис.10.8е) содержит установленное ниже поверхности земли 1 криогенное ПХ СПГ 2, которое трубопроводами 3, расположенными в технологической шахте, связано с расположенным на поверхности земли наполнительно-раздаточным устройством (колонкой) 4.

ПХ СПГ 2 расположено на уровне по глубине и на расстоянии по горизонту от технологической выработки 5, отделено от выработки метро 5 массивом грунта и соединено с ПХ СПГ 2 двумя криогенными теплоизолированными трубопроводами 6 и 7, жидкостным 6 с нижней точки ПХ и газовым 7 с ее верхней точки (для паров ПГ). В технологической выработке метро 5 жидкостный трубопровод 6 имеет запорно-регулирующие вентили 8 и 9, а газовый трубопровод 7 – запорный вентиль 10. Жидкостной трубопровод 6 через запорно-регулирующий вентиль 8 соединен с регазификатором 11 поднятия давления в ПХ СПГ 2, выход регазификатора соединен с запорным вентилем 10 газового трубопровода 7. Также жидкостный трубопровод 6 через запорно-регулирующий вентиль 9 подсоединен с регазификатором 12 выдачи ПГ потребителю, выход которого подсоединен через ресивер 13 к входу газового двигателя 14, кинематически связанного с генератором 15 резервной энергоустановки объектов метро. Подвод теплоты к регазификаторам 11 и 12 осуществляется от системы вентиляции и кондиционирования 16 метро при помощи воздушных трубопроводов (коробов) 17.

В технологической выработке 5 перед регазификатором 12 может быть установлен криогенный насос с запорно-регулирующим Вентилем на выходе.

Последний Вентиль необходим для запуска, например, центробежного криогенного насоса и регулирования его производительности. При использовании криогенного насоса после регазификатора можно получить повышенное давление ПГ, если это требуется для потребителя.

Для хранения взрывоопасных материалов должны использоваться сооружения глубокого заложения камерного или ячеякового типов с тремя и более подходящими выработками, заканчивающиеся тупиками и сопрягающиеся под углами 90 градусов друг с другом, подходящих выработках должны устанавливаться автоматизированные защитные металлические двери, рассчитанные на ударное действие взрывной волны.

В состав складов для хранения опасных жидких и сжиженных веществ входят подземные резервуары-емкости, вскрывающие вспомогательные горные выработки, буровые скважины, наземные сооружения. На рис. 10.86 приведена схема подземного хранилища, устраиваемых в выработках-емкостях.

К складам для хранения опасных жидких и сжиженных веществ предъявляются повышенные требования по эксплуатационной надежности, герметичности, стойкости к воздействиям агрессивной среды, В выработках комплекса устраиваются изолирующие перемычки гидрозатворами, устанавливаются двойные металлические двери (тамбур-шлюзы), управляемые автоматически. Обслуживаемые склады оборудуются системой приточно-вытяжной вентиляции искусственным побуждением тяги и кратностью воздухообмена, составляющей не менее 20, оснащаются фильтрами и системами для нейтрализации возможных выбросов и регенерации воздуха.

Подземные комплексы и сооружения для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов подразделяются на следующие типы:

- шахтные, сооружаемые горным способом в породах с положительной температурой и в вечномерзлых горных породах;
- бесшахтные, сооружаемые через буровые скважины геотехнологическим способом в каменной соли или вечномерзлых горных породах;
- траншейные, сооружаемые открытым способом в вечномерзлых горных породах;
- низкотемпературные ледопородные, сооружаемые открытым способом в искусственно замороженных горных породах.

Подземные резервуары для хранения нефтегазопродуктов целесообразно размещать в специально сооруженных или образовавшихся при добыче полезного ископаемого и проведении других горных работ выработках с учетом требований охраны недр. При размещении подземного хранилища вблизи или на территории предприятия по добыче полезных ископаемых следует предусматривать охранные целики, обеспечивающие сохранность сооружений хранилищ.

Объемно-планировочные схемы подземных хранилищ нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородов должны обеспечивать

наилучшее использование вмещающей толщи горных пород, иметь минимально возможный объем и протяженность как вскрывающих, так и вспомогательных выработок.

Для хранения природного газа иногда выгодно использовать резервное хранилище именно сжиженного природного газа (СПГ). Для создания запасов (в том числе и больших) СПГ могут быть использованы металлические наземные и полузаглубленные криогенные резервуары. Одна из возможных технологических схем организации хранения СПГ показана на рис 10.8 е. В данном случае комплексно решается полезное использование запаса холода СПГ для компенсации вредных теплоизбытков объектов основного производства, то есть используется в качестве энергоисточника не только сам природный газ, но и запасенный холод в криогенной жидкости.

Для газожидкостных углеводородов схемы организации подземного или наземного хранения схожи с приведенными схемами хранения отдельно газов и отдельно жидкостей (рис.10.10–10.12). Планирование топлива на отопление, будь то газ, нефть, пропан-бутан или мазут нужно осуществлять исходя из градусо-суток по месяцам (18.3 градуса-суток – для 0 по Цельсию, если целый день теплее не было, 20.3 градуса-суток для 2 гр. по Цельсию и т.д.) . Так можно грубо «оценить» объемы резервуарного парка для хранения различных топлив на базах, складах или ПХГ. Можно использовать справочные таблицы (пример – Таблица 10.2.).

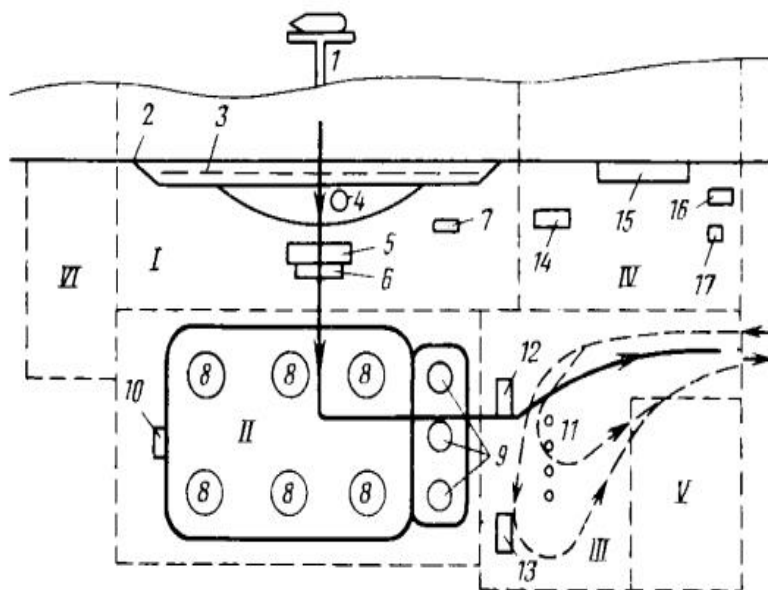


Рисунок 10. 9. План нефтебазы с разбивкой по зонам I – VI:

1 – причал; 2 – железнодорожный тупик; 3 – сливно-наливная эстакада; 4 – нулевой резервуар; 5 – насосная; 6 – манифольд; 7 – лаборатория; 9 – мерник; 10 – пеноаккумуляторная; 11 – автоэстакада; 12 – разливочная; 13 – тарный склад; 14 – котельная; 15 – разгрузочная площадка; 16 – водонасосная; 17 – электростанция. / — зона приема и отпуска нефтепродуктов; в состав сооружений этой зоны входят железнодорожные подъездные пути, сливно-наливные эстакады и площадки, водные пирсы и причалы, береговые резервуарные парки, насосные станции и технологические трубопроводы; // — зона хранения; включает резервуарные парки, технологические трубопроводы, систему замера и учета количества нефтепродуктов в резервуарах; /// – зона отпуска нефтепродуктов (оперативная); включает эстакады для налива автоцистерн, разливочные для налива нефтепродуктов (главным образом масел) в бочки, склады для затаренных в бочки нефтепродуктов, лабораторию для анализа качества нефтепродуктов; цех по регенерации масел, цех по затариванию масел в мелкую тару (бидоны, пакеты); /V — зона вспомогательных технических сооружений; включает механическую мастерскую, котельную, трансформаторную подстанцию, цех по ремонту тары, материальный и топливный склады; V – зона административно-хозяйственных сооружений; включает контору нефтебазы, пожарное депо, помещение охраны, гараж; VI – зона очистных сооружений; включает установки для приема и очистки производственных, бытовых и ливневых стоков.

Таблица 10.2. Измеренные температурные режимы в разной местности

Среднее число градусо-суток по месяцам

Город	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Среднегодовое
Детройт	667	595	515	310	140	33		4	53	211	415	612	3560
Чикаго	690	585	448	282	127	32		0	50	194	42	636	3510
Нью-Йорк	556	506	415	232	72	4		0	17	139	306	502	2760
Омаха	723	587	462	216	97	18		3	21	184	435	647	3425
Сиэтл	479	375	353	264	171	86	42	39	106	228	352	434	2930
Сан-Франциско	294	220	210	182	141	91	80	75	56	96	177	270	1900
Лос-Анжелос	210	280	151	103	67	31	17	12	31	48	111	169	1120
Соленое озеро	663	492	412	252	127	45	0	0	49	211	428	577	3260
Хаустон	219	147	102	20	0	0	0	0	0	4	100	178	770
Луисвилль	518	432	339	158	52	3	0	0	28	129	321	484	2564
Сант-Луис	564	455	360	165	56	6	0	0	25	129	333	515	2610
Вашингтон	496	434	360	179	48	0	0	0	21	132	288	465	2410
Мемфис	402	318	237	77	41	0	0	0	9	70	240	374	1740
Атланта	351	301	224	74	11	0	0	0	4	61	218	341	1570
Тампа	112	82	57	0	0	0	0	0	0	33	90	374	374
Феникс	512	398	348	205	91	9	0	0	19	91	350	474	2520
Альбукерк	538	396	327	161	39	4	0	0	5	121	251	498	2437
Оклахома-Сити	481	361	272	101	22	0	0	0	77	86	267	427	2022
Портланд	207	676	576	385	219	65	83	31	11	286	458	687	4270
Виннипег	1120	936	803	402	443	119	23	53	220	434	725	981	6040
Елена	815	646	565	363	222	109	20	37	178	343	550	728	4577
Бисмарк	960	813	658	365	197	64	16	21	126	333	610	852	5020
Новый Орлеан	202	138	105	17	0	0	0	0	0	4	88	171	731
Миннеаполис	868	727	587	311	144	45	4	9	87	250	533	785	4360
Денвер	638	513	468	292	153	36	3	6	67	236	428	573	3407

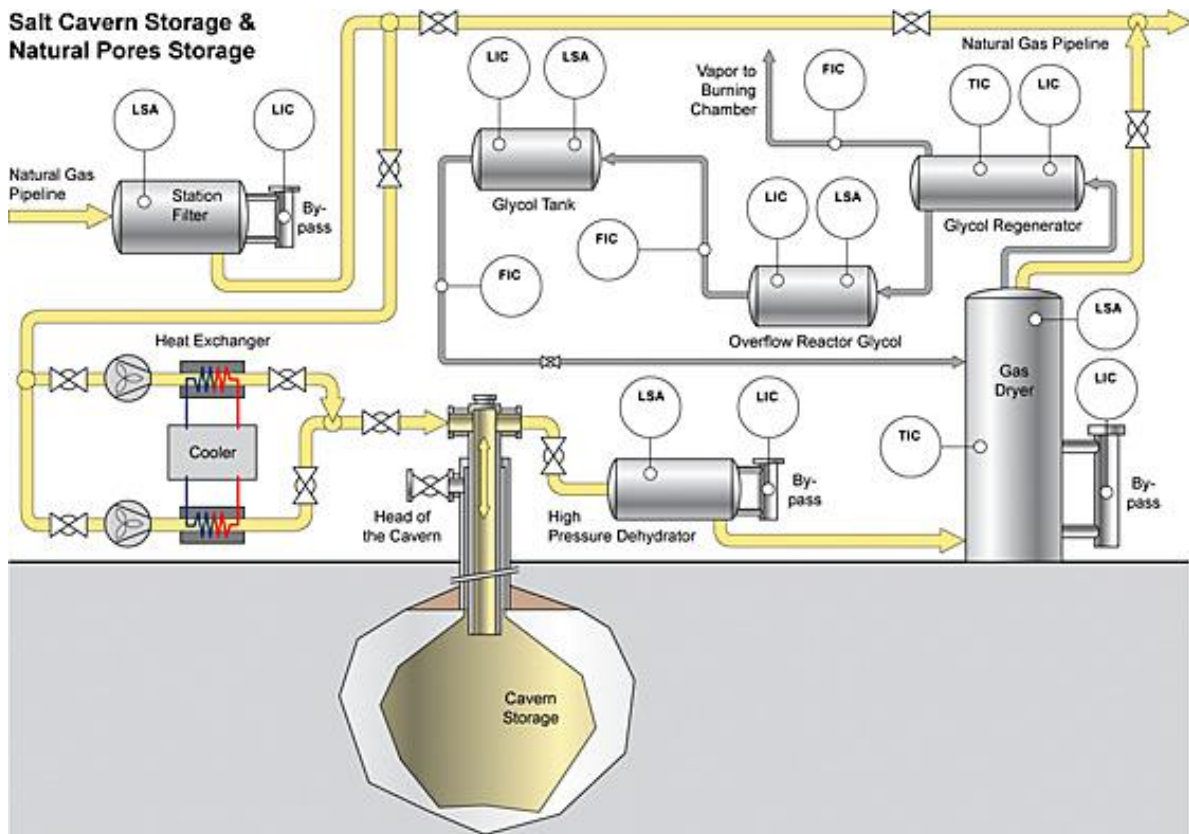


Рисунок 10.10. Галокамера (Соляная камера для хранения газа). Технологическая схема с запорной арматурой, байпасами и скваженной обвязкой.

