

Министерство образования Республики Беларусь
Учреждение образования
«Гомельский государственный технический университет имени
П.О. Сухого»
Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СОЗДАНИЕ
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ
ГАЗОХРАНИЛИЩ**

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения

Гомель 2020

УДК 622.2(075.8)
ББК 33.131я73
П79

Рекомендовано кафедрой «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика» ГГТУ им.П.О. Сухого (протокол №9 от 24.03.2020)

Рецензент: С.Г. Оника – заведующий кафедрой Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор.

И.В. Лымарь – заведующий лабораторией исследования керна Центра обработки, исследования и хранения керна БелНИПИнефть, к.т.н.

Атвиновская Т.В.

Проектирование, создание и эксплуатация подземных газохранилищ. Учебное пособие по одноименной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной формы обучения /Т.В. Атвиновская – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2020 - 80 с.

В пособии содержатся необходимые сведения для ознакомления студентов с задачами по основным изучаемым темам курса «Проектирование, создание и эксплуатация подземных газохранилищ» в соответствии с программой данной дисциплины.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.2(075.8)
ББК33.131я73

Учреждения образования «Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого», 2020.

Введение

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, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который 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. Они 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.

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

Подземные хранилища стали неотъемлемым звеном в топливно-энергетическом комплексе многих стран, обеспечивающим бесперебойное функционирование и работу промыслов, магистральных газонефтепроводов, нефтеперерабатывающих заводов. Расширению строительства подземных хранилищ в мире способствовала их высокая эффективность. Достоинством подземных хранилищ являются также их большие объемы и надежность, практически нет потерь при хранении, почти полное отсутствие загрязнения окружающей среды.

На протяжении столетнего периода развивались научные и проводились практические исследования по проблеме разработки эффективных методов сооружения и эксплуатации подземных хранилищ углеводородов. Усилиями ученых научных институтов и вузов, предприятий отрасли была создана научная, проектная и производственная база подземного резервуаростроения в различных горно-геологических условиях.

Первые хранилища газа появились ещё в 19 веке, в разгар промышленной революции. В так называемых "газгольдерах" хранили запас светильного (коксового) газа для питания газовых фонарей. Газгольдеры, как хранилища газа, имеют один существенный недостаток: чтобы хранить большие объёмы газа, нужно либо занимать огромные площади газгольдерами низкого давления, либо более чем дорогие и взрывоопасные газгольдеры высоко давления. Проблему эту решили ещё в начале прошлого века: хранилища газа должны быть подземными. Газгольдеры используются и сегодня, но - для небольших объёмов газа как аварийное питание небольших посёлков и чаще всего - для сжиженного газа.

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. Первое подземное хранилище газа в США было сооружено в 1916 г. в истощенном газовом месторождении Зоор около г. Буффало. Первое в мире ПХГ в ловушке водонасыщенного пласта Хершер было сооружено в 1953—1958 гг. около г. Чикаго. В СССР первое подземное хранилище создано в 1958 г. истощенном газовом месторождении. Первое опытное хранилище для жидких газов в искусственной каверне, образованной в отложениях каменной соли путем выщелачивания пресной водой, было создано в 1959 г. В дальнейшем подземное хранение газа получило широкое развитие.

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. В зимний период Беларусь потребляет около 60 миллионов кубических метров газа в сутки – почти в два раза больше, чем летом. Для устойчивой работы экономики мощности ПХГ должны составлять до 30% газа от годовой потребности. При применении ПХГ надежность газоснабжения значительно

повышается. При отсутствии ПХГ и в случае аварии на магистральном газопроводе населенный пункт остается без газа. Резервирование газа имеет стратегическое значение, создает условия для ритмичной работы всей системы газоснабжения – начиная с газовых промыслов, заканчивая потребителями газа.

Обеспечение Республики Беларусь 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.

Основная задача ПХГ – компенсация неравномерности потребления газа на протяжении года. Это своего рода аккумулятор газотранспортной сети, который принимает на себя излишки в теплый период года и отдает их при повышенном потреблении в холодное время. Способность ПХГ нести пиковые нагрузки, то есть обеспечивать такую суточную производительность по отбору газа, которая способна поддержать жизнедеятельность народного хозяйства в условиях резкого колебания поставок газа, имеет важнейшее значение для энергетической безопасности страны.

Исходя из особенностей геологического строения, на территории Республики Беларусь возможно создание подземных хранилищ газа либо в водоносных пластах, либо в отложениях каменной соли. При этом перспективными территориями для создания ПХГ в водоносных пластах являются Брестская и Оршанская впадины и Белорусская антиклина, а для ПХГ в соляных отложениях – Припятский прогиб. Осиповичское и Прибугское ПХГ созданы в водоносных пластах, Мозырское ПХГ – в отложениях каменной соли. Наличие достаточного объема газа в подземных хранилищах является важным фактором энергетической безопасности, для покрытия пиковой неравномерности газопотребления необходимо иметь в запасе около миллиарда кубических метров газа. В соответствии с концепцией энергетической безопасности страны в ближайшее время планируется увеличение мощностей по хранению природного газа до 2,5 – 3 миллиардов кубических метров газа.

В настоящее время на территории Республики Беларусь функционирует система магистральных газопроводов, эксплуатируемая ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», которая включает в себя 7 магистральных газопроводов (МГ), 226 газораспределительных станций (ГРС), Осиповичское, Прибугское

и Мозырское подземные хранилища газа (ПХГ). Общая протяженность газопроводов составляет более 7,9 тыс. км в однониточном исчислении. По системе магистральных газопроводов осуществляется подача газа потребителям Республики Беларусь.

Схема магистральных газопроводов на территории Республики Беларусь представлена на рис. 1.1.

Газотранспортная система ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» технологически связана с аналогичными системами соседних Европейских стран и позволяет осуществлять транзит российского природного газа в Украину, Польшу, Литву и Калининградскую область Российской Федерации.

Транзит российского природного газа через территорию Республики Беларусь обеспечивается по следующим газопроводам:

- трёхниточный магистральный газопровод «Торжок — Минск — Ивацевичи» диаметром 1220 мм;
- двухниточный магистральный газопровод «Ивацевичи — Долина» диаметром 1220 мм;

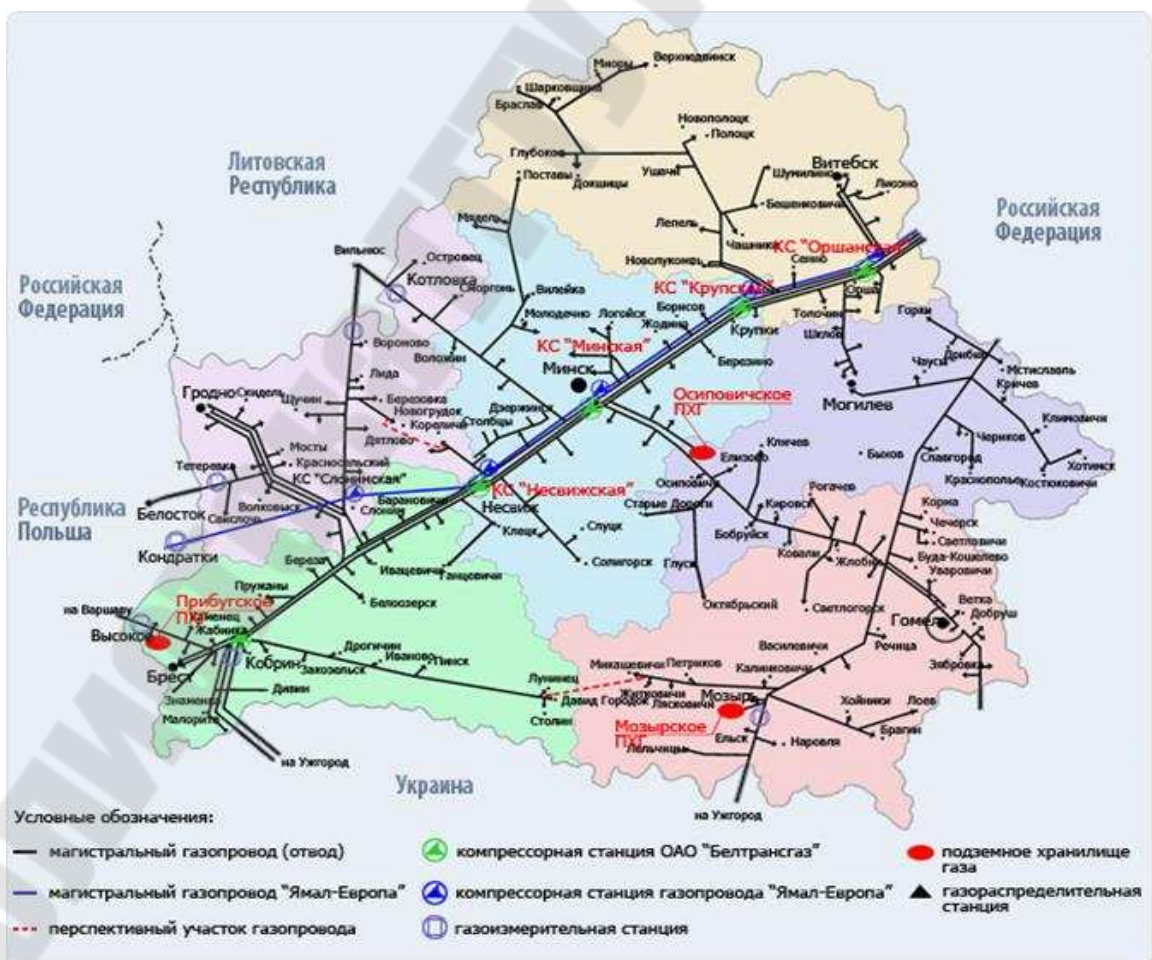


Рис.1.1. Схема магистральных газопроводов на территории РБ

- магистральный газопровод «Кобрин — Брест — Госграница» диаметром 1020 мм;
- магистральный газопровод «Минск—Вильнюс» диаметром 1220 мм;
- магистральный газопровод «Горжок — Долина» диаметром 1420 мм;
- газопровод «Волковыск — Госграница» диаметром 273 мм;
- 7 газоизмерительных станций (ГИС).