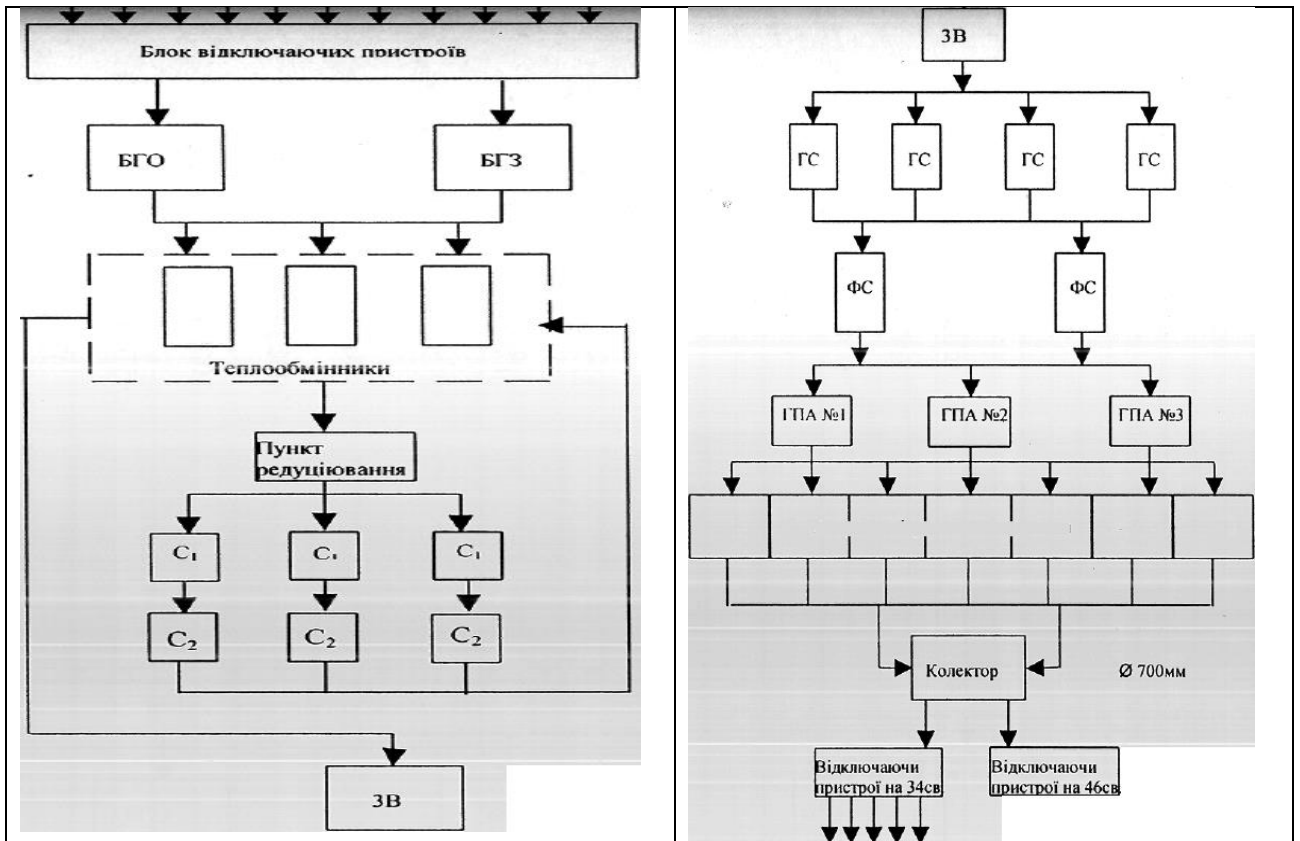


Рисунок 10.11. Пути газа в солевую камеру и обратно

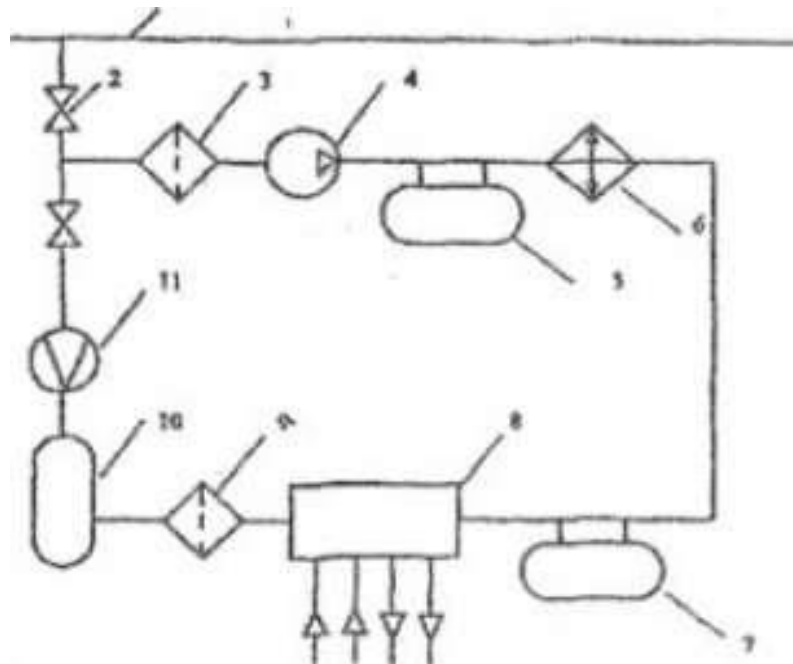


Рисунок 10.12. Упрощенная принципиальная схема наземных сооружений ПХГ :

1 – магистральный газопровод; 2 – газопровод-отвод; 3, 9 – пылеуловитель; 4 – компрессорная станция; 5 – сепаратор; 6 – холодильник (градирня); 7 – маслоотделитель; 8 – газораспределительный пункт; 10 – установка осушки газа; // – расходомер.

Материалы для самостоятельного изучения

Тема 11. Строительные нормы и правила при проектировании подземных хранилищ газа, нефти и продуктов их переработки

В состав подземных хранилищ входят:

- подземные сооружения, включающие подземные резервуары, вскрывающие и вспомогательные горные выработки, буровые скважины и подземные рассолохранилища;
- наземные сооружения, включающие здания и сооружения, внутривозрадные сети, наземные рассолохранилища.

В качестве подземных резервуаров используются горные выработки (выработки-емкости), оборудованные для приема, хранения и выдачи продукта. Наряду со специально сооружаемыми выработками допускается использовать выработки, образовавшиеся при добыче полезного ископаемого, после проведения их специального обследования и обустройства.

При размещении подземного хранилища на границе предприятия по добыче полезного ископаемого следует предусматривать барьерные целики, обеспечивающие прочность и герметичность подземных и наземных сооружений хранилища. Размеры барьерных целиков следует определять расчетом.

Здания и наземные сооружения (наземные резервуары и оборудование, железнодорожные и сливноналивные эстакады, причалы и пирсы, расфасовочные и раздаточные пункты, насосные и компрессорные станции, объекты осушки и очистки газа, административно-хозяйственные здания или помещения и др.), инженерные системы (противопожарный водопровод, факелы и свечи, установки пожаротушения, системы обнаружения и тушения пожаров, канализации, электроснабжения, связи, сигнализации и др.), а также благоустройство территории хранилищ (дорог, подъездов, проездов и др.) следует проектировать в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

При проектировании мероприятий по противопожарной безопасности и при строительстве объектов необходимо руководствоваться противопожарными требованиями всех действующих норм и правил, относящихся к объекту и утвержденными в установленном порядке.

Проектом должен предусматриваться комплекс мероприятий, обеспечивающий пожарную безопасность хранилищ, зданий и сооружений на его территории и включающий устройства:

- кольцевой сети противопожарного водопровода с расходом воды на пожаротушение, определяемым расчетом, но не менее 200 л/с, с установкой пожарных гидрантов с интервалом 10 м друг от друга;
- связи и оповещения;
- контроля газопаровоздушной среды;
- автоматизации процесса хранения углеводородов;
- автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации.

Насосные, компрессорные и другие помещения, в которых может образовываться взрывоопасная концентрация паров, следует оборудовать сигнализаторами взрывоопасных концентраций, срабатывающими при достижении концентрации паров газа в воздухе не более 20% нижнего предела воспламеняемости.

Для подземных хранилищ следует предусматривать следующие виды связи и сигнализации: административно-хозяйственную телевизионную или телефонную связь; прямую связь диспетчера хранилищ с железнодорожным узлом и водным причалом; громкоговорящую производственную связь из операторной хранилищ; пожарную и охранную сигнализацию; радиофикацию.

Система оповещения людей о пожаре должна отвечать требованиям НПБ.

Во взрывоопасных помещениях и сооружениях подземных хранилищ следует предусматривать рабочее аварийное освещение, а у оголовков эксплуатационных колодцев и скважин – рабочее освещение, оборудованное светильниками в противовзрывоопасном исполнении.

Категории электроприемников подземных хранилищ в отношении обеспечения надежности электроснабжения следует принимать:

- для хранилищ нефти и нефтепродуктов – согласно требованиям СНиП;
- для хранилищ СУГ (противопожарных и продуктовых насосных станций) – первой категории.

Молниезащиту наземных зданий и сооружений подземных хранилищ следует проектировать в соответствии с требованиями РД и Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна автоматически отключать отдельные звенья технологического комплекса в случае утечки продукта или понижения давления в трубопроводах.

Крепь вскрывающих выработок и герметичные перемычки шахтных резервуаров по показателям пожарной опасности должны отвечать требованиям, предъявляемым к сооружениям I степени огнестойкости по СНиП. Рекомендуемые правила проектирования и строительства подземных хранилищ изложены в СП.

Классификация. Подземные хранилища подразделяются по виду хранимого продукта на хранилища:

- природного газа и гелия (далее – газа);
- сжиженных углеводородных газов, этана, этилена, нестабильного газового конденсата (далее – СУГ);
- нефти, нефтепродуктов, стабильного газового конденсата (далее – нефти и нефтепродуктов).

В таблице 11.1 показаны типы подземных резервуаров и области их применения.

Таблица 11.1. Области применения подземных резервуаров различного типа

Тип резервуара	Вид хранимого продукта		
	Газ	СУГ	Нефть и нефтепродукты
Бесшахтный в каменной соли	+	+	+
Шахтный в породах с положительной температурой	-	+	+
Шахтный в вечномерзлых породах	-	-	+

Генеральный план 1. Выбор площадки размещения хранилища, основные планировочные решения, ситуационный план размещения зданий и сооружений, инженерных сетей и др. необходимо производить в соответствии с требованиями природоохранных законов и нормативных актов Украины, СНиПов и других нормативных документов.

Подземные хранилища следует располагать на обособленной площадке вне территории городов и других поселений за пределами II пояса зон санитарной охраны действующих и проектируемых подземных и поверхностных источников водоснабжения с учетом перспектив их развития в соответствии с СанПиН. Не допускается размещение зданий и сооружений, не относящихся к хранилищу, в пределах горного отвода этих хранилищ.

Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин, шахтных стволов, эксплуатационных шурфов подземных резервуаров всех типов до различных зданий и сооружений следует принимать:

а) при хранении нефти и нефтепродуктов: для объектов, не относящихся к хранилищу, – по таблице 11.2;

Таблица 11.2. Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин, стволов и шурфов подземных резервуаров до зданий и сооружений, не входящих в состав хранилища нефти и нефтепродуктов

Здания и сооружения	Расстояние, м	
	от устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли	от устьев стволов, шурфов и скважин шахтных резервуаров в породах с положительной температурой и в вечномерзлых породах
Общественные и жилые здания	250	200
Здания и сооружения соседних предприятий	150	100
Лесные массивы:		
А) хвойных пород	100	100
б) лиственных пород	20	20
Железные дороги:		
А) станции	200	150
б) разъезды и платформы	100	80
в) перегоны	75	60

Автодороги:

А) I-III категории	100	75
-----------------------	-----	----

б) IV и V категории	50	40
------------------------	----	----

Склады лесных материалов, торфа, сена, волокнистых веществ, соломы, а также участки открытого залегания торфа	125	100
---	-----	-----

Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ	
---------------------------------------	--------	--

для объектов, входящих в состав хранилища, – в соответствии с требованиями СНиП;

б) при хранении СУГ и газа:

для объектов, не относящихся к хранилищу, – по таблице 11.3;

для объектов, входящих в состав хранилища, – по таблице 11.4.

Таблица 11.3. Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин и стволов подземных резервуаров до зданий и сооружений, не входящих в состав хранилища газа и СУГ

Здания и сооружения	Расстояние, м		
	От устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли		от устьев стволов и скважин шахтных резервуаров
	для газа	для СУГ	
Общественные и жилые здания	300	500	375
Здания и сооружения соседних предприятий	200	250	200
Лесные массивы:			
А) хвойных пород	50	100	75
б) лиственных пород	20	30	25
Железные дороги:			
А) станции	300	500	375
б) разъезды и платформы	100	100	75
в) перегоны	40	80	60
Автодороги:			
А) I-III категории	60	60	50
б) IV и V категории	25	50	40

Склады лесных материалов, торфа, сена, волокнистых веществ, соломы, а также участки открытого залегания торфа	100	100	100
---	-----	-----	-----

Воздушные линии электропередачи По ПУЭ

Примечания

1 Расстояния от стволов и скважин шахтных резервуаров необходимо отсчитывать от их центральных осей.

2 Расстояние от устья эксплуатационной скважины бесшахтных резервуаров в каменной соли следует отсчитывать от внутренней поверхности гребня обвалования вокруг оголовка скважины.

Таблица 11.4. Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин и стволов подземных резервуаров до зданий и сооружений, входящих в состав хранилища газа и СУГ

Здания и сооружения

Расстояние, м

от устьев скважин
бесшахтных резервуаров в
каменной соли

от устьев
стволов и
скважин
шахтных
резервуаров

для газа

для СУГ

Сливоналивные причалы и пирсы

50

100

75

Железнодорожные сливоналивные эстакады, складские здания для нефтепродуктов в таре

20

40

30

Сливоналивные устройства для автоцистерн, продуктовые насосные станции, компрессорные, канализационные насосные станции производственных сточных вод, разливочные, расфасовочные и раздаточные, установки для испарения и смешения газов	20	40	30
Водопроводные и противопожарные насосные станции, пожарное депо и посты, противопожарные водоемы (до люка резервуара или места забора воды из водоема)	40	40	30
Здания и сооружения I и II степеней огнестойкости с применением открытого огня	50	60	50
Прочие здания и сооружения	40	40	40
Рассолохранилища (открытые)	40	40	-
Ограждение резервуара	15	15	15
Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ		

Примечания 1 и 2 к табл.11.3 распространяются и на данную таблицу.

Расстояния между зданиями и сооружениями подземного хранилища должны обеспечивать при эксплуатации возможность обслуживания наземных и подземных объектов и эвакуацию персонала. Расстояние между устьями соседних скважин бесшахтных резервуаров должно определяться расчетом, но быть не менее 15 м.

Вокруг устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли при хранении нефти, нефтепродуктов и СУГ следует предусматривать обвалование. Вместимость пространства внутри обвалования определяется расчетом по величине возможного аварийного выброса продукта.

Площадка, на которой предусматривается размещение подземных резервуаров в вечномёрзлых породах, должна быть надежно защищена от временных поверхностных водотоков искусственными сооружениями (обвалования, водоотводы).

Устья эксплуатационных скважин, стволов и шурфов подземных резервуаров должны иметь продуваемое ограждение из негорючих материалов (решетки, сетки) высотой не менее 2 м. Размер ограждаемого участка следует назначать из условия возможности проведения профилактических и ремонтных работ. Ограждение устьев скважин бесшахтных резервуаров допускается размещать как внутри обвалованной площадки, так и вне ее.

Расстояние от трубы свечи до любых зданий и сооружений, кроме подводящих трубопроводов, следует принимать не менее 100 м. Высота свечи определяется расчетом.

Для площадок подземных хранилищ (независимо от их вместимости) следует предусматривать два выезда на автомобильные дороги общей сети или на подъездные пути. Расстояния между зданиями и сооружениями подземного хранилища должны обеспечивать возможность подъездов пожарной техники непосредственно к устьям скважин, стволам и шурфам подземных хранилищ. Необходимость размещения пожарного депо, количество пожарных автомобилей в нем, порядок санитарного обслуживания принимается в соответствии с требованиями СНиП, НПБ 101 и НПБ 201 и согласовывается с местными органами пожарного и санитарного надзора.

Требования к инженерно-геологическим и гидрогеологическим условиям площадок строительства. Выработки-емкости подземных резервуаров следует размещать в массивах горных пород, способных обеспечить устойчивость и герметичность выработок на весь период эксплуатации резервуаров, а горные породы, в которых размещаются выработки-емкости подземных резервуаров, не должны содержать включений, ухудшающих качество хранимых продуктов.

Не допускается размещать подземные и наземные сооружения хранилища без специального обоснования на территориях с сейсмичностью выше 9 баллов в соответствии со СНиП, а также на участках развития физико-геологических и криогенных процессов (карст, оползни, сели, термокарст и пр.).

Минимально допустимая глубина залегания горных пород, пригодных для размещения выработок-емкостей, определяется расчетом исходя из типа резервуара, внутреннего давления в резервуаре, плотности пород, залегающих выше кровли выработки-емкости, и гидрогеологических условий.

Бесшахтные резервуары в каменной соли допускается сооружать в залежах каменной соли всех морфологических типов. Площадь распространения соляной залежи в плане должна обеспечивать размещение заданного количества резервуаров с оставлением целиков соли между выработками, а также между выработками и боковыми поверхностями соляной залежи. В интервале отметок (по глубине) почвы и кровли резервуара соляная залежь, как правило, не должна содержать прослоев калийно-магниевых и других солей, легко растворяющихся в воде и хлоридно-натриевых рассолах, а также прослоев нерастворимых пород, препятствующих процессу создания выработки заданной формы и объема.

Закачка строительного рассола допускается в водоносные горизонты с пластовыми водами, не пригодными для использования в народном хозяйстве и совместимыми с закачиваемым рассолом, с минерализацией, как правило, не менее 35 г/л, изолированные надежными водоупорами от вышележащих водоносных горизонтов.

Шахтные резервуары в породах с положительной температурой

Шахтные резервуары следует размещать в горных породах ниже уровня грунтовых вод. Степень обводненности породных массивов и положение уровня грунтовых вод должны отвечать условию, при котором давление воды на поверхности выработок превышает внутреннее давление продукта в резервуаре при постоянно действующем водоотливе.

Выработки-емкости, как правило, следует размещать в горных породах с высокой экранирующей способностью по отношению к углеводородным жидкостям.

Прочностные свойства горных пород, в которых допускается размещение шахтных резервуаров, должны отвечать условию сооружения выработок-емкостей, как правило, без применения крепи. Допускается сооружать выработки-емкости с применением крепи в породах III категории устойчивости в соответствии со СНиП.

Шахтные резервуары в вечномерзлых породах следует размещать в породах, находящихся в естественном твердомерзлом состоянии, обладающих экранирующей способностью и обеспечивающих устойчивость пройденных в них выработок, как правило, без применения крепи.

Максимальная естественная температура вечномерзлых пород, при которой допускается размещать в них подземные резервуары, должна быть

ниже температуры их оттаивания: в скальных породах – на 1 °С; в дисперсных – на 3 °С.

Нагрузки и воздействия. Напряженно-деформированное состояние породного массива, цементного камня, обсадной колонны и крепи выработок следует определять от действия постоянных и временных (длительных, кратковременных, особых) нагрузок.

К постоянным нагрузкам следует относить:

- а) горное давление;
- б) собственный вес конструкций;
- в) давление подземных вод;
- г) воздействие, вызываемое предварительным напряжением элементов крепи.

К длительным нагрузкам следует относить:

- а) давление газа, жидкости в резервуаре;
- б) температурные воздействия.

К кратковременным нагрузкам следует относить:

- а) нагрузки от технологического оборудования;
- б) давление тампонажного раствора, нагнетаемого за крепь.

К особым нагрузкам следует относить:

- а) сейсмические воздействия;
- б) взрывные воздействия.

Расчетное значение нагрузки следует определять как произведение ее нормативного значения на коэффициенты надежности по нагрузке. При оценке прочности обсадных колонн значения коэффициента надежности принимают по нормам проектирования обсадных колонн. При определении расчетных нагрузок в расчете выработки-емкости на устойчивость следует учитывать коэффициент надежности по нагрузке. Коэффициент надежности по ответственности принимается равным единице по ГОСТ 27751.

Величину горного давления следует устанавливать с учетом данных инженерно-геологических изысканий на площадке. При отсутствии тектонических напряжений в породном массиве горное давление для незакрепленных выработок допускается определять по весу вышележащих пород. Для закрепленных выработок величину горного давления следует определять в соответствии со СНиП.

Расчет устойчивости подземных выработок-емкостей следует выполнять при наиболее неблагоприятных сочетаниях нагрузок в

соответствии с классификацией сочетаний нагрузок и коэффициентами сочетаний, приведенными в СНиП.

Эксплуатационные требования. Подземные и наземные сооружения, оборудование основного и вспомогательного назначения, внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации должны обеспечивать надежное и безопасное выполнение технологических операций по приему, хранению и выдаче продуктов в соответствии с заданными режимами эксплуатации.

Подземные резервуары, входящие в состав хранилища, должны быть герметичными, а их выработки-емкости – устойчивыми на весь период эксплуатации. Сроки хранения товарных нефтепродуктов в подземных резервуарах определяются типом подземных резервуаров и сохранностью товарных качеств топлив определенного вида.

Подземные хранилища должны быть оборудованы централизованными системами контроля и управления технологическими процессами эксплуатации. Система контроля подземных резервуаров всех типов должна предусматривать измерение следующих эксплуатационных параметров:

- количества поступающего и выдаваемого продукта;
- давления и температуры в линии закачки – отбора продукта;
- качества продукта.

Дополнительно в бесшахтных резервуарах должен осуществляться контроль следующих параметров:

- устьевого давления и температуры продукта;
- давления, температуры, расхода, плотности и химсостава рассола в линии закачки – отбора;
- уровня границы раздела фаз в выработке-емкости;
- формы и размеров выработки-емкости.

Дополнительно в шахтных резервуарах должен осуществляться контроль следующих параметров:

- давления и температуры продукта в резервуаре;
- уровня продукта;
- уровня границы раздела «продукт – вода» и давления в герметичных перемычках (в породах с положительной температурой);
- температуры вмещающих пород, герметичных перемычек и закрепного пространства эксплуатационных скважин и шурфов (в вечномерзлых породах).

Бесшахтные резервуары в каменной соли. Конструктивные решения бесшахтных резервуаров для газа должны обеспечивать скорость течения газа по скважине не более 35 м/с и темп снижения давления в резервуаре при отборе газа в процессе эксплуатации не более 0, 5 МПа/ч.

Вместимость бесшахтных резервуаров для газа должна определяться из расчета хранения активного и буферного объемов газа исходя из технологических параметров и горно-геологических условий размещения резервуаров. Коэффициент использования вместимости резервуара при хранении жидких углеводородов следует принимать не более следующих значений:

а) при наличии внешней подвешной колонны (в долях вместимости подземного резервуара выше башмака внешней колонны):

для нефти и нефтепродуктов – 0, 985; для СУГ – 0, 95;

б) при отсутствии внешней подвешной колонны (в долях вместимости подземного резервуара выше башмака центральной подвешной колонны):

для нефти и нефтепродуктов – 0, 95; для СУГ – 0, 9.

При эксплуатации подземных резервуаров по рассольной схеме для вытеснения СУГ, нефти и нефтепродуктов следует применять, как правило, концентрированный рассол. Допускается совмещать эксплуатацию хранилища с дальнейшим увеличением вместимости подземных резервуаров. При вытеснении продукта хранения неконцентрированным рассолом или водой в проектных решениях необходимо учитывать изменение вместимости и конфигурации выработки-емкости за счет растворения соли. Количество циклов вытеснения должно определяться в зависимости от изменения концентрации рассола и предельно допустимых размеров резервуара по условию устойчивости.

Шахтные резервуары в породах с положительной температурой

В проектной документации следует предусматривать возможность смены насосов в процессе их эксплуатации, а также следует предусматривать систему очистки подтоварной воды, откачиваемой из выработок при эксплуатации резервуаров.

При проектировании резервуаров для нефти и нефтепродуктов допускается предусматривать системы эксплуатации с постоянным и переменным уровнем подтоварной воды. При проектировании системы эксплуатации с переменным уровнем следует предусматривать одновременную работу водяных и продуктовых насосов с равной производительностью.

Коэффициент использования вместимости резервуара для нефти и нефтепродуктов следует принимать не более 0, 97, для СУГ – не более 0, 9.

Шахтные резервуары в вечномерзлых породах. Для предотвращения растепления массива вечномерзлых пород при эксплуатации резервуара допускается предусматривать буферный объем холодного продукта в выработке-емкости.

Вместимость резервуара должна определяться из расчета хранения активного и буферного объемов продукта.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ

Подземные хранилища проектируются на основании задания на проектирование, разработанного и выдаваемого заказчиком хранилища в соответствии с обоснованием инвестиций в строительство. Строительство подземных хранилищ производится на основании проектной документации и проекта производства работ.

Техническое задание на проектирование должно содержать следующие сведения:

- место размещения хранилища;
- наименование подлежащих хранению продуктов, их физико-химические свойства;
- содержание в подлежащих хранению продуктах токсичных и агрессивных веществ;
- общие потребные объемы хранения по отдельным продуктам;
- производительность закачки и выдачи продуктов;
- сроки проектирования и строительства подземных хранилищ;
- способ доставки и отгрузки продуктов для хранилищ СУГ, нефти и нефтепродуктов.

При выборе объемно-планировочной схемы должно быть обеспечено наилучшее использование вмещающей толщи горных пород (максимальное использование мощности и минимальное – площади), а для шахтных хранилищ также минимально возможный объем и число вскрывающих, вспомогательных, специальных выработок и наилучшие условия изоляции выработок-емкостей друг от друга в резервуаре на несколько видов продуктов.

В проектной документации следует предусматривать периодичность контроля объема и формы подземного резервуара во время его строительства и эксплуатации, а также его герметичности. Напряженно-деформированное состояние породного массива и всех конструктивных элементов подземного резервуара следует определять с учетом основных закономерностей деформирования и прочности пород. Для каменной соли и вечномерзлых пород необходимо учитывать проявление реологических свойств при нелинейной зависимости деформаций от напряжений и времени.

Устойчивость выработки-емкости резервуара следует обеспечивать путем выбора ее оптимальной формы и размеров с учетом противодействия хранимого продукта. При этом допускается в окрестности выработки-емкости существование локальных областей повышенной проницаемости: разуплотнения, запредельного деформирования.

При строительстве шахтных резервуаров следует производить геолого-маркшейдерские работы, геологические, гидрогеологические и геокриологические наблюдения в процессе проходки выработок, а на участках возведения герметичной перемишки определить мощность зоны повышенной проницаемости в окрестностях выработки. Строительство герметичных перемишек шахтных резервуаров и их испытания на герметичность следует выполнять по специальному проекту производства работ. На заключительной стадии строительства следует осуществлять испытания резервуара на герметичность.

Бесшахтные резервуары в каменной соли. Для создания выработок-емкостей бесшахтного резервуара следует предусматривать управляемое растворение соли пресной или минерализованной водой с одновременным вытеснением образующегося при этом рассола на поверхность земли. При соответствующем обосновании допускается растворение соли проточками.

Для управления процессом формообразования выработки-емкости следует применять жидкий или газообразный нерастворитель (нефтепродукты или газы, химически нейтральные к соли и хранимому продукту). При соответствующем обосновании допускается применение технологии сооружения выработки-емкости без нерастворителя.

Выработки-емкости резервуаров следует создавать в соответствии с индивидуальными технологическими регламентами.

Конструкция эксплуатационной скважины должна обеспечивать:

- закачку и отбор воды, рассола, жидкого и газообразного нерастворителя, продуктов хранения с проектной производительностью;
- отбор проб рассола, нерастворителя и хранимого продукта;
- ввод в скважину ингибиторов гидратообразования и коррозии;
- возможность перекрытия сечений подвесных колонн при возникновении аварийных ситуаций на скважине;
- расчетный срок службы скважины;
- надежное разобщение и изоляцию вскрытых водоносных горизонтов;
- защиту от коррозионного и термобарического воздействия на основную обсадную колонну;
- спуск, подъем и смену подвесных колонн, установку и извлечение необходимого скважинного оборудования;
- проведение геофизических, диагностических работ на скважине и в выработке-емкости, а также профилактических и ремонтных работ на скважине.

Башмак основной обсадной колонны эксплуатационной скважины должен располагаться в каменной соли или после выполнения специального обоснования в вышележащих устойчивых и непроницаемых породах.

Поэтапное испытание эксплуатационных скважин на герметичность следует проводить в последовательности: обсадных труб, основной обсадной колонны, затрубного пространства и незакрепленной части ствола, внешней подвесной колонны.

Способы удаления рассола с площадок строительства следует предусматривать исходя из наличия солепотребляющих предприятий в районе строительства и местных гидрогеологических, гидрологических и географических условий.

При эксплуатации бесшахтных резервуаров по рассольной схеме в составе сооружений следует предусматривать рассолохранилища. На рассолопроводах хранилищ СУГ следует предусматривать устройство для отделения и отвода на свечу растворенного в рассоле и попавшего в него сжиженного газа.

Оборудование подземных резервуаров, эксплуатация которых осуществляется без замещения продукта хранения другой средой, должно обеспечивать регулирование давления в системе «скважина – выработка-емкость».

При строительстве эксплуатационных скважин и выработок-емкостей бесшахтных резервуаров в каменной соли следует предусматривать в проекте производства работ особенности проходки и крепления скважин в интервалах залегания солей, соблюдение технологического регламента сооружения выработок и обеспечение систематического контроля строительных процессов.

При строительстве наземных рассолохранилищ следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие защиту водоемов и подземных вод от загрязнения рассолом. При закачке строительного рассола в недра следует предусматривать мероприятия по поддержанию и восстановлению приемистости нагнетательных скважин.

Шахтные резервуары в породах с положительной температурой

В качестве выработок-емкостей следует предусматривать, как правило, подземные горизонтальные выработки камерного типа. Размеры поперечного сечения выработок-емкостей должны приниматься максимальными для конкретных горно-геологических условий.

Выработки-емкости в устойчивых горных породах следует проектировать, как правило, без крепи или с применением анкерной крепи. Сплошную постоянную крепь следует предусматривать на участках

геологических нарушений в комбинации с тампонажем породного массива в целях его укрепления и снижения проницаемости. В неустойчивых горных породах выработки-емкости следует проектировать с применением сплошной постоянной крепи.

При расчете размеров и устойчивости незакрепленных выработок-емкостей следует руководствоваться требованиями СНиП.

Расстояния между сбойками в спаренных выработках-емкостях должны приниматься в зависимости от технологии проходки, но не менее удвоенной ширины целиков между выработками-емкостями.

В хранилищах, предназначенных для одновременного хранения нескольких видов продуктов, следует предусматривать специальную околовствольную (коллекторную) выработку. Заборные зумпфы подземного резервуара следует располагать в наиболее низких точках профиля выработок-емкостей.

На период эксплуатации шахтных резервуаров выработки и эксплуатационные скважины должны быть оборудованы трубопроводами для отбора и закачки продукта хранения, воды, выхода паровой фазы нефти и нефтепродуктов при «больших дыханиях» в процессе заполнения хранилища.

Для аварийного подъема людей при использовании эксплуатационных, вентиляционных или специальных скважин диаметр их должен определяться с учетом габаритов спасательной подъемной лестницы (или другого аналогичного устройства), но не менее 0,6 м в свету.

Для изоляции выработок-емкостей друг от друга или от внешней среды следует предусматривать герметичные перемычки. Перемычки должны:

- выдерживать давление, создаваемое хранимым продуктом;
- быть непроницаемыми для хранимых продуктов, в том числе и в местах контакта с вмещающими породами;
- обеспечивать пропуск необходимых технологических трубопроводов и коммуникаций;
- сооружаться из материалов, не подвергающихся агрессивному воздействию со стороны хранимых продуктов и не оказывающих влияния на их товарные качества.

Для отбора хранимых продуктов и воды из шахтных резервуаров следует предусматривать подземные насосные станции или погружные насосы. Подземные насосные станции, как правило, следует размещать в специальных камерах. В резервуарах на один вид продукта насосные

станции допускается размещать непосредственно во вскрывающих выработках.

Погружные насосы следует располагать непосредственно в стволах или эксплуатационных скважинах, пробуренных с поверхности земли в заборные зумпфы выработок-емкостей.

Шахтные резервуары в вечномерзлых породах. В шахтном резервуаре следует предусматривать хранение, как правило, продукта одного вида. При необходимости хранения в резервуаре нескольких видов продуктов следует предусматривать возведение герметичных перемычек и объемно-планировочные решения, исключающие смешивание продуктов.

В качестве вскрывающей выработки следует предусматривать, как правило, один наклонный ствол. Допускается осуществлять вскрытие вертикальным стволом. Выработки-емкости должны иметь уклоны не менее 0,002 по почве к месту отбора продукта, а по кровле, как правило, в сторону от ближайшей дыхательной скважины. Внутренняя поверхность выработок-емкостей, как правило, должна иметь ледяную облицовку толщиной не менее 0,05 м.

Эксплуатационные скважины для приема продукта следует оборудовать устройствами, исключающими тепловое и гидравлическое разрушение породы в месте слива. Допускается использовать в качестве эксплуатационных вентиляционные скважины периода строительства резервуара. Эксплуатационные скважины для приема продукта с положительной температурой следует оборудовать двумя колоннами труб, в межтрубном пространстве которых следует предусматривать теплоизоляцию. Толщину теплоизоляции следует определять по условию недопущения оттайки пород на контакте с внешней колонной.

Для размещения насосного оборудования и уровнемеров следует предусматривать эксплуатационный шурф или скважину диаметром не менее 500 мм. Эксплуатационные шурфы и скважины должны быть закреплены на всю глубину, а закрепное пространство загерметизировано. Допускается создание подземной насосной станции с непогружными насосами при соблюдении мер, не допускающих оттаивание пород при работающем двигателе. Следует, как правило, предусматривать смотровой шурф для доступа людей в выработки.