Общая протяженность газопроводов Республики Беларусь, обеспечивающих транзит российского природного газа в страны Европы, в одностороннем исчислении составляет более 2900 км.

Кроме того, ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» выполняет операторские функции по эксплуатации магистрального газопровода «Ямал — Европа», диаметром 1420 мм, протяженностью 575 км, находящегося в собственности ПАО «Газпром».

ТЕМА 1 Состав и классификация природных газов

1.1 Понятие природного газа, химические и физические свойства

Природный газ (ПГ) – легковоспламеняющаяся смесь углеводородов, которая образовалась в недрах Земли в следствии разложения органических веществ.

ПГ является полезным ископаемым. В пластовых условиях, т.е. в тех условиях, при которых он находится в недрах, ПГ прибывает в газообразном состоянии, в виде крупных отдельных скоплений или же в виде газовой шапки на нефтегазовых месторождениях. Так же природный газ встречается растворенным в нефти или воде. При нормальных условиях (давление 101,325 кПа и температура 0°C) природный газ может находиться только в газообразном агрегатном состоянии. Помимо этого, газ может находиться в виде газогидратов – кристаллическое состояние.

В химическом составе природного газа преобладают углеводороды: метан (CH_4), на долю которого приходится 70 - 98%, и гомологи метана, такие как: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}). Однако, газ может содержать так же другие вещества, не являющиеся углеводородами: сероводород (H_2S), водород (H_2), азот (N_2), диоксид

углерода (CO₂), гелий (He). В то же время, чистый природный газ не имеет запаха и цвета, в связи с чем для возможности обнаружения утечки газа в него добавляют незначительную долю одорантов. Одоранты – вещества, которые имеют неприятный и резкий запах (например, запах гнилой капусты, тухлых яиц, прелого сена), в большинстве случаев в качестве одоранта применяются меркаптаны, например, этилмеркаптан. На 1000 м³ природного газа добавляют 16 г.

Метан (CH₄), этан (C₂H₆) и этилен (C₂H₄) при нормальных условиях (P= 0,1 МПа и T=273 К) являются реальными газами. Пропан (C₃H₈), пропилен (C₃H₆), изобутан (i-C₄H₁₀), нормальный бутан (n-C₄H₁₀), бутилены (C₄H₈) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях — в жидком. Они входят в состав жидких (сжижаемых, сжиженных) углеводородных газов.

Углеводороды начиная с изопентана (i-C₅H₁₂) и более тяжелые (17>n>5) при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции. Углеводороды, молекула которых состоит из 18 и более атомов углерода (от C₁₈H₃₈), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

Ниже приведены составы сухого газа, сжиженных газов и газового бензина.

Таблица 1.1

Составы сухого газа

Компоненты	Смесь
метан, этан, этилен	сухой газ
пропан, пропилен, изобутан, нормальный бутан, бутилены	сжиженный газ
изопентан, нормальный пентан, амилены, гексан	бензин

Природный газ подразделяются на три группы:

1. Сухой газ, свободный от тяжелых углеводородов, добываемый из чисто газовых месторождений.

2. Смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина, добываемые вместе с нефтью.

3. Сухой газ и жидкий углеводородный конденсат, добываемые из газоконденсатных месторождений. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, из которых

можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

В таблице 1.2 приведены составы природных газов некоторых чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений (в %).

Таблица 1.2

Объемная доля природных газов (в %)

Месторождение	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н _{12+в}
чисто газовое	99-95	0,1-2,0	0,03-0,3	0,01-0,1	0,01-0,05
газоконденсатное	98-70	2,0-9,0	0,6-7,0	0,2-3,0	0,3-10,0
нефтяное	65-30	7,0-20,0	2,0-7,0	3,0-10,0	3,0-7,0

Газовые смеси. Плотность газа.

Под плотностью или объемной массой тела понимают отношение массы тела в состоянии покоя к его объему.

Плотность газа ρ_0 в нормальных физических условиях (при $P=0,1013$ МПа и $T=273$ К) может быть определена по его молекулярной массе M :

$$\rho_0 = M / 22,41 \quad (1.1)$$

Если плотность газа задана при нормальном давлении, то пересчет ее на другое давление (P) (при той же температуре) для идеального газа проводится по формуле:

$$\rho = \rho_0 \times P / 0,1013 \quad (1.2)$$

Часто для характеристики газа применяют относительную плотность его по воздуху при нормальных условиях:

$$\nu_0 = \rho_0 / 1,293 \quad (1.3)$$

Коммерческие расчеты в газовой промышленности производятся при стандартных физических условиях: давлении 0,1013 МПа и температуре 293К.

Состав газовой смеси.

Газовые смеси (как и смеси жидкостей и паров) характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов.

Для характеристики газовой смеси надо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность (кг/м³) или относительную плотность по воздуху.

Если известен молярный состав смеси в процентах, то среднюю

молекулярную массу вычисляют по формуле:

$$M_{\text{см}} = \frac{y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n}{100} \quad (1.4)$$

где y_1, y_2, \dots, y_n – молярные (объемные) доли компонентов, %; M_1, M_2, \dots, M_n – молекулярные массы компонентов.

Если задан массовый состав смеси, то ее среднюю молекулярную массу определяют по формуле:

$$M_{\text{см}} = \frac{100}{\frac{g_1}{M_1} + \frac{g_2}{M_2} + \dots + \frac{g_n}{M_n}} \quad (1.5)$$

где g_1, g_2, \dots, g_n – массовые доли компонентов, %.

Плотность смеси $\rho_{\text{см}}$ определяют по вычисленному значению средней молекулярной массы $M_{\text{см}}$ по формуле:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}}}{22,41} \quad (1.6)$$

Относительную плотность смеси вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\text{см}} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{в}}} = \rho_{\text{см}} / 1,293 \quad (1.7)$$

где $\rho_{\text{см}}$ и $\rho_{\text{в}}$ – плотности соответственно смеси и воздуха при 273 К и 0,1013 МПа.

1.2 Парциальное давление и парциальный объем компонента в смеси идеальных газов.

Смеси идеальных газов характеризуются аддитивностью парциальных давлений и парциальных объемов. Это означает, что каждый газ в смеси идеальных газов ведет себя так, как если бы он в данном объеме был один.

Парциальное давление газа – давление газа, входящего в состав газовой смеси, которое он оказывал бы, занимая один весь объем смеси и находясь при неизменных первоначальных объеме и температуре.

Парциальный объем – это объем, который занимал бы данный компонент смеси газов, если бы из нее были удалены остальные компоненты при условии сохранения первоначального давления и температуры. Критическая температура – это максимальная температура, при которой жидкая и паровая фазы могут сосуществовать в равновесии, или температура, при которой средняя

молекулярная кинетическая энергия становится равной потенциальной энергии притяжения молекул. При более высокой температуре существование жидкой фазы невозможно. Давление паров вещества при критической температуре называется критическим давлением, а объем вещества, отнесенный к одному моллю или другой единице массы вещества, называется критическим удельным объемом. Для определения многих физических свойств природных газов (коэффициента сверхсжимаемости, плотности, энтальпии, энтропии, коэффициента летучести и др.) используются уравнения состояния.

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими поведение простого или сложного вещества. В качестве таких параметров используются давление, объем и температура.

Уравнение состояния идеальных газов Менделеева-Клайперона:

$$PV = \frac{mRT}{M} \quad (1.8)$$

где P - абсолютное давление, Па; V - объем, м³; m – масса вещества, кг; M – молярная масса, кг/моль; T - абсолютная температура, К; R - удельная газовая постоянная, кДж/(моль·К).

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают.

Экспериментальная проверка, проведенная многими исследователями, показала, что изменение свойств реальных газов при высоких давлениях не подчиняются законам идеальных газов.