Устья стволов, шурфов и скважин должны иметь превышение не менее 1 м над поверхностью земли для предотвращения поступления сезонно-талых и паводковых вод в выработки. При строительстве шахтных резервуаров в вечномерзлых породах следует осуществлять контроль температуры при возведении герметичных перемычек и намораживании ледяной облицовки.

Контроль качества строительства подземных хранилищ, вид и объем проверки определяются требованиями СНиП. Испытания подземных

резервуаров на герметичность перед приемкой их в эксплуатацию следует производить под давлением в 1,05 раза превышающим эксплуатационное давление в резервуаре. Контроль качества, испытания и приемка сооружений наземного комплекса подземных хранилищ производятся в соответствии со СНиП и другими нормативными документами.

При строительстве на каждый подземный резервуар должен быть составлен паспорт, который вместе с исполнительной технической документацией на выполненные работы по сооружению наземных и подземных объектов хранилищ должен передаваться организации, эксплуатирующей хранилища.

Ввод в эксплуатацию подземного хранилища допускается осуществлять очередями. При этом пусковой комплекс должен включать системы связи и контроля эксплуатационных параметров, а также должны быть выполнены все предусмотренные мероприятия, направленные на охрану окружающей среды.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

При строительстве новых, расширении и реконструкции действующих подземных хранилищ следует руководствоваться требованиями строительного законодательства и государственных нормативных актов по охране окружающей среды.

Подземные хранилища должны располагаться в зонах, обеспечивающих минимальную степень воздействия на недра, почву, атмосферу и воды. Конструкция всех элементов подземного хранилища и технология их эксплуатации должны обеспечивать минимально возможное техногенное воздействие на природную среду.

До начала сооружения подземных резервуаров и рассолохранилищ должны быть проведены базовая ландшафтно-геохимическая инвентаризация и выделение значимых для экологического мониторинга технологических и фоновых площадей и показателей. При сооружении и эксплуатации подземных хранилищ должен проводиться экологический мониторинг сред, подверженных их воздействию, для выявления техногенной миграции загрязняющих веществ и оценки реальных изменений в окружающей среде.

Контролю подлежат:

- охраняемые, в том числе питьевые воды;
- водоносные горизонты, предназначенные для закачки рассола;
- водоносные горизонты, предназначенные для технического водоснабжения;

- первый надсолевой водоносный горизонт;
- почвы;
- геодинамическое состояние геологической среды;
- смещения земной поверхности;
- состав атмосферного воздуха.

Для контроля за режимом водоносных горизонтов, влияния закачки строительного рассола в зоне размещения подземных сооружений хранилищ, а также наземных рассолохранилищ и выпарных карт рассола следует предусматривать гидронаблюдательные скважины, которые должны быть пробурены, оборудованы и опробованы до начала сооружения подземных резервуаров.

На площадке подземного хранилища следует предусматривать закладку реперов и проводить измерения деформаций поверхности в зоне влияния подземных выработок при строительстве и эксплуатации подземного хранилища.

Оборудование шахтных резервуаров должно исключать выбросы в атмосферу паровоздушной смеси нефти и нефтепродуктов при первоначальном заполнении и «больших дыханиях».

Проектные решения подземного хранилища, расположенного на площади развития вечномерзлых пород, должны предусматривать сохранение растительного покрова.

При полной или частичной ликвидации хранилища подземные резервуары, наземное технологическое оборудование, сооружения, здания должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность населения и не оказывающее отрицательного влияния на окружающую среду.

Тема 12. Правила безопасности подземных хранилищ газа

Настоящие Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа (далее – ОПО ПХГ), на которых получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества, в том числе способные образовывать паро- и газовоздушные взрывопожароопасные смеси.

Требования настоящих Правил относятся к ОПО ПХГ, предназначенным для хранения газа горючего природного, попутного нефтяного газа в пористых водоносных и истощенных пластах (одного или нескольких), газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений с газовым режимом (постоянный газонасыщенный поровый объем) и с водонапорным режимом (переменный газонасыщенный поровый объем):

- базисным – для обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности газопотребления со стабильными режимами газопотребления в сезоне отбора газа;
- пиковым – для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующейся значительными изменениями суточной производительности в период отбора;
- газгольдерным – для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующейся кратковременными закачками газа в сезоне отбора;
- стратегическим – для образования долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях.

Правила предназначены для применения:

а) при разработке технологических процессов, связанных с проектированием, строительством, реконструкцией ОПО ПХГ, эксплуатации, техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации и ликвидации ОПО ПХГ;

б) при проведении экспертизы промышленной безопасности документации на техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию опасного производственного объекта (далее – документация), технических устройств, зданий и сооружений, деклараций промышленной безопасности ОПО ПХГ.

Пожарную безопасность ОПО ПХГ обеспечивают в соответствии с требованиями «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

II. Требования промышленной безопасности к разработке технологических процессов опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

Проектирование объектов ОПО ПХГ ведется в соответствии с законодательством в области градостроительной деятельности.

Разработке проектной документации должна предшествовать разработка технологического проекта на создание и эксплуатацию ОПО ПХГ, который должен содержать исходные данные для технологического проектирования, общие сведения о районе размещения ОПО ПХГ, геологическое строение площади, сведения по гидрологии площади, геологическое строение объекта хранения, сведения по контрольным и поглощательным пластам, состояние фонда скважин.

Технологический проект разрабатывают и утверждают в соответствии с Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами

Технологический проект должен соответствовать Требованиям к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

В технологическом проекте следует предусматривать мероприятия по контролю герметичности объекта хранения в процессе строительства и эксплуатации ОПО ПХГ.

При технологическом проектировании должна быть разработана система контроля за распространением газа в объекте хранения (далее – система контроля) на период создания ОПО ПХГ.

Система контроля на период создания ОПО ПХГ должна обеспечивать:

- контроль за распространением газа в объекте хранения;
- контроль газонасыщенности в различных участках объекта хранения;
- контроль герметичности объекта хранения.

Проектирование обустройства проводят в соответствии с «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

III. Требования промышленной безопасности к бурению скважин и установке подземного оборудования при строительстве опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

Бурение скважин проводят в соответствии с требованиями к бурению скважин, установленными для нефтяной и газовой промышленности.

Крепление скважин обсадными колоннами должно обеспечивать:

- герметичность объекта хранения и отсутствие перетоков газа из объекта хранения в вышележащие горизонты по заколонному пространству;
- сохранение механической прочности и герметичности обсадных труб и цементного камня в условиях агрессивного воздействия пластовых флюидов и термобарических воздействий;
- сохранение герметичности резьбовых соединений и цементного камня в процессе эксплуатации;
- отсутствие межколонных и заколонных перетоков пластовых флюидов.

Вскрытие пласта-коллектора объекта эксплуатации следует проводить с обеспечением минимального воздействия на фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора.

При вскрытии слабосцементированного пласта-коллектора следует предусматривать мероприятия по укреплению призабойной зоны скважины.

После спуска и цементирования каждой обсадной колонны следует проводить контроль состояния обсадных труб, цементного камня и положения элементов оснастки.

Результаты контроля обсадных колонн включают в дело (паспорт) скважины.

Отчеты по результатам спуска обсадных колонн и их цементирования включают в дело (паспорт) скважины, которое хранят на протяжении всего периода ее эксплуатации.

Дело (паспорт) скважины должно содержать следующие материалы и документы:

- сведения о местоположении скважины, относительных координатах ее устья и забоя;
- план проекции ствола скважины (проектный и фактический);
- акт о заложении скважины;
- акты о начале и окончании скважины бурением и строительством;
- акты на ликвидацию осложнений при бурении;
- материалы геофизических исследований с заключениями по ним;
- альтитуда устья (колонного фланца под фонтанную арматуру с указанием превышения ствола ротора, от которого проводили измерения глубин в процессе бурения);
- акты о спуске обсадных колонн и их цементировании;

- глубина скважины (проектная и фактическая);
- конструкция скважины (с указанием марки стали и толщины стенок обсадных труб, глубины спуска и диаметров обсадных и лифтовых труб, высоты подъема цемента и состояния цементного кольца, конструкции забоя, глубины установки подземного оборудования);
- характер вскрытия продуктивных отложений;
- акты об испытании герметичности обсадных колонн, цементных мостов, кольцевого пространства за колоннами и устьевой арматуры;
- программа исследований в процессе бурения и освоения скважины, сведения и материалы по ее выполнению;
- результаты контроля состояния обсадных колонн, цементного камня, элементов оснастки;
- акты работ по интенсификации притока газа и результаты их выполнения;
- акты на перфорацию обсадной колонны;
- материалы контроля интервалов перфорации;
- акт на спуск лифтовых труб с указанием установленного скважинного оборудования;
- сведения о процессе бурения, крепления и освоения скважины;
- описание керна (при наличии);
- акты об оборудовании устья;
- акты о сдаче геологических документов по скважине;
- акт рекультивации земельного участка;
- сведения о времени начала и окончания строительства скважины.

Установленное подземное оборудование должно обеспечивать возможность:

- эксплуатации скважин с максимальной суточной производительностью скважины;
- проведения промыслово-геофизических работ;
- проведения работ по интенсификации притока газа из продуктивного пласта;
- проведения ремонтных работ в скважине;
- извлечения оборудования без нарушения прочности и герметичности обсадной колонны;
- получения информации о забойных и устьевых давлениях, температурах, расходе газа.

IV. Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

Эксплуатацию объекта хранения ОПО ПХГ осуществляют в соответствии с технологическим проектом и расчетным режимом эксплуатации ОПО ПХГ.

После вывода ОПО ПХГ на проектные показатели на ОПО ПХГ вводят систему геолого-геофизического контроля за состоянием искусственной газовой залежи (далее – система контроля).

Система контроля должна обеспечивать:

- контроль за распространением газа в объекте хранения;
- контроль за перетоками газа за границы объекта хранения;
- замер и передачу информации о состоянии искусственной газовой залежи в реальном времени от скважин на диспетчерский пункт.

Система контроля состоит из:

- наблюдательных скважин (в том числе геофизических и пьезометрических);
- внутрискважинных замерных устройств;
- устьевых замерных устройств;
- средств передачи информации;
- средств обработки и визуализации информации.

При разработке системы контроля следует учитывать горно-геологические особенности различных участков объекта хранения в целях определения особенностей формирования и расформирования искусственной газовой залежи. В процессе эксплуатации ОПО ПХГ организация – автор технологического проекта – проводит авторский надзор за эксплуатацией ОПО ПХГ.

Режим эксплуатации ОПО ПХГ следует устанавливать с учетом следующих условий:

- предупреждение образования гидратов и солей в призабойной зоне пласта, колоннах лифтовых труб, трубопроводах, наземном оборудовании;
- предупреждение преждевременного износа скважинного оборудования, трубопроводов, наземного оборудования вследствие наличия в продукции скважин механических примесей и коррозионно-активных компонентов;
- предупреждение нарушения герметичности объекта хранения;

- сохранение фильтрационно-емкостных свойств и производительности объекта хранения.

При эксплуатации ОПО ПХГ следует проводить замеры ежесуточных расходов газа по каждой скважине индивидуально и суммарного объема количества закачиваемого и отбираемого газа по ОПО ПХГ.

При эксплуатации скважин должны проводить контроль технического состояния, который включает:

- измерение давления и температуры газа на устье скважины;
- замер межколонных давлений;
- замер количества выносимой потоком газа жидкости;
- количество выносимых потоком газа механических примесей (при наличии);
- отбор и анализ проб пластовой жидкости (при наличии);
- отбор и анализ проб газа;
- измерение производительности скважины;
- контроль потерь давления на забое, в стволе и шлейфе скважины.

На ОПО ПХГ осуществляют объектный мониторинг в соответствии с Регламентом объектного мониторинга недр на период опытно-промышленной эксплуатации подземного хранилища углеводородного сырья (далее – Регламент объектного мониторинга), который проводят в пределах горного отвода, при котором на каждом конкретном ОПО ПХГ исходя из технического состояния хранилища и состояния недр, на основании проектных решений определяют необходимый перечень исследований, наблюдений и частоту их проведения в целях обеспечения технологически безопасной эксплуатации ОПО ПХГ.

Регламент объектного мониторинга разрабатывается в составе технического проекта ОПО ПХГ в соответствии с Требованиями к структуре и оформлению проектной документации.

Объектный мониторинг ОПО ПХГ включает:

- получение, обработку и анализ данных состояния недр при эксплуатации ОПО ПХГ;
- оценку состояния и прогнозирование его изменения; своевременное выявление и прогнозирование техногенных процессов в ОПО ПХГ;
- разработку, обеспечение реализации и анализ эффективности мероприятий по обеспечению безопасного недропользования;

- предотвращение и снижение негативного воздействия опасных геологических процессов;
- регулярное информирование органов государственной власти и пользователей недр об изменениях состояния недр.

При эксплуатации ОПО ПХГ объектами мониторинга являются:

- объект хранения газа;
- контрольные горизонты;
- эксплуатационные, наблюдательные, контрольные, поглочительные, геофизические, законсервированные и ликвидированные скважины.

При объектном мониторинге ОПО ПХГ контролируют следующие параметры:

- общий объем газа;
- активный объем газа (в том числе долгосрочный резерв);
- буферный объем газа;
- объем пластовой жидкости, добываемой при отборе газа;
- затраты газа на собственные технологические нужды;
- суточная производительность эксплуатационных скважин и ОПО ПХГ в целом;
- газонасыщенный поровый объем хранилища;
- состав газа, точка росы;
- давление в объекте хранения;
- уровни и давление в контрольных горизонтах;
- давление и температура в технологической линии (забой скважины – устье скважины – газосборный пункт (компрессорная станция) – газопровод подключения);
- межколонное давление и межколонный расход газа по скважинам;
- содержание растворенного газа, химический состав, давление насыщения растворенного газа в пластовой воде объекта хранения и контрольных горизонтов;
- газонасыщенность объекта хранения и контрольных горизонтов;
- газовойодяной контакт.

Для осуществления объектного мониторинга на ОПО ПХГ устанавливают систему контроля с применением промысловых методов контроля. Промысловыми методами обеспечивают контроль следующих параметров эксплуатации ОПО ПХГ:

- давление в контрольных горизонтах и объекте хранения;
- давление, температура в технологической линии: забой скважины – устье скважины – газосборный пункт (компрессорная станция) – газопровод подключения;
- суточная производительность эксплуатационных скважин;
- суточная производительность ОПО ПХГ;
- объем закачки (отбора) газа;
- объем газа в объекте хранения;
- объем выносимой при отборе пластовой жидкости;
- объем затрат газа на собственные технические нужды;
- поверхностные газопроявления на хранилище;
- состав газа, точка росы;
- межколонные газопроявления в скважинах.

Замер расхода закачиваемого (отбираемого) газа проводят ежедневно на пункте замера расхода газа газохранилища. При наличии нескольких газосборных пунктов контроль за расходом закачиваемого (отбираемого) газа ведут на каждом пункте. Если ОПО ПХГ создали и эксплуатируют в составе нескольких объектов хранения, замер расхода газа проводят по каждому объекту.

При разгрузке техногенной залежи замер и учет расхода газа проводят так же, как из объекта хранения. Учет затрат газа на технологические топливные нужды проводят ежедневно и определяют по показаниям измерительных приборов. Учет и оценку затрат газа на прочие технологические нужды проводят путем измерения приборами либо расчетным путем.

Баланс газа в объекте хранения ОПО ПХГ ведут на основе фактических замеров расхода газа на пункте замера расхода газа с учетом собственных технических нужд, и он включает:

- оценку затрат газа на собственные технические нужды;
- расчет объема закачанного (отобранного) газа за сутки, месяц, сезон с учетом собственных технических нужд;
- расчет общего объема газа в объекте хранения (в том числе техногенные залежи газа);
- учет объема извлеченного конденсата или нефти.

Затраты газа на собственные технические нужды в балансе объекта хранения компенсируют в период закачки. Если на ОПО ПХГ эксплуатируют

несколько объектов хранения, то баланс газа ведут как в целом по хранилищу, так и по каждому объекту отдельно.

Учет и замер количества добываемой пластовой жидкости осуществляют как в целом по ОПО ПХГ, так и по каждому газосборному пункту и эксплуатационной скважине отдельно.

Если на ОПО ПХГ эксплуатируют несколько объектов хранения, то учет количества добываемой пластовой жидкости ведут как в целом по хранилищу, так и по каждому объекту хранения отдельно. При отборе пластовой жидкости проводят ее химический анализ.

Контроль показателей качества товарного газа осуществляет соответствующая служба ОПО ПХГ путем определения физико-химического состава, удельного веса, калорийности, точки росы и их соответствия нормативным значениям.

Контроль за распространением газа в объекте хранения проводят с использованием системы контроля. При отсутствии на ОПО ПХГ системы контроля при объектном мониторинге осуществляют контроль за технологическим режимом эксплуатационных скважин, динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах, контроль за техническим состоянием скважин и визуальный контроль за наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин.

По каждой скважине проводят контроль технологического режима эксплуатации путем замера депрессии (репрессии) на пласт-коллектор, дебита газа и выносимой с газом пластовой жидкости.

На ОПО ПХГ, где имеется опасность разрушения призабойной зоны пласта, максимальную производительность эксплуатационных скважин дополнительно контролируют по показаниям датчиков индикации пескопроявлений или породоуловителей, предусмотренных технологическим проектом ОПО ПХГ.

Контроль за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах осуществляют путем замера устьевых (забойных) давлений, уровней пластовой воды в контрольных скважинах.

Если на ОПО ПХГ эксплуатируют несколько контрольных пластов, то контроль за динамикой давлений осуществляют по каждому пласту отдельно.

Контроль за техническим состоянием скважин осуществляют промыслово-геофизическими методами по планам-графикам, разработанным геологической службой ОПО ПХГ, согласованным с организацией, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ОПО ПХГ.

Оценку состояния забоя по всему фонду скважин проводят по плану-графику с использованием геофизических и промысловых данных.

Замер давления и расхода газа между эксплуатационной и технической колоннами и между технической колонной и кондуктором проводят по всему фонду скважин при максимальном давлении в ОПО ПХГ не реже двух раз в год.

Визуальный контроль за наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин проводят совместно с плановыми замерами давлений и другими работами, проводимыми по этим скважинам.

Наблюдения за герметичностью объекта хранения и возможным образованием техногенных залежей проводят промысловыми, геофизическими, гидрохимическими и аналитическими методами.

При использовании промысловых методов наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняют замер устьевых (забойных) давлений и уровней по контрольным скважинам и наблюдения за поверхностными газопроявлениями.

При использовании геофизических методов наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняют радиометрию, термометрию по фонду скважин, которые осуществляют в соответствии с планом-графиком геофизических исследований.

При использовании гидрохимических методов наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняют контроль содержания и состава растворенного газа в пластовой воде по контрольным, наблюдательным скважинам и водозаборам (в пределах горного отвода).

Аналитические методы наблюдения позволяют оценивать герметичность объекта хранения в целом и латеральную герметичность ОПО ПХГ путем расчета газонасыщенного порового объема хранилища. Режим эксплуатации ОПО ПХГ должен исключать превышение проектного значения газонасыщенного порового объема. Аналитические методы контроля применяют при использовании гидродинамической модели эксплуатации ОПО ПХГ.

Закачку промышленных стоков на ОПО ПХГ должны осуществлять с контролем за следующими технологическими параметрами: давлением нагнетания, объемом промстоков, химическим составом и содержанием мехпримесей.

V. Требования промышленной безопасности при консервации и ликвидации опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

При консервации и ликвидации объектов хранения, скважин, наземных зданий и сооружений ОПО ПХГ они должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность населения и охрану окружающей среды. Консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ проводят в соответствии с проектом на консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ.

Проект на консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ должен содержать:

- мероприятия по максимально возможному отбору газа из объекта хранения с обеспечением требований безопасности населения, охраны недр и окружающей среды;
- способы консервации (ликвидации) ОПО ПХГ и его частей;
- порядок и график проведения работ;
- мероприятия по охране недр;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- мероприятия по рекультивации нарушенных земель;
- мероприятия по предотвращению загрязнения питьевых водоносных горизонтов;
- мероприятия по контролю за состоянием недр.

При консервации ОПО ПХГ должен быть обеспечен контроль за герметичностью объекта хранения, скважин и их устьев на протяжении всего периода консервации. При консервации и ликвидации ОПО ПХГ осуществляют контроль состояния объекта хранения и контрольных горизонтов путем проведения промысловых, геофизических и гидрохимических исследований, при которых контролируют давление, газонасыщенность, содержание растворенного газа в объекте хранения и контрольных горизонтах.

В проекте консервации и ликвидации ОПО ПХГ определяется необходимое количество скважин из существующего фонда для проведения мониторинга по контролю за состоянием недр.

Контрольные вопросы к курсу

«Основы технологий R&D проектирования и эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа»

1. Какие требования устанавливают Правила безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Направленные только на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах подземных хранилищ, на которых хранятся паро- и газовоздушные взрывопожароопасные смеси.
- Б) Направленные только на предупреждение аварий на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа, на которых получают и уничтожаются опасные вещества.
- В) Направленные только на предупреждение случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах хранилищ газа, на которых уничтожаются химические вещества в любом агрегатном состоянии.
- Г) Направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа, на которых получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества, в том числе способные образовывать паро- и газовоздушные взрывопожароопасные смеси.

2. К каким ОПО ПХГ относятся требования Правил безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Предназначенным для хранения только попутного нефтяного газа в пористых водоносных и истощенных пластах нефтяных месторождений.
- Б) Предназначенным для хранения только горючего природного газа.
- В) Предназначенным для хранения газа горючего природного, попутного нефтяного газа в пористых водоносных и истощенных пластах газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений с газовым режимом и с водонапорным режимом.
- Г) Предназначенным для хранения газа только в пластах газовых и газоконденсатных месторождений.

3. Как называются ПХГ, предназначенные для обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности газопотребления, со стабильными режимами газопотребления в сезоне отбора газа?

- А) Базисные ПХГ.
- Б) Пиковые ПХГ.

- В) Газгольдерные ПХГ.
- Г) Стратегические ПХГ.

4. Как называются ПХГ, предназначенные для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующейся кратковременными закачками газа в сезоне отбора?

- А) Базисные ПХГ.
- Б) Пиковые ПХГ.
- В) Газгольдерные ПХГ.
- Г) Стратегические ПХГ.

5. В каких случаях применяются Правила безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Только при разработке технологических процессов, связанных с проектированием, строительством, реконструкцией ОПО ПХГ.
- Б) Только при проведении экспертизы промышленной безопасности деклараций промышленной безопасности ОПО ПХГ.
- В) Только при проведении экспертизы промышленной безопасности документации на техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию опасного производственного объекта, технических устройств, зданий и сооружений.
- Г) Только при эксплуатации, техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации и ликвидации ОПО ПХГ.
- Д) Во всех перечисленных случаях.

6. В соответствии с каким документом обеспечивается пожарная безопасность ОПО ПХГ?

- А) В соответствии с Правилами безопасности подземных хранилищ газа.
- Б) В соответствии с Порядком уведомления и представления территориальным органам Ростехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и жидкостей.
- В) В соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности.
- Г) В соответствии с Правилами безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

7. Что должно предшествовать разработке проектной документации объектов ОПО ПХГ согласно требованиям Правил безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Разработка технологического проекта на создание и эксплуатацию ОПО ПХГ.

- Б) Согласование места размещения ОПО ПХГ с органами муниципальной власти.
- В) Проведение инженерно-экологических изысканий в районе планируемого строительства.
- Г) Получение согласования от территориального органа Ростехнадзора.

8. Что из перечисленного не включается в технологический проект на создание и эксплуатацию ОПО ПХГ?

- А) Результаты общественных слушаний проекта создания ОПО ПХГ.
- Б) Общие сведения о районе размещения ОПО ПХГ.
- В) Геологическое строение площади.
- Г) Сведения по гидрологии площади.
- Д) Геологическое строение объекта хранения, сведения по контрольным и поглощающим пластам.
- Е) Состояние фонда скважин.

9. Что следует предусматривать в технологическом проекте на создание и эксплуатацию ОПО ПХГ?

- А) Оценку суточной производительности эксплуатационных скважин.
- Б) Мероприятия по контролю герметичности объекта хранения в процессе строительства и эксплуатации ОПО ПХГ.
- В) Обоснование суточных темпов закачки и отбора газа.
- Г) Оценку готовности объекта к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций, проведенную территориальным органом Министерства по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.

10. На какой период разрабатывается система контроля за распространением газа в объекте хранения при технологическом проектировании ОПО ПХГ?

- А) На период создания ОПО ПХГ.
- Б) На весь период эксплуатации ОПО ПХГ.
- В) На период консервации ОПО ПХГ.
- Г) На период ликвидации ОПО ПХГ.

11. Что из перечисленного не должна обеспечивать система контроля за распространением газа в объекте хранения на период создания ОПО ПХГ?

- А) Контроль за распространением газа в объекте хранения.
- Б) Контроль газонасыщенности в различных участках объекта хранения.
- В) Контроль содержания метана в атмосфере.
- Г) Контроль герметичности объекта хранения.

12. В соответствии с чем проводится бурение скважин при строительстве ОПО ПХГ?

- А) В соответствии с требованиями территориального органа Ростехнадзора.
- Б) В соответствии с требованиями к бурению скважин, установленными для нефтяной и газовой промышленности.
- В) В соответствии с требованиями органов муниципальной власти.
- Г) В соответствии со всем перечисленным.

13. Что из перечисленного должно обеспечивать крепление скважин при строительстве ОПО ПХГ?

- А) Только герметичность объекта хранения и отсутствие перетоков газа из объекта хранения в вышележащие горизонты по заколонному пространству.
- Б) Только сохранение механической прочности и герметичности обсадных труб и цементного камня в условиях агрессивного воздействия пластовых флюидов и термобарических воздействий.
- В) Только отсутствие межколонных и заколонных перетоков пластовых флюидов.
- Г) Все перечисленное, включая сохранение герметичности резьбовых соединений и цементного камня в процессе эксплуатации.

14. Что следует обеспечить при вскрытии пласта-коллектора объекта эксплуатации в процессе строительства ОПО ПХГ?

- А) Минимальное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора.
- Б) Максимальное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора.
- В) Непрерывное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора.
- Г) Не регламентируется.

15. Что следует предусматривать при вскрытии слабоцементированного пласта-коллектора объекта эксплуатации в процессе строительства ОПО ПХГ?

- А) Мероприятия по укреплению призабойной зоны скважины.
- Б) Режим работы пескосмесительных и насосных агрегатов.
- В) Проведение ремонтных и исследовательских работ.
- Г) Замеры относительной влажности и плотности газа.

16. Что следует проводить после спуска и цементирования каждой обсадной колонны в процессе строительства ОПО ПХГ?

- А) Контроль состояния обсадных труб, цементного камня и положения элементов оснастки.
- Б) Замеры относительной влажности и плотности газа.
- В) Замер компонентного состава газа.
- Г) Замер давления и температуры газа.

17. Куда должны быть включены результаты контроля обсадных колонн при строительстве ОПО ПХГ?

- А) В рабочий проект.
- Б) В акт заложения скважины.
- В) В дело (паспорт) скважины.
- Г) В технологический проект на создание и эксплуатацию ОПО ПХГ.

18. В какой из приведенных документов должны быть включены отчеты по результатам спуска обсадных колонн и их цементированию при строительстве ОПО ПХГ?

- А) Во все приведенные документы.
- Б) В рабочий проект.
- В) В акт заложения скважины.
- Г) В дело (паспорт) скважины.
- Д) В технологический проект на создание и эксплуатацию ОПО ПХГ.

19. На протяжении какого срока должно храниться дело (паспорт) скважины при строительстве ОПО ПХГ?

- А) На протяжении всего периода ее эксплуатации.
- Б) Не менее 10 лет.
- В) Не менее 15 лет.
- Г) Продолжительность хранения дела (паспорта) скважины Правилами не регламентируется.

20. Что из перечисленного не должно содержать дело (паспорт) скважины при проведении строительства ОПО ПХГ?

- А) Акты о сдаче геологических документов по скважине.
- Б) Акт рекультивации земельного участка.
- В) Сведения о времени начала и окончания строительства скважины.
- Г) Акты о начале и окончании скважины бурением и строительством.
- Д) Сведения о составе буровой бригады с указанием ФИО и образования.
- Е) Программа исследований в процессе бурения и освоения скважины, сведения и материалы по ее выполнению.

21. Что из перечисленного должно обеспечивать установленное подземное оборудование при строительстве ОПО ПХГ?

- А) Только возможность эксплуатации скважин с максимальной суточной производительностью скважины.
- Б) Только возможность проведения промыслово-геофизических работ.
- В) Только возможность проведения работ по интенсификации притока газа из продуктивного пласта.
- Г) Только возможность проведения ремонтных работ в скважине.
- Д) Только возможность извлечения оборудования без нарушения прочности и герметичности обсадной колонны.
- Е) Все перечисленное, а также возможность получения информации о забойных и устьевых давлениях, температурах, расходе газа.

22. В соответствии с чем осуществляется эксплуатация объекта хранения ОПО ПХГ?

- А) Только в соответствии с технологическим проектом.
- Б) Только в соответствии с расчетным режимом эксплуатации ОПО ПХГ.
- В) В соответствии с технологическим проектом и расчетным режимом эксплуатации ОПО ПХГ.

23. Когда на ОПО ПХГ должна быть введена система геолого-геофизического контроля за состоянием искусственной газовой залежи?

- А) С момента ввода в эксплуатацию ОПО ПХГ.
- Б) На период опытно-промышленной эксплуатации ОПО ПХГ.
- В) После вывода ОПО ПХГ на проектные показатели.

24. Что из перечисленного не должна обеспечивать система геолого-геофизического контроля за состоянием искусственной газовой залежи на ОПО ПХГ?

- А) Контроль за распространением газа в объекте хранения.
- Б) Контроль за перетоками газа за границы объекта хранения.
- В) Контроль герметичности объекта хранения.
- Г) Замер и передачу информации о состоянии искусственной газовой залежи в реальном времени от скважин на диспетчерский пункт.

25. Что из перечисленного входит в состав системы геолого-геофизического контроля за состоянием искусственной газовой залежи на ОПО ПХГ?

- А) Только наблюдательные скважины (в том числе геофизические и пьезометрические).
- Б) Только внутрискважинные замерные устройства.
- В) Только устьевые замерные устройства.
- Г) Только средства передачи информации.
- Д) Только средства обработки и визуализации информации.
- Е) Все перечисленное.

26. Какая организация проводит авторский надзор за эксплуатацией ОПО ПХГ?

- А) Территориальное управление Ростехнадзора.
- Б) Организация-разработчик технологического проекта.
- В) Эксплуатирующая организация.
- Г) Организация-владелец ОПО ПХГ.

27. Какое условие не является обязательным для установления режима эксплуатации ОПО ПХГ согласно Правилам безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Предупреждение образования гидратов и солей в призабойной зоне пласта, колоннах лифтовых труб, трубопроводах, наземном оборудовании.
- Б) Предупреждение преждевременного износа скважинного оборудования, трубопроводов, наземного оборудования вследствие наличия в продукции скважин механических примесей и коррозионно-активных компонентов.
- В) Сохранение фильтрационно-емкостных свойств и производительности объекта хранения.
- Г) Установление автоматического газоанализатора на наземном оборудовании ОПО ПХГ.
- Д) Предупреждение нарушения герметичности объекта хранения.