Голландский физик Ван-дер-Ваальс в 1879 г. предложил учитывать собственный объем молекул газа и силы их взаимного притяжения посредством введения дополнительных членов в уравнение Менделеева-Клайперона:

$$\left(P + \frac{a}{\bar{V}^2} \right) (\bar{V} - b) = RT \quad (1.9)$$

где \bar{V} - удельный объем газа (м³/кг); $\frac{a}{\bar{V}^2}$ - константа сцепления молекул (Па), которая выражает внутреннее давление; b (м³) - поправка на объем молекул, имеющих шарообразную форму, равна собственному объему молекул, увеличенному в 4 раза.

Это уравнение состояния удовлетворительно описывает поведение реальных газов лишь при давлениях до 10 МПа и температурах 283-

293°K, но не может численно описывать поведение углеводородных (УВ) газов гомологического ряда метана.

Требовалось разработать более точное уравнение состояния природных газов, способное правильно описывать поведение их при давлениях до 100 МПа и температурах до 573° К в процессах добычи газа и при давлениях до 20 МПа и низких температурах до 123-93° К в процессах переработки природных газов.

В решении этой проблемы выявились два направления:

1) введение коэффициента z в уравнение состояния идеального газа, учитывающего отклонение реального газа от идеального;

2) добавление в уравнение состояния идеального газа большего числа констант. Так появились уравнения состояния Битти-Бриджмена с пятью константами и др.

ТЕМА 2 Подземное хранение газа в пористых и проницаемых коллекторах

Подземные хранилища газообразных углеводородов сооружаются в районах их потребления и по трассе магистральных газопроводов. Хранилища различаются по своему назначению, технологии строительства и эксплуатации, характеристикам горных пород, в которых они сооружаются. По экранирующим характеристикам горных пород, в которых они сооружаются, различаются хранилища, построенные в проницаемых горных породах и непроницаемых горных породах. В непроницаемых горных породах подземные хранилища создаются в основном в каменной соли.

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 в водоносных пластах.*

По основному назначению подземные хранилища газа в пористых пластах подразделяются на оперативные или базисные и резервные. Базисные хранилища газа предназначены для регулирования сезонной неравномерности газопотребления и по техническому признаку характеризуются относительно стабильными режимами закачки и отбора газа. Резервные газохранилища служат для создания долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях.

По технологическому признаку – по степени проявления пластовой энергии – ПХГ в пористых пластах подразделяются на газонапорные и водонапорные. Первая группа хранилищ, как правило, создается на базе истощенных газовых месторождений и эксплуатируется в газонапорном режиме, проявление водонапорного режима по ним наблюдается лишь к концу отбора. Вторая группа хранилищ сооружается в водоносных пластах, ранее не содержащих углеводородов. Такие хранилища, как правило, эксплуатируются в упруговодонапорном режиме. В процессе эксплуатации ПХГ наблюдается защемление части отбираемого газа, особенно при высоких темпах отбора.

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.

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

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.

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

Формула для подсчета запасов газа объемным методом имеет следующий вид:

$$V = F \times h \times m \times k \times P \times \alpha \quad (2.1)$$

где V – количество газа, находящегося в ПХГ на дату расчета, м³; F – площадь в пределах контура газоносности, м²; h – мощность пористой части газоносного пласта, м; m – коэффициент пористости; P – среднее абсолютное давление в залежи на дату расчета, кгс/см²;

$k = \frac{(T + t_{ct})}{(T + t_{пл})}$ – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре; T – абсолютная температура; $t_{ct} = 20^\circ\text{C}$; $t_{пл}$ – пластовая температура; α – коэффициент газонасыщения.

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 бар падения давления во все периоды разработки газовой залежи:

$$Q = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2} \quad (2.2)$$

где Q – количество добытого газа за период разработки газовой залежи от первой до второй даты на 1 бар падения давления, м³; Q_1 и Q_2 – объемы добытого газа на первую и вторую дату с начала разработки газовой залежи, м³; P_1 и P_2 – соответствующие давления газовой залежи после добычи соответствующих объемов газа Q_1 и Q_2 , бар.

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

$$V = Q \times \Delta P \quad (2.3)$$

где ΔP – перепад давления между предыдущей и конечной величиной, бар.

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

$$V = V_n - Q \quad (2.4)$$

где V – текущий объем газа в пласте, м³; V_n – начальный объем газа в пласте, м³; Q – добытое количество газа, м³.

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.

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.

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

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.

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.

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.

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 загрузкой. 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.

На рис. 2.1. приведены две возможные схемы эксплуатации ПХГ, создаваемые на базе истощенного нефтяного месторождения и в ловушке водонасыщенного пласта.

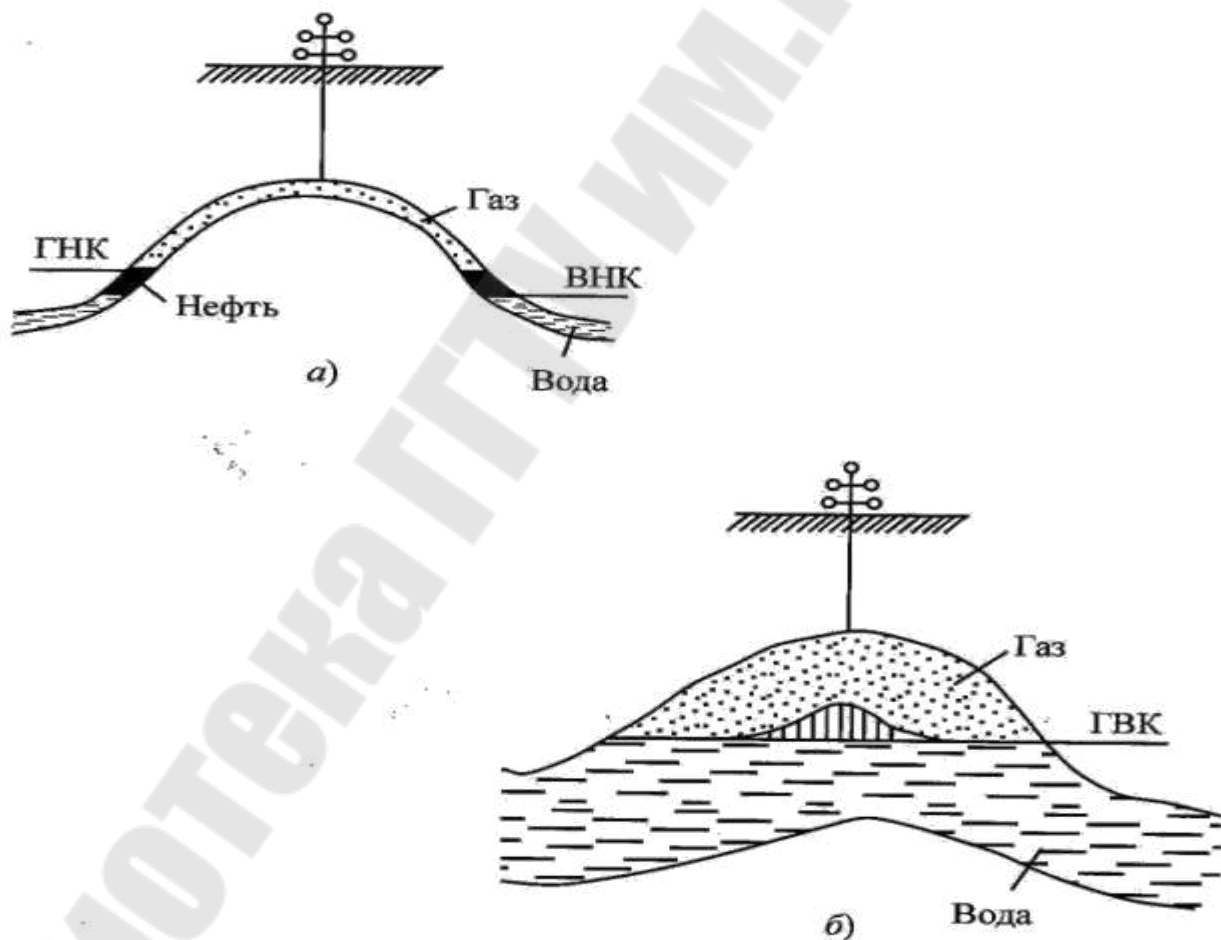


Рис. 2.1. Схематическое изображение процесса эксплуатации пласта коллектора:

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

Первая схема *а)* характеризуется маломощным пластом и слабосцементированным коллектором. На второй схеме *б)* изображена ловушка крепкосцементированным пластом большой мощности. В первом случае из-за наличия нефтяной оторочки практически отсутствует поступление воды в хранилище и, следовательно, объем изменяться не будет. Хранилище эксплуатируется в газовом режиме.

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.

2.1 Буферный и активный газ в подземном хранилище

Подземные хранилища газа имеют два основных параметра: так называемый буферный газ, и активный газ.

Эти две составляющие делят объем хранилища надвое.