28. Что следует производить при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Замеры еженедельных расходов газа по каждой скважине индивидуально и суммарного объема количества закачиваемого и отбираемого газа по ОПО ПХГ.
- Б) Замеры ежесуточных расходов газа по каждой скважине индивидуально и суммарного объема количества закачиваемого и отбираемого газа по ОПО ПХГ.
- В) Замеры ежемесячных расходов газа по каждой скважине индивидуально и суммарного объема количества закачиваемого и отбираемого газа по ОПО ПХГ.
- Г) Замеры ежеквартальных расходов газа по каждой скважине индивидуально и суммарного объема количества закачиваемого и отбираемого газа по ОПО ПХГ.

29. Что в соответствии с Правилами безопасности подземных хранилищ газа не включает в себя контроль технического состояния при эксплуатации скважин?

- А) Измерение давления и температуры газа на устье скважины.

- Б) Отбор и анализ проб газа.
- В) Измерение производительности скважины.
- Г) Осмотр задвижек и обвязки устья.
- Д) Контроль потерь давления на забое, в стволе и шлейфе скважины.
- Е) Замер количества выносимой потоком газа жидкости.

30. Какой мониторинг должен осуществляться на ОПО ПХГ согласно требованиям Правил безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Мониторинг состояния.
- Б) Мониторинг критически важных и опасных объектов.
- В) Объектный мониторинг.
- Г) Внешний мониторинг.

31. Что не включает в себя объектный мониторинг ОПО ПХГ?

- А) Своевременное выявление и прогнозирование техногенных процессов в ОПО ПХГ.
- Б) Оценку состояния и прогнозирование его изменения.
- В) Разработку, обеспечение реализации и анализ эффективности мероприятий по обеспечению безопасного недропользования.
- Г) Контроль и прогноз колебаний климатической системы.
- Д) Предотвращение и снижение негативного воздействия опасных геологических процессов.
- Е) Регулярное информирование органов государственной власти и пользователей недр об изменениях состояния недр.

32. Что из перечисленного не является объектом мониторинга при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Объект хранения газа.
- Б) Технологическое оборудование наземного комплекса ОПО ПХГ.
- В) Контрольные горизонты.
- Г) Эксплуатационные, наблюдательные, контрольные, поглотительные, геофизические, законсервированные и ликвидированные скважины.

33. Какие из перечисленных параметров контролируются при объектном мониторинге ОПО ПХГ?

- А) Только общий объем газа, активный объем газа (в том числе долгосрочный резерв), буферный объем газа, а также объем пластовой жидкости, добываемой при отборе газа.
- Б) Только затраты газа на собственные технологические нужды, суточная производительность эксплуатационных скважин и ОПО ПХГ в целом, а также газоводяной контакт.

- В) Только газонасыщенный поровый объем хранилища, состав газа, точка росы, давление в объекте хранения, уровни и давление в контрольных горизонтах, а также газонасыщенность объекта хранения и контрольных горизонтов.
- Г) Только давление и температура в технологической линии *забой скважины – устье скважины – газосборный пункт (компрессорная станция) – газопровод подключения, межколонное давление и межколонный расход газа по скважинам.*
- Д) Все перечисленные параметры, включая содержание растворенного газа, химический состав, давление насыщения растворенного газа в пластовой воде объекта хранения и контрольных горизонтов.

34. Какие параметры эксплуатации ОПО ПХГ контролируются промышленными методами при осуществлении объектного мониторинга ОПО ПХГ?

- А) Только состав газа, точка росы.
- Б) Только давление в контрольных горизонтах и объекте хранения, температура в технологической линии (забой скважины – устье скважины – газосборный пункт (компрессорная станция) – газопровод подключения).
- В) Только суточная производительность эксплуатационных скважин и суточная производительность ОПО ПХГ.
- Г) Только объем закачки (отбора) газа, объем газа в объекте хранения, объем выносимой при отборе пластовой жидкости, а также объем затрат газа на собственные технические нужды.
- Д) Все перечисленные параметры, включая контроль поверхностных газопроявлений на хранилище и межколонных газопроявлений в скважинах.

35. Как часто проводят замер расхода закачиваемого (отбираемого) газа на пункте замера расхода газа газохранилища?

- А) Ежедневно.
- Б) Еженедельно.
- В) Ежегодно.
- Г) Ежемесячно.

36. Каким образом проводится контроль за расходом закачиваемого (отбираемого) газа при наличии нескольких газосборных пунктов?

- А) Контроль проводится только на одном из пунктов (по выбору эксплуатирующей организации).
- Б) Контроль проводится на каждом пункте.
- В) Контроль проводится только на главном пункте.

Г) Контроль за расходом закачиваемого газа при наличии нескольких газосборных пунктов Правилами не регламентируется.

37. С какой периодичностью проводят учет затрат газа на технологические топливные нужды при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Ежедневно.
- Б) Еженедельно.
- В) Ежегодно.
- Г) Ежемесячно.

38. Каким образом проводят учет и оценку затрат газа на прочие технологические нужды при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Только путем измерения приборами.
- Б) Только расчетным путем.
- В) Используя аналогичные данные других действующих ОПО ПХГ.
- Г) Путем измерения приборами либо расчетным путем.
- Д) Учет и оценка затрат газа на прочие технологические нужды при эксплуатации ОПО ПХГ Правилами не регламентируется.

39. Что из перечисленного включает в себя баланс газа на объекте хранения ОПО ПХГ?

- А) Только оценку затрат газа на собственные технические нужды.
- Б) Только расчет объема закачанного (отобранного) газа за сутки, месяц, сезон с учетом собственных технических нужд.
- В) Только расчет общего объема газа в объекте хранения (в том числе техногенные залежи газа).
- Г) Только учет объема извлеченного конденсата или нефти.
- Д) Все перечисленное.

40. Когда происходит компенсация затрат газа на собственные технические нужды в балансе объекта хранения при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) В период закачки.
- Б) После закачки.
- В) В любое время, на усмотрение технического руководителя ОПО ПХГ.
- Г) Процесс Правилами не регламентируется.

41. Как ведут баланс газа, если на ОПО ПХГ эксплуатируют несколько объектов хранения?

- А) Только в целом по хранилищу.
- Б) Только отдельно по каждому объекту.
- В) Как в целом по хранилищу, так и по каждому объекту отдельно.

Г) Правилами не регламентируется.

42. Как осуществляется учет и замер количества добываемой пластовой жидкости при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Только в целом по ОПО ПХГ.
- Б) Только по каждому газосборному пункту отдельно.
- В) Только по каждой эксплуатационной скважине отдельно.
- Г) Как в целом по ОПО ПХГ, так и по каждому газосборному пункту и эксплуатационной скважине отдельно.

43. Какой анализ должен быть проведен при отборе пластовой жидкости в процессе эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Химический анализ.
- Б) Физический анализ.
- В) Физико-химический анализ.
- Г) Бактериологический анализ.

44. Кто осуществляет контроль показателей качества товарного газа путем определения физико-химического состава, удельного веса, калорийности, точки росы при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Соответствующая служба ОПО ПХГ.
- Б) Проектная организация.
- В) Специализированная организация, подведомственная Ростехнадзору.
- Г) Все перечисленные организации.

45. Что из перечисленного осуществляется при отсутствии на ОПО ПХГ системы контроля при объектном мониторинге в процессе эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Контроль только за технологическим режимом эксплуатационных скважин.
- Б) Контроль только за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах.
- В) Контроль только за техническим состоянием скважин.
- Г) Только визуальный контроль за наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин.
- Д) Осуществляется все перечисленное.

46. Каким образом на ОПО ПХГ, где имеется опасность разрушения призабойной зоны пласта, дополнительно контролируют максимальную производительность эксплуатационных скважин?

- А) Только по показаниям датчиков индикации пескопроявлений, предусмотренных технологическим проектом ОПО ПХГ.
- Б) Только по показаниям датчиков индикации породоуловителей, предусмотренных технологическим проектом ОПО ПХГ.
- В) Посредством проведения дополнительного химического анализа пластовой жидкости.
- Г) По показаниям датчиков индикации пескопроявлений или породоуловителей, предусмотренных технологическим проектом ОПО ПХГ.

47. Каким образом осуществляется контроль за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Путем замера устьевых (забойных) давлений, уровней пластовой воды в контрольных скважинах.
- Б) Путем замера только уровней пластовой воды во всех скважинах.
- В) Путем замера только устьевых (забойных) давлений во всех скважинах.
- Г) По показаниям датчиков индикации пескопроявлений, предусмотренных технологическим проектом ОПО ПХГ.

48. Как осуществляют контроль за динамикой давлений, если на ОПО ПХГ эксплуатируют несколько контрольных пластов?

- А) Контроль за динамикой давлений осуществляют по всем пластам.
- Б) Контроль за динамикой давлений осуществляют по каждому пласту отдельно.
- В) Контроль за динамикой давлений осуществляют по одному контрольному пласту.
- Г) Контроль за динамикой давлений Правилами не регламентируется.

49. Какая организация разрабатывает планы-графики для контроля за техническим состоянием скважин при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Организация, осуществляющая авторский надзор за эксплуатацией ОПО ПХГ.
- Б) Проектная организация.
- В) Геологическая служба ОПО ПХГ.
- Г) Территориальное управление Ростехнадзора.

50. С какой периодичностью проводится замер давления и расхода газа между эксплуатационной и технической колоннами и между технической колонной и кондуктором по всему фонду скважин при максимальном давлении в ОПО ПХГ?

- А) Не реже двух раз в год.
- Б) Не реже одного раза в год.

- В) Не реже одного раза в три года.
- Г) Не реже одного раза в пять лет.

51. Каким методом не проводят наблюдения за герметичностью объекта хранения и возможным образованием техногенных залежей при эксплуатации ОПО ПХГ?

- А) Промысловым методом.
- Б) Геофизическим методом.
- В) Органолептическим методом.
- Г) Гидрохимическим методом.
- Д) Аналитическим методом.

52. При использовании какого метода наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняют замер устьевых (забойных) давлений и уровней по контрольным скважинам и наблюдения за поверхностными газопроявлениями?

- А) При использовании промышленного метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Б) При использовании геофизического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- В) При использовании гидрохимического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Г) При использовании аналитического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Д) При использовании всех перечисленных методов наблюдения за герметичностью объекта хранения.

53. При использовании какого метода наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняют радиометрию, термометрию по фонду скважин?

- А) При использовании промышленного метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Б) При использовании геофизического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- В) При использовании гидрохимического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Г) При использовании аналитического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Д) При использовании всех перечисленных методов наблюдения за герметичностью объекта хранения.

54. При использовании какого метода наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняется контроль содержания и состава растворенного газа в

пластовой воде по контрольным, наблюдательным скважинам и водозаборам (в пределах горного отвода)?

- А) При использовании промышленного метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Б) При использовании геофизического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- В) При использовании гидрохимического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Г) При использовании аналитического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Д) При использовании всех перечисленных методов наблюдения за герметичностью объекта хранения.

55. При использовании какого метода наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняется расчет газонасыщенного порового объема хранилища?

- А) При использовании промышленного метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Б) При использовании геофизического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- В) При использовании гидрохимического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Г) При использовании аналитического метода наблюдения за герметичностью объекта хранения.
- Д) При использовании всех перечисленных методов наблюдения за герметичностью объекта хранения.

56. Какой технологический параметр не контролируется при закачке промышленных стоков на ОПО ПХГ согласно Правилам безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Давление нагнетания.
- Б) Объем промстоков.
- В) Содержание БПК и ХПК.
- Г) Химический состав.
- Д) Содержание мехпримесей.

57. В какое состояние должны быть приведены объекты хранения скважин, наземных зданий и сооружений ОПО ПХГ при консервации и ликвидации?

- А) В состояние, обеспечивающее безопасность населения и охрану окружающей среды.
- Б) В нерабочее состояние.
- В) В обесточенное состояние.

Г) В состоянии, обеспечивающее минимальные финансовые затраты для проведения работ по консервации и ликвидации.

58. В соответствии с чем проводят консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ?

- А) В соответствии с проектом на консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ.
- Б) В соответствии с требованиями организации, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ОПО ПХГ.
- В) В соответствии с планом-графиком, разработанным геологической службой ОПО ПХГ.
- Г) В соответствии со всем перечисленным.

59. Что из перечисленного должен содержать проект на консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ?

- А) Только мероприятия по максимально возможному отбору газа из объекта хранения с обеспечением требований безопасности населения, охраны недр и окружающей среды.
- Б) Только способы консервации (ликвидации) ОПО ПХГ и его частей, порядок и график проведения работ, включая мероприятия по охране недр.
- В) Только мероприятия по охране окружающей среды, мероприятия по рекультивации нарушенных земель.
- Г) Только мероприятия по контролю за состоянием недр.
- Д) Все перечисленное, включая мероприятия по предотвращению загрязнения питьевых водоносных горизонтов.

60. Какие исследования не проводятся при консервации и ликвидации ОПО ПХГ в процессе контроля за состоянием объекта хранения и контрольных горизонтов?

- А) Промысловые.
- Б) Геофизические.
- В) Гидрохимические.
- Г) Аналитические.

61. Что должно быть обеспечено при консервации ОПО ПХГ согласно Правилам безопасности подземных хранилищ газа?

- А) Контроль за герметичностью только объекта хранения на протяжении всего периода консервации.
- Б) Контроль за герметичностью только скважин и их устьев на протяжении всего периода консервации.
- В) Контроль за герметичностью объекта хранения, скважин и их устьев на протяжении всего периода консервации.

Г) Контроль за герметичностью объекта хранения, скважин и их устьев на протяжении 5 лет.

62. Какое количество скважин используется для проведения мониторинга по контролю за состоянием недр в процессе консервации и ликвидации ОПО ПХГ?

А) Необходимое количество скважин из существующего фонда определяется в проекте консервации и ликвидации ОПО ПХГ.

Б) Только одна скважина из существующего фонда.

В) Все скважины из существующего фонда.

Г) Не менее двух скважин из существующего фонда.

Список литературы

1. Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д., Васильев Г.Г., Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. Учебник для вузов. – Москва, 2004. – 358 с.
2. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 432 с.
3. Лурье М.В., Дидковская А.С., Варчев Д.В., Яковлева Н.В. Подземное хранение газа. Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП, Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 172 с.
4. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водонасыщенных пластах / М.В. Лурье. – М.: ФГУП, Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 350 с.
5. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. – М.: Изд-во «Нефть и газ». 2009. – 640 с, ил.
6. Савків Б.П. Пінчук С.О. Створення та експлуатація підземних сховищ газу. – К.: Світ Успіху, 2013. – 316 с.
7. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544 с.
8. Арзунян А.С., Афанасьев А.А., Прохоров А.Д. Сооружение нефтегазохранилищ. – М.: Недра, 1986.
9. Арзунян А.С., Громов А.В., Матецкий И.И. Расчёты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз. – М.: Недра, 1972.
10. Аствацатуров А.Ц., Бусурин А.А. Устройство, обслуживание и ремонт кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженных углеводородных газов. – М.: Недра. 1982.
11. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1977.
12. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Недра, 1977.
13. Середюк М.Д. Газові мережі і газосховища. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський інститут нафти і газу. – 1992.
14. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Харламенко В.И. Магистральные нефтепродуктопроводы. – М.: Недра, 1988.
15. Гуревич Д.Ф., Заринский О.Н., Кузьмина Ю.К. Справочник по арматуре для газо- и нефтепроводов. – Л.: Недра, 1988.
16. Гуревич Д.Ф., Шпаков О.Н., Заринский О.Н. Защитно-предохранительные устройства нефтегазового оборудования. Справочное пособие. – Л.: Недра, 1991.
17. Дятлов В.А. Обслуживание и эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1984.
18. Едигаров С.П., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. – М.: Недра, 1973.
19. Мацкин Л.Н., Черняк И.Л., Илембитов М.С. Эксплуатация нефтебаз – М.: Недра, 1975.

20. Новосёлов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации газопроводов. – М.: Недра, 1982.
21. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1990.
22. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1989.
23. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М.: Недра, 1978.
24. Правила технической эксплуатации нефтебаз. – М.: Недра, 1976.
25. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – М.: Недра, 1988.
26. Правила технической эксплуатации стационарных, контейнерных и передвижных автозаправочных станций – М.: Недра, 1987.
27. Правила эксплуатации кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженных углеводородных газов. – М.: Недра, 1975.
28. Проектирование и эксплуатация нефтебаз / С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1982.
29. Скугорова Л.П. Материалы для сооружения газонепфтепроводов и хранилищ. – М.: Недра, 1982.
30. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / Под редакцией Дерцакяна А.К. – Л.: Недра, 1977.
31. Технологическое проектирование строительства магистральных трубопроводов. Справочник / В.И. Бармин, Б.Ф. Белецкий, Р.Д. Габелая и др. ; Под ред. В.И. Бармина – М.: Недра, 1992.
32. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудрое и др. – М.: Недра, 1988.
33. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, А.Г. Немудрое и др. – М.: Недра, 1978.
34. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. – М.: Недра, 1981.
35. Эксплуатационнику магистральных газопроводов. Справочное пособие / А.В. Громов, Н.Е. Гузанов, Л.А. Хачикян и др. – М.: Недра, 1987.
36. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. – М.: Недра, 1991.
37. Аммян В.А., Васильева Н.П. Добыча газа. – М.: Недра, 1974.
38. Бобровский С.А., Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. – М.: Недра, 1980.
39. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. – М.: Недра, 1968.
40. Боксерман Ю.И., Мкртычан Я.С., Чириков К.Ю. Перевод транспорта на газовое топливо. – М.: Недра, 1988.
41. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Харламенко В.И. Магистральные нефтепродуктопроводы – М.: Недра, 1976.
42. Грознов Г.А., Вашурин Ю.Б. Строительство нефтебаз и автозаправочных станций. – М.: Недра, 1980.
43. Громов В.В., Козловский В.И. Оператор магистральных газопроводов. –

- М.: Недра, 1981.
44. Губин В.Е. Слив и налив нефтей и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1972.
 45. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982.
 46. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газовика. – М.: Недра, 1978.
 47. Ерёменко П.Т., Воробьёв Н.А. Развитие трубопроводного транспорта в СССР и за рубежом. – М.: Недра, 1989.
 48. Левыкин ЕВ. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. – М.: Недра, 1973.
 49. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984.
 50. Кязимов К.Г. Устройство и обслуживание подземных газопроводов – М.: Стройиздат, 1972.
 51. Межеричкий Л.М. Оператор нефтебазы. – М.: Недра, 1976.
 52. Нечаев М.А., Васильев П.Д., Котляр И Я., Тихомиров Е.Н. Справочник работника магистрального газопровода. – Л.: Недра, 1966.
 53. Оленев Н.М. Хранение нефти и нефтепродуктов. – Л.: Недра, 1964.
 54. Подготовка газа к транспорту / Ю.П. Коротаев, Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, Л.М. Саркисян. – М.: Недра, 1973.
 55. Роев Г.А. Очистные сооружения газонефтеперекачивающих станций и нефтебаз. – М.: Недра, 1981.
 56. Рыбаков К.В., Митягин В.А. Автомобильные цистерны для нефтепродуктов. – М.: Транспорт, 1989.
 57. Сборник руководящих указаний по использованию сжиженных углеводородных газов. – М.: Недра, 1984.
 58. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов / А.И. Гужов, В.Г. Титов, В.Ф. Медведев, В.А. Васильев. – М.: Недра, 1978.
 59. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа. Справочное пособие. – М.: Недра, 1976.
 60. Алиев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газонефтехранилищ и нефтебаз / Р.А. Алиев, И.В. Березина, Л.Г. Телегин и др. – М.: Недра, 1987.
 61. Самойлов Б.В. Сооружение подводных трубопроводов / Б.В. Самойлов, Б.И. Ким, В.И. Зоненко, В.И. Кленин. – М.: Недра, 1995.
 62. Справочник работника магистрального газопровода / Под ред. Бармина С.Ф. – М.: Недра, 1974.
 63. Справочник по транспорту горючих газов / Под ред. Зарембо К.С. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
 64. Суворов А.Ф., Лялин К.В. Сооружение крупных резервуаров. – М.: Недра, 1979.
 65. Таран В.Д. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1964.
 66. Абузова Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф.Ф.Абузова, Р.А.Алиев, В.Ф. Новоселов и др. – М.: Недра, 1992.

67. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа / П.И.Тугунов, В.Ф.Новосёлов, Ф.Ф.Абузова и др. – М.: Недра, 1975.
68. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев КС. Добыча природного газа. – М.: Недра, 1976.
69. Фурман И.Я. Подземное хранение газа в единой системе газоснабжения. – М.: Недра, 1992.
70. Шаммазов А.М., Коршак А.А., Коробков Г.Е., Султанов Н.Ф. Основы трубопроводного транспорта нефти. – Уфа.: Реактив, 1996.
71. Ширковский А.И., Задора Г.И. Добыча и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1974.
72. Шишкин Р.В. Справочник по проектированию нефтебаз. – Л.: Недра, 1978.
73. Галеев В.Б. Эксплуатация магистральных нефтепродуктопроводов / В.Б.Галеев, В.И.Харламенко, Е.М.Сошенко, Л.А.Мацкин. – М.: Недра, 1975.
74. Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов. Справочная книга. – М.: Химия, 1976.
75. Хранение газа в горизонтальных и полого-залегающих водоносных пластах, М., 1968;
76. Хейн А. Л., Гидродинамический расчет подземных хранилищ газа, М., 1968;
77. Левыкин Е. В., Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах, М., 1973;
78. Фурман И. Я., Регулирование неравномерности газопотребления, М., 1973;
79. Ширковский А. И., Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1979;
80. Каримов М. Ф., Эксплуатация подземных хранилищ газа, М., 1981.
81. Попадюк Р.М. Соломчак Я.В. Збір і підготовка нафтопромислової продукції. Навчальний посібник – Івано Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.
82. Середюк М.Д. Підземне зберігання газу: навчальний посібник/ М.Д. Середюк, Б.П. Савків. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 232с.: 31 іл.

Научно-популярная литература

1. Журнал «Нефтяник»
2. Журнал «Строительство трубопроводов»
3. Журнал «Нефтяное хозяйство»
4. Журнал «Газовая промышленность»
5. Журнал «Транспорт и хранение нефтепродуктов»
6. Экспресс-информация «Транспорт и хранение нефтепродуктов»

Специальная литература

1. Государственные стандарты
2. Строительные нормы и правила
3. Нормативные показатели расхода материалов

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Стоимость строительства и эксплуатации трубопроводов, тыс. руб/км
(числитель $P = 4,45$ МПа, знаменатель $P = 7,36$ МПа)

Диаметр и толщина стенки, мм	Стоимость строительства (с.л)		Эксплуатационные расходы (с.эл)	
	1-ой нитки	2-ой и последующих	1-ой нитки	2-ой и последующих
108 × 4	288,3/281,5	180,7/194,3	12,1/12,7	8,1/8,7
159 × 4	286,9/309,7	199,7/228,1	12,9/13,9	9,0/10,3
219 × 5	347,9/368,3	261,2/280,4	15,7/16,6	11,8/12,6
273 × 6	399/416,7	311,7/329	18/18,8	14/14,8
325 × 6	433/ /536,9	346,7/ /450,5	19,5/ /24,2	15,6 20,3
426 × 7	576,4/ /692,5	491,1/ /606,7	25,9/ /31,2	22,1/ /27,3
530 × 7	708,6/832,8	701,5/745,6	35,5/37,5	31,6/33,5
720 × 7	1002/1319	999,4/1232	48,9/59,4	45/55,4
1020 × 10	2236,8/ /2671,2	2027/ /2460,9	100,7/ /120,2	91,2/ /110,7
1220/12	2593,8/ /3579,2	2738,9/ /3364	132,9/ /161,1	123,3/ /151,4
1420 × 15,7	/5280,9	/5057,4	/237,6	/227,6

Приложение 2

Стоимость строительства и эксплуатации компрессорных станций, млн. руб.
(числитель – новая площадка, знаменатель – совмещенная площадка)

Тип ГПА	Стоимость строительства (сст)		Эксплуатационные расходы (сэст)	
	k_0	k_i	ϑ_0	ϑ_i
10ГКН	61,3/29,8	5,4	6,0/3,3	0,8
МК-8	68,2/38,3	9,0	7,1/4,4	1,3
ДР-12	74,5/39,8	27,9	10,2/6,7	4,1
ГТН-6	34,8/19,2	13,0	3,4/1,9	3,7
ГТК-10-4	77,0/47,4	15,4	7,3/4,4	5,0
ГПУ-10-01	74,0/42,4	19,1	6,4/3,3	6,0
ГТН-16	33,7/4,9	35,6	6,8/2,0	8,6
ГПА-Ц-6,3	67,8/38,1	9,7	9,8/5,5	4,5
СТД-4000	62,7/33,0	4,3	4,4/3,4	5,2
ЭГПА-235	76,7/31,8	11,5	8,1/4,1	12,7

Приложение 3

Температура грунта/воздуха в некоторых пунктах России, °С

Пункты	Среднемесячная												Средне- годовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Березово	$\frac{-0,3}{-22,4}$	$\frac{-0,3}{-18,7}$	$\frac{-0,6}{-13,0}$	$\frac{-0,3}{-5,1}$	$\frac{0,0}{2,5}$	$\frac{2,2}{10,6}$	$\frac{7,2}{15,9}$	$\frac{9,4}{13,0}$	$\frac{8,1}{6,7}$	$\frac{4,7}{-2,6}$	$\frac{2,0}{-13,9}$	$\frac{1,0}{-20,4}$	$\frac{2,8}{-4,0}$
Ивдель	$\frac{-1,9}{-18,6}$	$\frac{-2,5}{-16,6}$	$\frac{-1,9}{-9,5}$	$\frac{-0,4}{0,8}$	$\frac{3,3}{7,5}$	$\frac{10,0}{13,8}$	$\frac{13,7}{16,2}$	$\frac{13,6}{13,8}$	$\frac{9,8}{7,4}$	$\frac{4,3}{-0,5}$	$\frac{0,7}{-8,9}$	$\frac{-0,9}{-16,8}$	$\frac{4,0}{-1,0}$
Игрим	$\frac{-2,1}{-21,8}$	$\frac{-1,6}{-18,8}$	$\frac{-1,3}{-12,5}$	$\frac{-1,0}{-2,7}$	$\frac{1,1}{4,1}$	$\frac{3,6}{12,0}$	$\frac{8,1}{16,3}$	$\frac{10,1}{13,7}$	$\frac{9,7}{7,3}$	$\frac{-2,0}{-7,2}$	$\frac{-4,8}{-13,2}$	$\frac{-3,0}{-19,6}$	$\frac{-4,5}{-3,1}$
Казань	$\frac{0,6}{-13,5}$	$\frac{-0,2}{-12,9}$	$\frac{0,0}{-7,0}$	$\frac{0,8}{3,3}$	$\frac{6,4}{12,1}$	$\frac{11,4}{16,9}$	$\frac{14,3}{19,0}$	$\frac{14,9}{17,1}$	$\frac{12,5}{10,7}$	$\frac{8,2}{3,2}$	$\frac{4,0}{-4,7}$	$\frac{1,5}{-11,0}$	$\frac{6,2}{2,8}$
Москва	$\frac{1,4}{-9,4}$	$\frac{1,1}{-8,5}$	$\frac{0,8}{-3,6}$	$\frac{1,4}{4,9}$	$\frac{7,8}{12,9}$	$\frac{13,1}{17,0}$	$\frac{16,9}{19,3}$	$\frac{17,6}{17,4}$	$\frac{14,6}{11,7}$	$\frac{9,7}{5,0}$	$\frac{5,1}{-1,6}$	$\frac{2,5}{-6,9}$	$\frac{7,7}{4,8}$
Надым	$\frac{-9,3}{-24,6}$	$\frac{-10,4}{-22,8}$	$\frac{-8,6}{-18,3}$	$\frac{-7,6}{-9,0}$	$\frac{-6,0}{-1,5}$	$\frac{-4,0}{8,6}$	$\frac{-3,0}{14,7}$	$\frac{-2,0}{11,4}$	$\frac{-2,0}{5,5}$	$\frac{-3,0}{-4,5}$	$\frac{-5,0}{-17,2}$	$\frac{-7,0}{-22,8}$	$\frac{-5,6}{-6,6}$
Екатеринбург	$\frac{-0,8}{-16,0}$	$\frac{-1,2}{-14,4}$	$\frac{-0,9}{-8,1}$	$\frac{1,0}{2,3}$	$\frac{6,9}{10,0}$	$\frac{12,2}{15,5}$	$\frac{15,0}{17,2}$	$\frac{14,6}{14,8}$	$\frac{11,2}{9,2}$	$\frac{5,9}{+1,}$	$\frac{1,9}{-7,2}$	$\frac{0,1}{-13,8}$	$\frac{5,5}{0,8}$
Челябинск	$\frac{-0,1}{-15,5}$	$\frac{-0,9}{-14,3}$	$\frac{-0,7}{-7,9}$	$\frac{0,3}{3,1}$	$\frac{3,8}{11,9}$	$\frac{7,9}{17,3}$	$\frac{11,2}{18,9}$	$\frac{12,6}{16,8}$	$\frac{11,2}{10,8}$	$\frac{7,9}{2,4}$	$\frac{4,3}{-6,4}$	$\frac{1,5}{-13}$	$\frac{4,9}{2}$

Приложение 4

Характеристики природных газов некоторых северных месторождений России

Месторождение	Состав газа (по объему), %										Плотность (при 0 °С и 0,1013 МПа), кг/м ³	Низшая теплота сгорания, кДж/м ³
	Метан СН ₄	Этан С ₂ Н ₆	Пропан С ₃ Н ₈	Бутан С ₄ Н ₁₀	Пентан С ₅ Н ₁₂	Двуокись углерода СО ₂	Азот N ₂	Сероводород Н ₂ S				
Уренгойское	98,8	0,070	–	–	0,01	0,290	0,830	нет	0,729	35509		
Ямбургское	98,6	0,060	–	–	0,01	0,190	1,140	нет	0,714	35430		
Медвежье	99,2	0,120	–	–	0,01	0,010	0,660	нет	0,722	35683		
Бованенское	99,0	0,028	0,007	0,003	–	0,063	0,899	следы	0,723	35534		
Заполярное	98,4	0,070	0,010	–	0,01	0,200	1,310	нет	0,728	35375		
Газовское	98,6	0,100	0,030	0,020	0,01	0,200	1,000	нет	0,727	35509		
Губкинское	98,4	0,130	0,010	0,005	0,01	0,145	1,300	нет	0,730	35521		
Комсомольское	97,2	0,120	0,010	–	0,01	0,100	2,560	нет	0,735	35004		
Вынгапурское	95,1	0,320	–	–	–	0,190	4,210	нет	0,745	31328		
Юбилейное	98,4	0,070	0,010	–	–	0,400	1,100	нет	0,729	35260		
Мессояхское	97,6	0,100	0,030	0,010	0,01	0,060	1,600	нет	0,721	35138		
Березовское	94,8	1,200	0,300	0,100	0,06	0,500	3,000	нет	0,755	35277		
Вуктыльское	81,8	8,800	2,800	0,940	0,30	0,300	5,100	нет	0,859	38828		

Приложение 5

Физические свойства компонентов газов, входящих в состав природных газов

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Серово- дород H ₂ S
	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	н-Бутан	и-Бутан	и-Пентан	Азот N ₂	Водород H ₂	Окись угле- рода CO	Дву- окись угле- рода CO ₂	Воздух (без CO ₂)		
Молярная масса, кг/кмоль	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	28,02	2,016	28,01	44,01	28,96	34,02	
Плотность, кг/м ³ при 0 °С и 0,1013 МПа при 20 °С и 0,1013 МПа	0,717	1,356	2,010	2,307	2,673	3,457	1,2505	0,0899	1,2500	1,9768	1,2928	1,5392	
Вязкость динамическая μ · 10 ⁻⁷ Па · с при 0 °С и 0,1013 МПа при 20 °С и 0,1013 МПа	0,669	1,264	1,872	2,519	2,491	3,228	1,1651	0,0837	1,1651	1,8423	1,2050	1,4338	
	1,020	0,880	0,770	0,690	-	-	1,71	-	-	1,40	1,745	1,23	
	1,102	0,940	0,820	0,760	-	-	1,84	-	-	1,65	1,822	-	