Активный газ (АГ) – это такой объем, который регулярно (как правило ежегодно) закачивается и откачивается из хранилища. Другими словами, это та часть газа, которая продается потребителю. По окончании периода формирования хранилища (5 и более лет) объем активного газа становится постоянным на протяжении всего времени эксплуатации. Это значение изменяется лишь при отборе, и восстанавливается при закачке.

Буферный газ (БГ) – такой газ, который постоянно находится в ПХГ, и именно за счет, которого в хранилище создается газовый пузырь.

БГ необходим для существования в ПХГ определенного значения давления в конце этапа отбора. Это давление обеспечивает необходимый дебит газа. Так же буферный газ препятствует продвижению воды в хранилище, увеличивает дебиты скважин и уменьшает степень сжатия на КС при старте следующей закачки. Чем выше объем БГ в хранилище – тем большее давление в нем остается по завершению отбора. Так же БГ влияет на дебит скважины. Чем больше буферного газа в хранилище, тем меньше скважин придется задействовать для отбора достаточного потребителю количества газа. В основном объем БГ по отношению к АГ в современных хранилищах составляет 60-140% (например, 60-140 трлн. м³ БГ на 100 трлн. м³ АГ).

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:

$$k_{\max} = \frac{Q_{\max}}{Q_{\text{cp}}} \quad \text{и} \quad k_{\min} = \frac{Q_{\min}}{Q_{\text{cp}}} \quad (2.5)$$

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

$$Q_a = \frac{Q_r}{12} \times \sum_{i=1}^n (k_{\max} - 1) \quad (2.6)$$

или

$$Q_a = \frac{Q_r}{12} \times \sum_{i=1}^n (1 - k_{\min}) \quad (2.7)$$

где Q_r – среднегодовой объем потребления газа, определяемый по нормам газопотребления потребителей всех категорий (бытовые, коммунальные и производственные объекты), м^3 ; k_{\max} – коэффициент месячной неравномерности >1 ; k_{\min} – коэффициент месячной неравномерности <1 ; n – число коэффициентов, которые больше или меньше единицы.

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.

$$q_{\max} = (1,5 - 2) \times \frac{Q_a}{t_o} \quad (2.8)$$

где t_o – продолжительность периода отбора газа из хранилища, ч(сут).

Такой метод определения q_{\max} справедлив в том случае, когда хранилище предназначено для регулирования сезонных неравномерностей 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.

Объем буферного газа в подземном хранилище зависит от глубины залегания ловушки и её размеров, физико-геологических параметров пласта-коллектора, толщины пласта и угла наклона структуры, режима эксплуатации хранилища, технологического режима эксплуатации скважин и давления газа на оголовке скважин в конце периода отбора газа. Это давление в свою очередь зависит от потребителя (магистральный газопровод), длины, диаметра и пропускной способности соединительного газопровода, давления в его конечной точке. Так же объем буферного газа зависит и от множества других параметров, поэтому невозможно узнать его заранее. Да и измерить по результатам эксплуатации можно тоже с большой погрешностью: никогда не известно сколько газа реально улетучилось из ПХГ через всякого рода нарушения в кровле. В результате формула "закачали минус откачали" даёт приближённый результат. Тем не менее, между объемами активного и буферного газа, объемом хранилища, начальным пластовым давлением и давлением нагнетания газа существует прямая зависимость, так что вычислить буферный объём получается с точностью, достаточной для нормальной работы ПХГ. Отношение количеств БГ и АГ является одним из важнейших показателей любого хранилища.

Объем буферного газа при годовом режиме эксплуатации хранилища, когда объем порового пространства остается постоянным определяется по формуле,

$$Q_{\text{б}} = \Omega \times \frac{P_{\text{мин}} \times z_{\text{а}}}{P_{\text{а}} \times z_{\text{б}}} \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{б}}$ – объем буферного газа, приведенный к атмосферному давлению $P_{\text{а}}$ и пластовой температуре $T_{\text{пл}}$, м³; Ω – объем порового пространства газонасыщенного коллектора, м³; $P_{\text{мин}}$ – минимальное (буферное) давление в хранилище к концу периода отбора газа, МПа; $z_{\text{а}}$ – коэффициент сжимаемости природного газа при $P_{\text{а}}$ и $T_{\text{пл}}$; $z_{\text{б}}$ – коэффициент сжимаемости природного газа при $P_{\text{мин}}$ и $T_{\text{пл}}$.

Объем буферного газа при упруговодонапорном режиме определяется по формуле:

$$Q_{\text{б}} = \Omega_{\text{к}} \times \frac{P_{\text{мин}} \times z_{\text{а}}}{P_{\text{а}} \times z_{\text{б}}} + \alpha_{\text{к}} \times (\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{к}}) \times \frac{P_{\text{в}} \times z_{\text{а}}}{P_{\text{а}} \times z_{\text{в}}} \quad (2.10)$$

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

Конечно, буферный газ можно выкачать из пласта вместе с активным, до самого конца. Однако в таком случае, по началу следующего цикла, придётся наращивать всю многолетнюю процедуру расширения хранилища с нуля.

2.2 Технологические схемы сбора, распределения и обработки газа при отборе и закачке его в хранилище

Технологическая схема эксплуатации подземного хранилища газа, созданного в пористых, проницаемых горных породах представлена на рисунке 2.2.

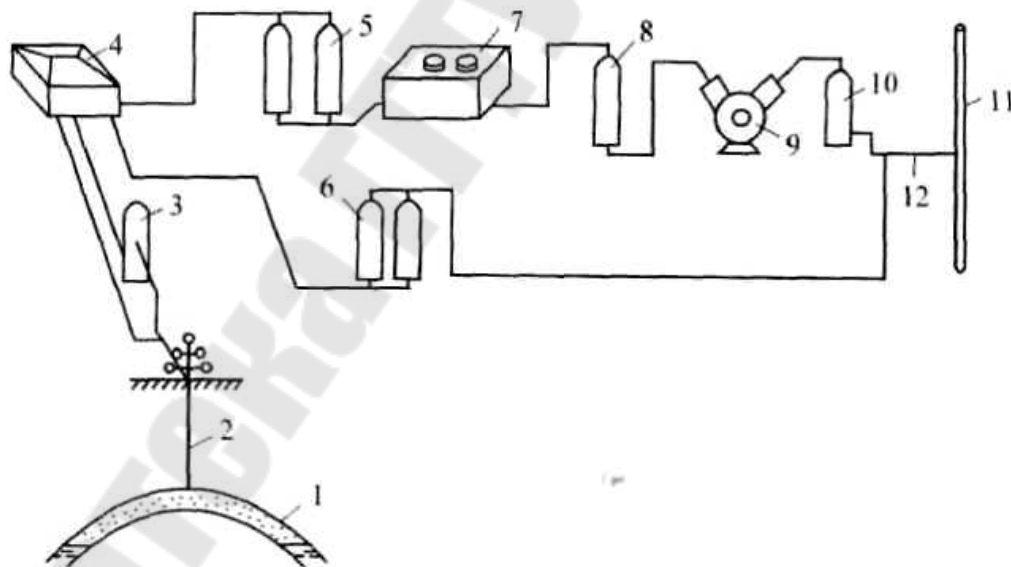


Рис. 2.2. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища газа: 1 - газовый пласт; 2 - газовая скважина; 3 - сепаратор; 4 - газораспределительный пункт; 5 - сепаратор (охлажденный газ); 6 - установка осушки газа; 7 - градирня; 8 - сепаратор (горячий газ); 9 - компрессор; 10 - пылеуловитель; 11 - магистральный газопровод; 12 - соединительный газопровод.

Газ по соединительному газопроводу (12) из магистрального газопровода (11) поступает в компрессорный цех подземного хранилища. В компрессорном цехе газ первоначально очищается в пылеуловителях (10) от взвешенных твердых частиц и капельной влаги, а потом направляется на прием компрессоров (9). Компримированный газ подается в блок охлаждения и очистки газа от масла, где последовательно сначала проходит через сепаратор (горячий газ) (8), потом охлаждается в градирне (7), далее проходит через сепаратор (охлажденный газ) (5). Для отделения капельного масла (для отделения паров масла в технологическую схему включают адсорберы и фильтры).

Пройдя эти аппараты, охлажденный и очищенный от масла газ поступает по газосборному коллектору на газораспределительный пункт ГРП (4). В ГРП происходит разделение потока газа по скважинам и замер количества газа, закачиваемого в каждую нагнетательно-эксплуатационную скважину (2).

При отборе газ из эксплуатационных скважин (2) по индивидуальным шлейфам поступает на ГРП (4). При этом предварительно капельная вода из газа отделяется в сепараторах (3) и сбрасывается в специальные замерные емкости. В ГРП производится замер расхода газа, поступающего из каждой скважины. Далее по газосборному коллектору газ поступает на установку осушки газа (6), откуда при температуре, соответствующей точке росы, поступает через соединительный газопровод (12) в газопровод (11).

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.

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.

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

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.

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.

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 изучаются: 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.