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
кинематическая $\nu \cdot 10^{-6}$, м ² /с при 0 °С и 0,1013 МПа при 20 °С и 0,1013 МПа	14,24	6,35	3,70	2,45	–	–	–	–	–	–	–	–
	16,18	7,28	4,26	2,95	–	–	–	–	–	–	–	–
Критические параметры газа: температура, К давление, МПа	190,68	305,75	372,00	425,17	–	460,90	126,26	33,30	133,00	304,26	132,65	373,60
	4,52	4,88	4,34	3,75	–	3,29	3,45	1,32	3,44	7,28	3,777	8,89
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	518,57	276,64	188,68	143,08	–	115,23	296,75	4124,68	296,94	188,97	292,70	115,23
Теплота сгорания, кДж/м ³ (при 0 °С и 0,1013 МПа): вышая низшая	39830	70370	100920	133890	131800	158360	–	12762	12636	–	–	25708
	35880	64430	92930	123680	121750	146230	–	10798	10649	–	–	23698
Теплоемкость c_p , кДж/(кг·К) при 0 °С	2,167	1,650	1,430	1,590	1,590	–	1,058	–	–	0,816	1,005	0,993

Приложение 6

Основные параметры ГТУ

Показатель	Размерность	Тип ГТУ									
		ГПА-Ц-6,3	ГТК-10	ГПУ-10	ГТН-10И	ГТН-16	ГПА-Ц-16	ГТН-25	ГТН-25И		
N_e^H	кВт	6300	10000	10000	10200	16000	16000	24000	24440		
T_3^H	К	288	288	288	288	288	288	298	288		
n_H	мин ⁻¹	8200	4800		6200	4600	5300	3700	4600		
n_{min}	мин ⁻¹	6150	3300		3250	3500	5565	3000	2800		
n_{max}	мин ⁻¹	8500	5000		6820	4875	3975	3900	4900		
η_e^H		0,225	0,280	0,265	0,260	0,290	0,290	0,290	0,275		
$q_{гг}^H$	тыс. м ³ /час	3,28	3,70	4,05	4,22	5,93	6,24	9,37	9,38		
k_t		1,3	3,7	3,7	2,0	3,2	2,8	3,2	2,2		
k_N		0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95		
η_M		0,984	0,990	0,990	0,990	0,990	0,993	0,992	0,995		

При отсутствии данных о характеристиках ГТУ допускается принимать усредненные значения показателей:
 $q_{гг}^H = 0,41N_e^H \cdot 10^{-3}$, $k_N = 0,95$, $\eta_M = 0,95$.

Приложение 7

Параметры центробежных нагнетателей

Тип нагнетателя	$z_{\text{ПР}}$	$R_{\text{ПР}}$, Дж/(кг·К)	$T_{\text{ПР}}$, К	$Q_{\text{ПРmin}}$, м ³ /МИН	$Q_{\text{ПРmax}}$, м ³ /МИН	n_H , МИН. ⁻¹	$\eta_{\text{Пmax}}$
РСL-804-2	0,90	510,1	288	380	730	4460	0,83
RF-2ВВ-30	0,90	490,5	288	215	360	5000	0,83
235-21-3	0,90	500,3	288	180	360	5000	0,85
280-11-1	0,91	490,5	288	130	290	8000	0,84
520-12-1	0,91	490,5	288	350	670	4800	0,85
260-12-1	0,91	490,5	288	170	450	5400	0,87
370-17-1	0,91	490,9	288	250	510	5300	0,86
650-21-2	0,92	490,5	288	450	820	3700	0,83
Н-300-1,23	0,91	490,5	288	180	500	6100	0,83
370-18-1	0,92	490,5	288	250	500	4800	0,85
Н-196-1,45	0,90	490,5	288	140	280	8200	0,82

Приложение 8

Технические характеристики ГПА с газотурбинным приводом

Тип газоперекачивающего агрегата	Основные данные газовой турбины				Тип нагнетателя	Подача, млн м ³ /сут	Номинальная частота вращения, об/мин	Давление на входе в первый нагнетатель, МПа				Конечное давление на выходе последнего нагнетателя, МПа	Степень сжатия нагнетателя	Полипропильский КПД нагнетателя, %
	Номинальная мощность, кВт	КПД газотурбинной установки, %	Частота вращения силового вала, об/мин (диапазон/номинальная)	Температура продуктов сгорания перед газовой турбиной, °С				при одном работающем нагнетателе	при двух работающих нагнетателях	при трех работающих нагнетателях	при давлении нагнетателях			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ГТ-700-4	4000	16	$\frac{2600 - 3100}{3100}$	700	280-11-2	13	7700	4,56	3,87	3,53	5,5	1,2	84	
ГТ-700-5	4250	25	$\frac{3800 - 5750}{5500}$	700	280-12-4	13	7950	4,41	3,73	3,27	5,5	1,25	84	
ГТК-5	4400	26	$\frac{3800 - 5750}{5500}$	700	260-13-2/370-15-2	$\frac{14}{13}$	$\frac{5500}{5500}$	$\frac{4,41}{3}$	$\frac{3,68}{2,5}$	$\frac{3,14}{2,16}$	$\frac{5,5}{3,73}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{87}{87}$	

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ГТ-750-6	6000	27	$\frac{3800 - 5600}{5300}$	750	370-17-1/370-14-1	$\frac{19,8}{19,5}$	5300	4,41	3,68	3,19	5,5	1,25	87
ГТ-6-750	6000	24	$\frac{4600 - 6400}{6150}$	760	Н-300-1,23	19	6150	4,32	3,53	3,04	5,5	1,27	83
ГТН-6	6000	24	$\frac{4600 - 6400}{6150}$	760	Н-300-1,23	19	6150	4,32	3,53	3,04	5,5	1,27	83
ГПА-Ц-6,3	6300	21	$\frac{6150 - 8500}{8200}$	810	Н-196-1,45	19	8200	3,77	—	—	5,5	1,45	83
ГТН-9/750	9000	20	$\frac{3500 - 5000}{5000}$	750	НГ-280-9	34	5000	4,54	3,83	3,38	5,5	1,2	86
ГТК-10-2	10000	28	$\frac{3300 - 5000}{4800}$	780	520-12-1	29,3	4800	4,32	3,47	2,94	5,5	1,27	85
ГТК-10-3	10000	28	$\frac{3300 - 5000}{4800}$	780	370-16-1/260-13-1	$\frac{32,6}{23}$	$\frac{4800}{4800}$	$\frac{5,59}{5,59}$	$\frac{5,55}{5,2}$	—	$\frac{7,21}{7,21}$	$\frac{1,14}{1,17}$	$\frac{85}{85}$
ГТК-10-4	10000	29	$\frac{3300 - 5000}{4800}$	780	370-18-1	37	4800	6,08	4,97	4,32	7,46	1,23	85
ГТК-16	16000	25	$\frac{3500 - 4875}{4600}$	810	Н-16-56(Н-800-1,25)/ Н-16-75	$\frac{51}{51}$	$\frac{4600}{4600}$	$\frac{4,41}{5,89}$	$\frac{3,53}{4,71}$	—	$\frac{5,5}{7,34}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{84}{83}$
ГТК-25	26000	29	$\frac{3000 - 3900}{3700}$	900	650-21-1/82-21-1	$\frac{53}{53}$	$\frac{3700}{3700}$	$\frac{5,1}{3,73}$	—	—	$\frac{7,46}{5,5}$	$\frac{1,45}{1,45}$	$\frac{84}{84}$

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ГТК-10И (США)	9700	26,2	$\frac{3250 - 6820}{6500}$	925	«Купер-Бессемер» (RF 288-30) «Ингерсол-Ренд» (CDP-224) «Нуово-Пиньони» (PCL-802/24)	16,5	6200	3,7			5,5	1,51	86
						$\frac{17,2}{17,2}$	$\frac{6200}{620}$	$\frac{4,88}{4,88}$	-	-			
ГТН-25И (Италия)	25000	27,2	$\frac{2800 - 4900}{4670}$	950	«Нуово-Пиньони» (PCL-1002/40)	55	4600	4,88	-	-	7,38	1,51	84
«Центавр»	2650	27	$\frac{11700 - 18700}{15700}$	840	$\frac{C1688 - 564}{C3044 - 30}$	$\frac{1,2}{2,9}$	$\frac{20400}{15700}$	$\frac{3,92}{2,45}$			$\frac{12,3}{5,5}$	$\frac{3,1}{2,2}$	$\frac{72}{74}$
«Коббера-182»(США)	12900	28,1	$\frac{3000 - 5500}{5000}$	837	RF 2BB-30	21,8	5000	5	-	-	7,46	1,5	81,2

Соотношение количества, рабочих и резервных ГПА на КС односточных газопроводов

ГПА с приводом от газовой турбины				ГПА с приводом от электродвигателя				ГМК	
Тип нагнетателей									
неполнонапорные		полнонапорные		неполнонапорные		полнонапорные			
Раб.	Рез.	Раб.	Рез.	Раб.	Рез.	Раб.	Рез.	Раб.	Рез.
2	1	2	2*	2	1	2	1	2-4	1
4	2	3	2*	4	2*	3	1	5-9	2*
6	2	4	2*	6	2	4	2*	10-13	3*
		5	2			5	2		
		6	2			6	2		

*) Для вариантов КС, отмеченных звездочкой допускается сокращать число резервных ГПА на единицу, прежде всего на КС второй и последних очередей многоточных газопроводов.

Приложение 10

Техническая характеристика ГПА с турбоприводом

Тип ГПА	Центробежный нагнетатель						Частота вращения, об/мин
	Тип ЦБН	Подача, млн. м ³ /сут	Давление нагнетателя P _н , МПа	Давление на входе P _{вх} при числе последовательно работающих ГПА, МПа			
				1	2	3	
ГТ-700-4	280-11-2	13,0	5,5	4,56	3,88	3,53	7700
ГТК-5	260-13-2	14,0	5,5	4,42	3,68	3,14	5550
ГТ-750-6	370-14-1	19,5	5,5	4,42	3,68	3,14	5300
ГТ-6-750	Н-300-1,23	19,0	5,5	4,32	3,53	3,04	6150
ГТН-6	Н-300-1,23	19,0	5,5	4,32	3,53	3,04	6150
ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3	13,0	5,5	3,79	-	-	8200
ГТК-10-2	520-12-1	29,3	5,5	4,32	3,53	3,04	4800
ГТК-10-4	370-18-1	37,0	7,5	6,08	4,97	4,32	4800
ГТК-16	Н-16-76	51,0	7,35	5,89	4,71	-	4600
ГТК-10 И	PCL-802/24	17,2	7,36	4,88	-	-	6200
ГТН-25 И	PCL-1002/40	45,0	7,36	4,88	-	-	4600
ГТН-25	650-22-2	47,0	7,5	5,00	-	-	3700
Коберра-182	RF 2BB-30	21,8	7,5	5,00	-	-	5000

Нормативные номинальные значения параметров ГТУ

Тип ГТУ	Показатель					
	N_e'' , МВт	T_3'' , К	q_{mg}'' , тыс. м ³ /час	K_t	K_u	η_m
ГТ-700-5	4,25	288	1,88	4,4	0,85	0,95
ГТ-750-6 (ГТК-5)	6,00	288	2,45	3,4	0,85	0,983
ГТ-6-750 (ГТН-6)	6,30	288	2,82	2,8	0,95	0,975
ГПА-Ц-6,3	6,30	288	3,28	1,3	0,95	0,984
ГТК-10	10,0	288	3,70	3,7	0,95	0,990
ГПУ-10	10,0	298	4,05	3,7	0,95	0,990
ГТН-10 И	10,2	288	4,22	2,0	0,95	0,990
Коберра-182	12,9	288	5,03	2,2	0,95	0,985
ГТК-16	16,0	288	6,86	3,2	0,95	0,990
ГТН-16	16,0	288	5,93	3,2	0,95	0,990
ГПА-Ц-16	16,0	288	6,24	2,8	0,95	0,993
ГТН-25	24,0	298	9,37	3,2	0,95	0,992
ГТН-25 И	24,4	288	9,38	2,2	0,95	0,995

Примечание: При отсутствии данных по ГТУ принимать:

$$q_{mg}'' = 0,41 \cdot 10^{-3} * N_e''; K_u=0.95; \eta_m=0.985;$$

Таблица 12-1.

Основные технические данные магистральных центробежных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м ³ /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас сверх упругости насыщенных паров, м вод. ст.	К. п. д., %
НМ-1250-260	1250	260	20	84
НМ-1800-240	1800	240	25	85
НМ-2200-230	2 200	230	28	86
НМ-2500-230	2 500	230	32	86
НМ-3000-220	3 000	220	36	86
НМ-3600-230	3 600	230	40	87
НМ-5000-210	5 000	210	42	88
НМ-7000-210	7 000	210	52	89
НМ-10000-210	10 000	210	65	89

Таблица 12-2.

Зоны оптимального использования магистральных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м ³ /ч	Подача насосов в зоне использования			Мощность привода насоса, кВт
		м ³ /ч	в % к номинальной подаче	млн. т/год (при трех работающих насосах)	
НМ-1250-260	1250	940-1 430	75—115	6,9—10,4	850—1100
НМ-1800-240	1800	1350—2 070	75—120	10,0-15,1	1100—1400
НМ-2200-230	2 200	1760—2 530	80—115	12,8—18,4	1350—1650
НМ-2500-230	2 500	1870—2 850	75—115	13,5-20,8	1450—1850
НМ-3000-220	3 000	2400-3 450	80—115	17,5—25,1	1800—2150
НМ-3600-230	3 600	2700-4 150	75-115	19,7—30,3	2050—2650
НМ-5000-210	5 000	3800—5 750	75-115	27,3-42,0	2600-3250
НМ-7000-210	7 000	5200-8 000	75—115	37,9-58,4	3650-4600
НМ-10000-210	10 000	7450—11 450	75—115	54,3-83,3	5200-6600

Содержание

Введение. Система подземных хранилищ газа Прикарпатья. Развитие газовой промышленности на Западе Украины Неравномерность потребления газа. Технологические приемы проектирования ПХГ	3
Тема 1. Классификация хранилищ газов	14
Тема 2. Определение ПХГ. Аккумулирующая способность магистрального газопровода. Компрессорная станция – базовый технологический элемент ПХГ	25
Тема 3. Общее устройство подземного хранилища газа	28
Тема 4. Физические свойства горных пород	43
Тема 5. Физико-химические свойства природного газа	48
Тема 6. Классификация ПХГ	50
Тема 7. Подземные хранилища газа в пористых и проницаемых горных породах	55
Тема 8. Наземные хранилища газообразных углеводородов	67
Тема 9. Хранилища жидких углеводородов	74
Тема 10 .Хранилища для жидких нефтепродуктов.....	84
Тема 11. Строительные нормы и правила при проектировании подземных хранилищ газа, нефти и продуктов их переработки	99
Тема 12 Правила безопасности подземных хранилищ газа	119
Контрольные вопросы к курсу «Основы технологий R&D проектирования и эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа»	130
Список литературы.....	146
Приложения	151

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

*ФІК Михайло Ілліч
ДОНСЬКИЙ Дмитро Федорович*

**ОСНОВИ ТЕХНОЛОГІЙ R&D ПРОЕКТУВАННЯ
ТА
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ**

*Конспект лекцій з базовими практичними вправами
та питаннями для тестування*

*для студентів 5 и 6 курсів спеціальності 7.05030401 та 8.05030401
“Видобування нафти та газу»*

(російською мовою)

*За загальною редакцією докт. техн. наук,
проф. Фіка І.М.*

В авторській редакції

Відповідальний за випуск О. П. Варавіна

Подписано к печати 05.06.2016. Бумага офсетная.
Гарнитура Times . Печать офсетная.
Усл.-печ. л. 10,12. Тираж 100 экз. Зак. № 0439

Издано и отпечатано «ТО Эксклюзив»
Свидетельство про госрегистрацию ДК № 347 от 28.02.2001 г.
E-mail: exkluz@ukr.net