Наиболее благоприятный интервал глубин залегания пласта для строительства подземного хранилища газа с учетом существующих параметров Единой системы газоснабжения 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.

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.

Для каждого конкретного хранилища в зависимости от вышеуказанных параметров пласта и свойств горных пород устанавливается величина максимального давления газа в хранилище. Самое главное, чтобы оно не превышало величину горного давления конкретного разреза залегания хранилища.

ТЕМА 3 Подземное хранение газа в истощенных или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях

Истощенные газовые и газоконденсатные месторождения во многих случаях являются наилучшими объектами для создания в них подземных хранилищ природного газа. Месторождение полностью разведано, известны геометрические размеры и форма площади газоносности, геолого-физические параметры пласта, начальные давления, температура и состав газа, изменение во времени дебитов скважин, режим эксплуатации скважин, герметичность покрышки. На месторождении имеется определенный фонд эксплуатационных и наблюдательных скважин, промысловые сооружения для получения товарного газа.

При проектировании подземного хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях необходимо определить: максимально допустимое и минимально необходимое давление газа в хранилище, объем активного и буферного газов, число нагнетательно-эксплуатационных скважин, тип компрессорного агрегата и общую мощность компрессорной станции, тип и размер оборудования для очистки и осушки газа.

При определении максимально допустимого давления газа в хранилище необходимо особое внимание обращать на герметичность скважин. Для этого проводятся работы по диагностике технического состояния существующего фонда эксплуатационных скважин. Определяется толщина стенок основной обсадной колонны, состояние заколонного цементного камня, внутрипромысловых трубопроводов и др. В результате полученной информации принимается решение о

проведении ремонтно-восстановительных работ или строительстве новых скважин и шлейфов.

Минимально необходимое давление газа в хранилище определяется в зависимости от горно-геологических характеристик газоносного пласта, количества буферного газа. Объем буферного газа, кроме технологических факторов, зависит от капитальных затрат.

Для разработки технологического проекта эксплуатации ПХГ, созданного на базе истощенного газового месторождения пластового типа (рис.3.1), кроме вышеперечисленных известных параметров, имеющих общепромысловый характер, необходимо знать параметры, относящиеся к эксплуатации хранилища. В основном они относятся к процессам закачки и отбора газа из хранилища.

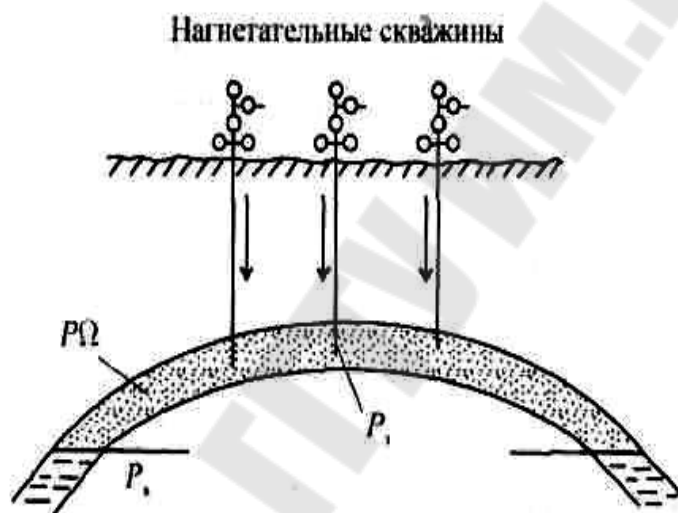


Рис. 3.1. Схема истощенной газовой залежи пластового типа

3.1 Нагнетание газа в пласт в условиях газового режима

Основными технологическими параметрами процесса закачки газа являются: максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище, изменение во времени давлений в хранилище, на забоях и устьях нагнетательных скважин, необходимое число компрессоров для закачки газа и др.

Объем закачанного газа на момент времени τ , приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре, можно определить по уравнению:

$$Q_3(\tau) = \frac{\Omega \times z_{\text{ат}}}{P_{\text{ат}}} \times \left[\frac{\bar{P}(\tau)}{z(\bar{P})} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right] \quad (3.1)$$

где $\Omega = \sigma \times \Omega_0$ - газонасыщенный объем порового пространства, м³; σ - коэффициент газонасыщенности; Ω_0 - общий объем порового пространства пласта-коллектора, м³; $P_{ат}$ - нормальное давление газа, равное 1 ат. (техническая атмосфера)=0,1 МПа; $\bar{P}(\tau)$ - средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пласта давление в момент времени τ , МПа; $z(\bar{P})$ - коэффициент сжимаемости газа при \bar{P} и $T_{пл}$; P_H - начальное давление газа в хранилище (до закачки газа), МПа; z_H - коэффициент сжимаемости газа при P_H и $T_{пл}$.

Максимальный объем закачанного газа, приводящий пластовое давление газа к максимально допустимой величине, определяется по уравнению:

$$Q_{з.маx} = \frac{\Omega \times z_{ат}}{P_{ат}} \times \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right), \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

Максимальный объем газа в хранилище можно определить по формуле:

$$Q_{маx} = \frac{\Omega \times z_{ат} \times P_m}{P_{ат} \times z_m}, \text{ м}^3 \quad (3.3)$$

Если принять темп закачки газа постоянным $q_3(t) = \text{const}$, то время закачки газа в хранилище можно определить по формуле

$$\tau = \frac{Q_{з.маx}}{q_3} \quad (3.4)$$

где q_3 – темп закачки.

Давление на забое нагнетательных скважин можно определить путем совместного решения двух уравнений: уравнения движения газа в пласте и уравнения связи потребного числа скважин, расхода закачиваемого газа в хранилище $q_3 = q_3(\tau)$ и количества газа, закачиваемого в одну нагнетательную скважину $q_c = q_c(\tau)$.

Уравнение движения газа в пласте при нелинейном законе фильтрации можно записать как:

$$P_3^2(\tau) - P_K^2(\tau) = A \cdot q_c(\tau) + B \cdot q_c^2(\tau) \quad (3.5)$$

где $P_3(\tau)$ – забойное давление в момент времени τ ; $P_K(\tau)$ – давление на границе области возмущения в тот же момент времени; A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по данным исследования нагнетательных скважин при установившемся

режиме; $q_c(\tau)$ – объем газа, закачиваемого в нагнетательную скважину в момент времени τ , приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Уравнение (3.5) относительно забойного давления запишется следующим образом:

$$P_3(\tau) = \sqrt{P_{\kappa}^2(\tau) + A \cdot q_c(\tau) + B \cdot q_c^2(\tau)} \quad (3.6)$$

После ряда преобразований расчетное уравнение для определения давления на забое нагнетательных скважин записывается следующим образом:

$$P_3(\tau) = \sqrt{\bar{P}^2(\tau) + \frac{q_3(\tau)}{n} (A + B \cdot) \frac{q_3(\tau)}{n}} \quad (3.7)$$

где

$$\bar{P}(\tau) = P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{ат}} \cdot Q_3(\tau)}{\Omega} \quad (3.8)$$

$$n = \frac{q_{\zeta}(\tau)}{q_c(\tau)} \quad (3.9)$$

Расчетная формула для определения забойного давления при линейном законе фильтрации, когда $B=0$, записывается в следующем виде:

$$P_{\zeta}(\tau) = \sqrt{\bar{P}^2(\tau) + A \times \frac{q_3(\tau)}{n}} \quad (3.10)$$

где A - коэффициент фильтрационного сопротивления, определяемый по данным исследования нагнетательных скважин при установившемся режиме.

Давление на устье нагнетательных скважин с учетом потерь на трение в различные моменты времени можно определить по формуле:

$$P_y(\tau) = \sqrt{P_{\zeta}^2(\tau) \times e^{-2 \times s} - \Theta \times \left[\frac{q_{\zeta}(\tau)}{n} \right]^2} \quad (3.11)$$

где

$$\Theta = 1,377 \times 10^{-6} \times \lambda \times \frac{\bar{T}^2 \times \bar{z}^2}{d^5} \times (1 - e^{-2 \times s}) \quad (3.12)$$

$$S = 0,03415 \times \frac{l \times \Delta}{\bar{T} \times \bar{z}} \quad (3.13)$$

l - длина фонтанных труб от устья до забоя, м; Δ - относительная плотность газа (по выводу); \bar{T} - средняя по стволу температура газа, К; \bar{z} - средний по стволу коэффициент сжимаемости газа; λ - коэффициент сопротивления; d - диаметр фонтанных труб, м.

Необходимое число компрессоров для закачки газа в хранилище по формуле:

$$n_k = \frac{q_\zeta(\tau)}{q_n} \quad (3.14)$$

где q_n - производительность одного компрессора, м³/сут.

3.2 Техничко-экономические расчеты числа добывающих скважин

Эксплуатация хранилищ в период отбора газа имеет много общего с разработкой газовых месторождений. Это касается таких вопросов, как определение числа скважин, их размещение, контроль и регулирование газовой поверхности и другие, которые решаются аналогично для газовой залежи и подземного хранилища. Однако они имеют и существенные отличия. В частности, за сезон из хранилища извлекается от 40 до 60% запаса, а залежь за этот же промежуток времени истощается не более чем на 1-2%. Число скважин на единицу площади хранилища в несколько раз больше, чем число скважин на газовом месторождении.

При составлении технологического проекта эксплуатации хранилища, созданного на базе истощенного месторождения пластового типа, в период отбора газа неизвестными параметрами являются: изменение во времени средних значений пластового и забойного давлений, потребное число эксплуатационных скважин и их дебит. Расчет этих показателей сводится к решению системы из четырех уравнений:

- уравнение материального баланса для хранилища газа

$$\bar{P}(\tau) = P_m - \frac{P_{ат} \times Q_{от}(\tau)}{\Omega} \quad (3.15)$$

- уравнение технологического режима эксплуатации скважин (режим допустимой депрессии на пласт)

$$\Delta P = P_k(\tau) - P_\zeta(\tau) = \text{const} \quad (3.16)$$

- уравнение притока газа к забою скважины

$$P_k^2(\tau) - P_\zeta^2(\tau) = A \cdot q_c(\tau) + B \cdot q_c^2(\tau) \quad (3.17)$$

- уравнение связи потребного числа эксплуатационных скважин, отбора газа из хранилища и дебита одной скважины

$$n(\tau) = \frac{q_{от}(\tau)}{q_c(\tau)} \quad (3.18)$$

Принимая, что

$$P_k(\tau) = \bar{P}(\tau), \text{ уравнение 3.16 можно записать}$$

в следующем виде:

$$P_\zeta(\tau) = \bar{P}(\tau) - \Delta P \quad (3.19)$$

Подставляя в него значения среднего пластового давления на различные моменты времени (на различные даты), при известных значениях $Q_{от}(\tau)$, определяем зависимость изменения забойного давления.

При известных значениях $\bar{P}(\tau)$ и $P_\zeta(\tau)$ из уравнения 3.17 определяется дебит «средней» эксплуатационной скважины:

$$q_c(\tau) = \frac{\sqrt{A^2 + 4B^2 [P^2(\tau) - P_\zeta^2(\tau)]} - A}{2 \cdot B} \quad (3.20)$$

Подставляя в данное уравнение значение пластового $P(\tau)$ и забойного $P_\zeta(\tau)$ давлений на различные моменты времени (на различные даты), определяют зависимость дебита «средней» скважины от времени.

При известном значении $q_c(\tau)$, используя уравнение 3.18, определяют потребное число эксплуатационных скважин в зависимости от времени отбора газа из хранилища.

ТЕМА 4 Подземное хранение газа в выработанных нефтяных месторождениях

Опыт эксплуатации выработанного нефтяного месторождения позволяет получить необходимый материал для оценки возможности использования его в качестве подземного хранилища газа. Факт существования нефтяного месторождения свидетельствует о герметичности кровли. Кроме того, известны объемы добытой

нефти, газа и воды, изменение давлений и дебитов по скважинам, геолого-физические параметры пласта-коллектора и физические свойства нефти, газа и воды.

Однако необходимо тщательно обследовать, выбрать и отремонтировать старые заброшенные или негерметичные скважины, изучить состояние и герметичность шлейфов, промысловых нефтепроводов, сепараторов и другого оборудования для возможности их использования в процессе подземного хранения газа, реконструировать промысловые газопроводы, построить новые установки для очистки и осушки газа, пробурить новые нагнетательно-эксплуатационные скважины.

Одновременно с этим проводят исследования с целью определения будущих дебитов таких скважин, режима работы хранилища, максимально возможного объема извлечения остаточной нефти, мероприятий по увеличению производительности нагнетательно-добывающих скважин, изменения состава газа в процессе подземного хранения.

4.1 Процессы, происходящие в нефтяной залежи при подземном хранении газа

В процессе подземного хранения газа в частично выработанном нефтяном пласте газ будет не только вытеснять нефть к забоям добывающих скважин (или к периферии залежи), но и растворять и испарять компоненты нефти и выносить их из пласта на поверхность. На процессы вытеснения, растворения и испарения нефти хранящимся газом влияют многие физико-геологические параметры пласта-коллектора, физические свойства нефти и газа, технологические параметры работы ПХГ.

Основными из них являются: коэффициенты пористости, проницаемости, удельная поверхность и ее состояние, объем остаточной воды; неоднородность пласта по площади и разрезу; давление и температура; сила тяжести; плотность остаточной нефти; соотношение вязкости газа и нефти; отношение объема газа, закачанного в пласт, к объему порового пространства пласта и др.

Нагнетательные скважины целесообразно размещать в приподнятой, сводовой части структуры, добывающие в пониженных частях.

4.2 Определение максимальной емкости подземного хранилища

Расчеты параметров отбора газа из хранилища, созданного на базе истощенного нефтяного месторождения, аналогичны рассмотренным выше для хранилищ, созданных на базе истощенных газовых месторождений. Однако в этом случае коэффициенты фильтрационного сопротивления будут уменьшаться в процессе эксплуатации хранилища из-за уменьшения насыщенности порового пространства нефтью и связанной водой и увеличения газонасыщенной мощности.

Максимальный объем газа, который можно закачать в выработанную нефтяную залежь при постоянном объеме порового пространства, состоит из трех объемов газа: закачанного в газовую шапку залежи, растворенного в оставшейся нефти, окклюдированного (рис. 4.1):

$$Q_{\zeta_{\max}} = Q_{\text{ш}} + Q_{\text{р}} + Q_{\text{о}} \quad (4.1)$$

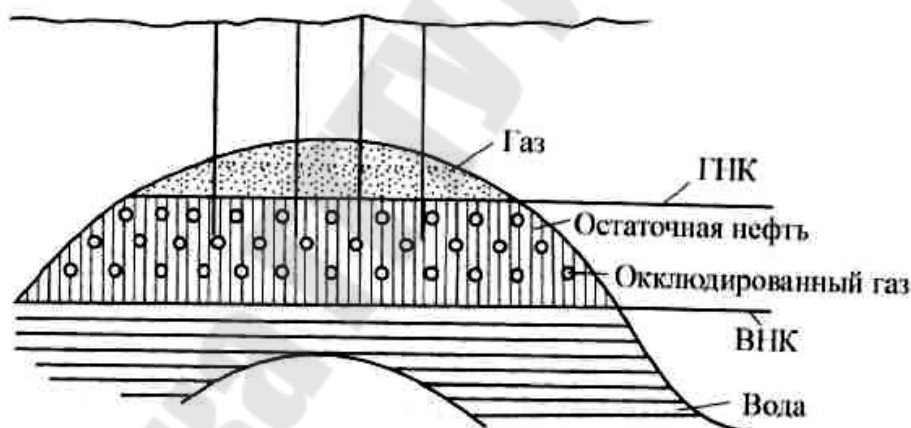


Рис. 4.1. Схематический разрез нефтяной залежи массивного типа в конце разработки

Объем газа, закачанного в газовую шапку залежи, вследствие которого давление газа повышается от $P_{\text{н}}$ - начального до $P_{\text{м}}$ - максимально допустимого значения, определяется по формуле:

$$Q_{\text{ш}} = \frac{\Omega_{\text{г}} \times z_{\text{ат}}}{P_{\text{ат}}} \times \left(\frac{P_{\text{м}}}{z_{\text{м}}} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right) \quad (4.2)$$

где $\Omega_{\text{г}}$ - объем порового пространства, занимаемый в залежи газовой шапкой, м^3 .

Объем газа, растворенного в оставшейся нефти, определяется по формуле:

$$Q_p = \frac{\Omega_k}{b_H} \times \alpha \times \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right) \times \frac{z_{ат}}{P_{ат}}, \quad (4.3)$$

где $\Omega_k = \frac{(G_\zeta - G_g) \times b_H}{\rho_H}$ - объем порового пространства, занимаемый

оставшейся нефтью в пласте, м³; G_ζ - начальные запасы в пласте, кг; G_g - добытое количество нефти, кг; ρ_H - плотность нефти при стандартных условиях, кг/м³; b_H - объемный коэффициент пластовой нефти; α - коэффициент растворимости газа в нефти, м³/кг.

Объем газа, который можно закачать в освободившееся поровое пространство залежи, т.е. объем окклюдированного газа, определяется по формуле:

$$Q_o = \frac{G_g \times b_H \times z_{ат}}{\rho_H \times P_{ат}} \times \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right) \quad (4.4)$$

Максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище, определяется по формуле:

$$Q_{\zeta_{max}} = Q_{ш} + Q_p + Q_o. \quad (4.5)$$

ТЕМА 5 Подземное хранилище газа в ловушках водонасыщенных коллекторов

При сооружении ПХГ в водонасыщенных пластах, в ловушках которых нет ни газовых, ни нефтяных месторождений, обычно не установлены: непроницаема ли для газа крышка пласта-коллектора, размеры и форма пластовой водонапорной системы, геолого-физические параметры пласта-коллектора. Существует опасность как потерь газа через кровлю хранилища, каналы в цементном камне за колонной скважин, тектонические нарушения горных пород и другие возможные пути миграции газа, так и больших денежных затрат при неблагоприятных геолого-физических параметрах пласта-коллектора (небольшие коэффициенты проницаемости и пористости, рыхлость или трещиноватость коллектора, ограниченный объем воды в поровом пространстве коллектора и др.).

Создание ПХГ в водоносных пластах представляет собой сложную научно-техническую задачу. Найденный пласт должен длительное время сохранять и затем отдавать закачанный в него газ. Чаще всего такими пластами являются пористые водоносные пласты, при этом пласт имеет куполообразную форму, образующую «ловушку» с непроницаемой кровлей, препятствующей проникновению газа в другие пласты или к поверхности через трещины. Газ закачивается в сводовую часть куполообразной структуры и образует там газовый «пузырь», а вода оттесняется к краям структуры (рис. 5.1).

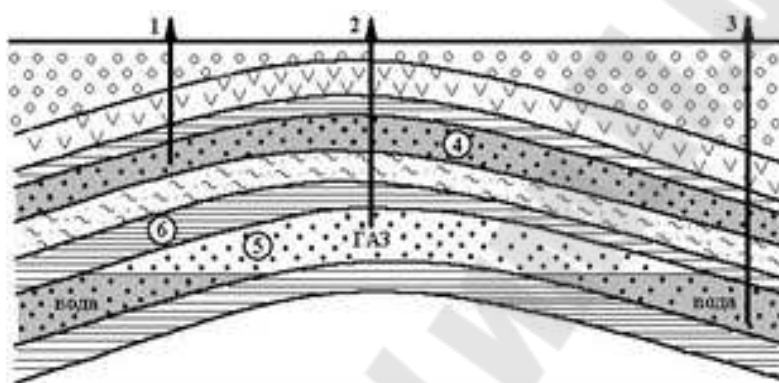


Рис. 5.1. Схема геологической структуры, в которой размещается подземное газохранилище: 1, 2, 3 – скважины; 4 – водоносный пласт; 5 – полость, заполненная газом; 6 – непроницаемый пласт плотных горных пород

При вытеснении воду из пласта можно удалить через разгрузочные скважины, а при оттеснении – перемещать по водоносной системе. Кровля может быть представлена плотными пластичными глинами или крепкими известняками и доломитами при отсутствии трещин и разломов, что при толщине кровли 5–15 м на глубине 300–1000 м достаточно для предотвращения утечек газа.

Наиболее экономичным считают ПХГ на глубине 300–600 м.

При строительстве ПХГ в водоносных пластах необходимо наличие в геологической структуре следующих факторов: подземная структура должна быть в виде свода (купола), пласт породы (коллектор) для хранения газа должен иметь достаточную пористость, проницаемость, для исключения утечки газа иметь кровлю, состоящую из непроницаемых пород.

Проницаемость коллектора практически должна быть не менее 0,3–5,0 Дарси, пористость выше 10–15 %. На рис. 5.2 представлена модель подземного газохранилища в водоносном пласте.

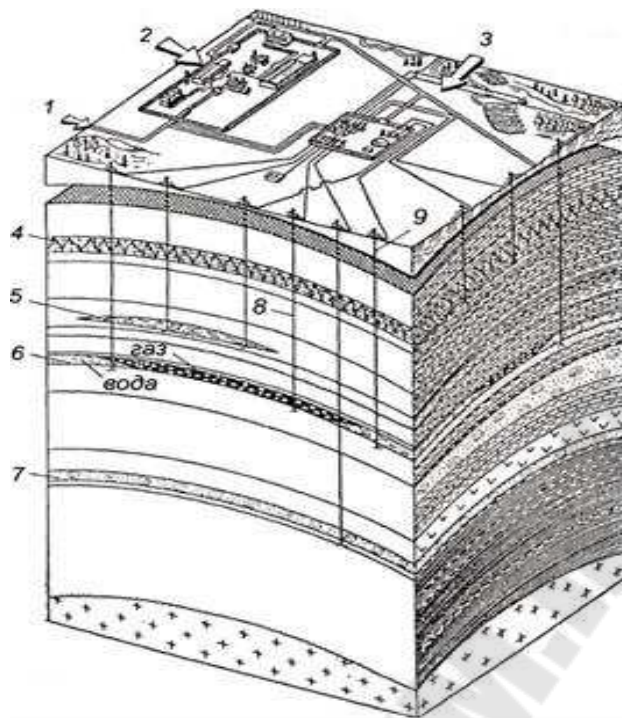


Рис. 5.2. Подземное хранилище природного газа в водоносных пластах:
 1 – газ из магистрального газопровода; 2 – компрессорная станция;
 3 – газораспределительный пункт; 4 – карбонатный пласт; 5 – песчаная линза;
 6, 7 – песчаные пласты; 8 – эксплуатационная скважина; 9 – разгрузочная скважина

Подземное хранилище включает три технологических процесса: закачка, хранение и отбор газа.

Закачка газа – это нагнетание его в искусственную газовую залежь при заданных технологическим проектом показателях. Газ из магистрального газопровода поступает на площадку очистки газа от механических примесей, затем на пункт замера и учета газа, и далее в компрессорный цех, где компримируется и подается по коллекторам на газораспределительные пункты (ГРП). На ГРП общий газовый поток разделяется на технологические линии, к которым подключены шлейфы скважин.

Отбор газа из подземного хранилища является практически таким же технологическим процессом, как и добыча из газовых месторождений, но с одним существенным отличием: весь активный (товарный) газ отбирается за период от 60 до 180 суток. Проходя по шлейфам, он поступает на газосборные пункты, где собирается в газосборный коллектор. Из него газ поступает на площадку сепарации для отделения пластовой воды и механических примесей, после чего

направляется на площадку очистки и осушки. Очищенный и осушенный газ поступает в магистральные газопроводы.

5.1 Определение герметичности кровли ловушки

Водоносная структура считается надежной для строительства ПХГ, если ее кровля представлена глинистыми породами мощностью 50-100 м. Однако на практике используются и менее мощные покрывки.

Изучение экранирующей способности пород, обуславливающей возможность создания в них емкостей для хранения углеводородных топлив, связано с необходимостью установления не только абсолютной проницаемости горных пород, но и детального изучения структуры порового пространства.

Известно, что проницаемость горных пород зависит от наличия открытой пористости. Однако непосредственной зависимости между открытой пористостью и проницаемостью, без учета структуры порового пространства пород, не существует. Установлено, что на изменение проницаемости пород-коллекторов решающее воздействие оказывают размеры поровых каналов. Для изучения структуры порового пространства пород была подобрана партия образцов с различной проницаемостью – от 10^{-5} до десятых долей миллидарси. В результате проведенных исследований получены соответствующие программы распределения пор по размерам.

Анализ программ позволяет сделать вывод о том, что проницаемость пород зависит главным образом от структуры порового пространства. При этом основным фактором является распределение пор по размерам. Герметичность подземных емкостей может быть обеспечена только в том случае, если размеры пор невелики и естественная влага, содержащаяся в породе, удерживается капиллярными и молекулярно-поверхностными силами. В этом случае для вытеснения влаги углеводородными жидкостями и газом необходимо давление, превышающее максимальные давления в емкостях. Породы с крупными порами, в которых вода перемещается под действием гравитационных сил или вытесняется при перепадах давления (что наблюдается в процессе эксплуатации хранилищ), непригодны для строительства подземных емкостей.

Согласно существующим классификациям пород-коллекторов нефти и газа породы, в которых возможно движение пластовых

флюидов, имеют абсолютную проницаемость более 0,1 мД. Следовательно, экранами по отношению к углеводородным флюидам могут быть только породы с более низкой проницаемостью.

Для установления экранирующей способности различных по составу и проницаемости пород определялись условия прорыва нефтепродуктов и газа через водонасыщенное поровое пространство. Исследовались сульфатные (гипсы, ангидриты) и карбонатные (доломиты, известняки) породы с абсолютной проницаемостью 10^{-1} – 10^{-5} мД. Структура порового пространства этих пород, изученная методом ртутной пораметрии, характеризуется наличием пор диаметром (0,016–13,0) мкм. Установлено, что прорыв осуществляется при давлениях углеводородных жидкостей до 15, газа – до 75 кгс/см².

Рассмотренные свойства плотных пород, а также данные по вытеснению из них воды углеводородными жидкостями и газом положены в основу оценочной классификации плотных пород по экранирующей способности (табл. 5.1).

В соответствии с классификацией определяется пригодность пород для хранения жидких и газообразных углеводородов при избыточных давлениях в емкостях до 70 кгс/см². Так, породы I и II классов (с высокой и повышенной экранирующей способностью) можно использовать для сооружения хранилищ углеводородов различных видов при следующих давлениях в емкости: для нефтепродуктов (<1,0), бутана (<5,0), пропана (<15,0), этана (<40,0), этилена (<40,0–70,0) кгс/см².

Таблица 5.1

Оценочная классификация плотных пород по экранирующей способности

Классы пород	Давление прорыва, кгс/см ²	Проницаемость, мД	Медианный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность
I	70	10^{-5}	0,4	Высокая
II	40-70	$10^{-4} - 10^{-5}$	0,08-0,04	Повышенная
III	15-40	$10^{-3} - 10^{-4}$	0,16-0,08	Средняя
IV	5-15	$10^{-2} - 10^{-3}$	0,5-0,16	Пониженная
V	1-5	$10^{-1} - 10^{-2}$	6,4-0,5	Низкая
VI	1	10^{-1}	6,4	-

Породы III класса (со средней экранирующей способностью) пригодны для хранения всех перечисленных продуктов, за исключением этилена; IV класс пород (с пониженной экранирующей способностью) предусматривает возможность строительства хранилищ для пропан-бутановых смесей и нефтепродуктов. В породах

V класса могут храниться только углеводороды бутанового ряда и нефтепродуктов. Проницаемость 10^{-1} мД (VI класс) является верхним пределом использования пород для строительства подземных хранилищ.

До начала закачки газа в ловушку при помощи пьезографов измеряют положение статических уровней жидкости в скважинах (или напоров, если скважины переливают), вскрывших выбранный объект для закачки газа, и среднюю плотность жидкости в них. Если разница в приведенных к одной и той же плоскости отсчета напоров (давлений) жидкости существенно превышает погрешности в замерах уровней и плотностей, можно полагать, что пласты между собой не сообщаются. Этот вывод подтверждается также тем, что состав солей, их массовое содержание в единице объема жидкости и состав растворенного в воде газа различны. Если приведенные к одной плоскости отсчета давления, солевой и газовый составы одинаковы, есть основания полагать, что эти пласты сообщаются между собой.

Герметичность кровли должна быть установлена над предполагаемой площадью газоносности создаваемого хранилища (заштрихованная площадь на рис.5.3). Используя методы пробных откачек (или закачек) жидкости из пласта II, последовательно через скважины 1, 3, 5 фиксируют изменения положения уровней жидкости в скважинах 2, 4, 6, 7. При этом обязательно регистрируют изменения барометрического давления атмосферного воздуха.

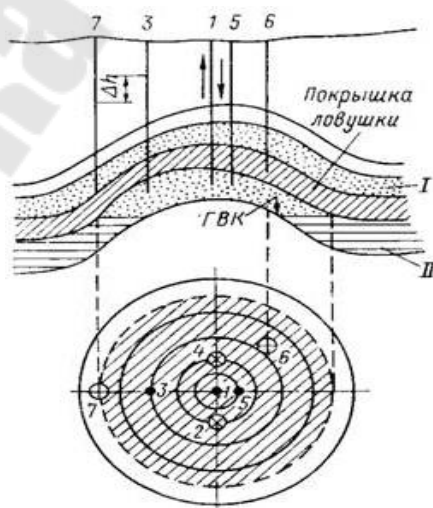


Рис. 5.3. Геологический разрез и структурная карта по кровле водонасыщенного пласта, в котором создается ПХГ

Если скважины 2, 4, 6 и 7 не реагируют на изменение давления в скважинах 1, 3, 5, можно предполагать, что кровля непроницаема для жидкости. Этот метод, однако, не дает надежных результатов, поскольку создаваемые депрессии или репрессии незначительны, и определяется непроницаемость покрышки по воде, а не по газу.

Наиболее точные сведения о герметичности покрышки можно получить при закачке газообразного агента в пласт (воздуха, природного газа из ближайшей залежи или газопровода). Для закачки воздуха в пласт используют передвижные компрессорные агрегаты. Преимущества этого метода весьма существенны:

- определяют герметичность кровли для газа;
- депрессия и репрессия могут быть существенно больше, чем при откачках и закачках жидкости;
- вследствие большого различия в вязкостях и плотностях газа и воды закачиваемый газ будет насыщать пласт небольшой толщины и распространяться на значительное расстояние по площади, при этом можно уменьшить число наблюдательных скважин, вскрывших пласт I, для определения герметичности покрышки, а также сократить время для проведения исследования.

При закачке и отборе воздуха из скважин 1, 3 и 5 (последовательно) фиксируют изменение давления (уровня) в скважинах 2, 4, 6, 7 (см. рис.5.3). Если скважины 2, 4, 6, 7 не реагируют на изменение давления в пласте II, покрышка ловушки считается герметичной.

Определение объемной газонасыщенности обводненной зоны при отборе газа

При отборе газа из ПХГ давление в нем уменьшается, что приводит к продвижению воды в газонасыщенную часть коллектора. Продвигающаяся вода не полностью вытесняет газ из порового пространства. В обводненной зоне остается не вытесненным некоторый объем газа. Отношение объема порового пространства, занимаемого газом в обводненной зоне, к общему объему порового пространства обводненной зоны пласта, занимаемому газом и водой, называется коэффициентом объемной газонасыщенности обводненной зоны. Его можно определить при помощи геофизических методов, вычислить аналитически по данным об отборе газа и продвижении подошвенной воды в залежь.

Положение границы раздела газ — вода устанавливаются при помощи геофизических методов и по обводнению скважин, расположенных на различных гипсометрических отметках. Коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны ПХГ при продвижении подошвенной воды в залежь можно определить по изменению средневзвешенного по объему порового, пространства пласта давления в зависимости от объема отобранного газа.

5.2 Расчет падения давления в ПХГ после прекращения закачки газа

После того как прекратится закачка газа в ПХГ, в газоносной и водоносной частях пластовой водонапорной системы начнется перераспределение давления. В газоносной части пласта оно будет снижаться, а в водоносной, если пластовая водонапорная система изолирована - повышаться. Эти неустановившиеся процессы очень важны, так как влияют на эксплуатацию ПХГ. Если подсчитать необходимое число скважин, не учитывая снижения давления, то в период максимального отбора газа придется увеличивать депрессию и снижать давление в скважинах, так как их будет недостаточно. Это в свою очередь может привести к прорыву конуса подошвенной воды в скважины и прекращению притока газа к ним. Если пластовая водонапорная система не изолирована, возможно вытеснение воды через контур питания (на выходе пласта на дневную поверхность или в каком-либо другом месте сообщения пластов). Темп снижения давления в этом случае немного больше, чем в рассмотренном выше.

При эксплуатации ПХГ, создаваемых в ловушках пластовых водонапорных систем или в истощенных месторождениях в условиях водонапорного режима, наблюдается продвижение воды в ПХГ в период отбора газа. Анализ этого явления показывает, что помимо прочих факторов продвижение воды зависит от темпа отбора газа. Чем выше последний, тем меньше продвигается контур водоносности за время отбора газа.

Во многих случаях в ПХГ пластового типа продвижение воды в залежь незначительно, режим эксплуатации хранилища - газовый. При создании ПХГ в газовых залежах (ловушках) массивного типа высота подъема подошвенной воды может достигать 8 - 8,5 м из 17 - 18 м. В этом случае режим эксплуатации ПХГ упруговодонапорный.

5.3 Методы определения путей движения газа в пласте и потерь газа в процессе подземного хранения

Для изучения путей движения газа в пласте используют различные инертные газы, отличные от компонентов остаточного пластового газа. В качестве инертных газообразных компонентов применяют азот, гелий, аргон, криптон, пропилен, бутилен и др. Эти компоненты закачивают в пласт вместе с газом через скважины, расположенные в сводовой части структуры. В периферийных скважинах периодически отбирают пробы газа на анализ и устанавливают время появления индикатора (инертного газа) в различных скважинах. Тем самым определяют направление и скорость перемещения закачиваемого газа в пористой среде. В некоторых случаях используют радиоактивные газообразные индикаторы, например криптон, ксенон.

Объем газа в пласте-коллекторе подземного хранилища газа может быть рассчитан тремя методами: объемным; по прямолинейным участкам в зависимости от средневзвешенного по объему газонасыщенной части хранилища приведенного p/z давления от объема отобранного газа из хранилища Q_d при газовом или водонапорном режимах эксплуатации; по объему вытесняемой из хранилища воды при закачке газа.

Для приближенного определения потерь газа в процессе подземного хранения используют данные замеров объемов закачанного и отобранного газов, а также статических пластовых давлений в конце так называемого нейтрального периода, когда нет ни закачки, ни отбора газа. Кроме того, определяют положение границы раздела газ - вода с помощью метода радиометрии скважин (часто используют нейтронный гамма-каротаж) и коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны.

Потери газа можно оценить по разности между известным объемом закачанного в подземное хранилище газа на начало цикла отбора и запасами газа на эту же дату, подсчитанными по падению пластового давления при отборе газа.

ТЕМА 6 Подземное хранение газа в пустотах

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.

6.1 Подземное хранение газа 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.

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 35% по массе. Их толщина должна быть не более 2,5 м., иначе это усложняет технологию сооружения хранилища.

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.

Образование искусственных пустот-емкостей для хранения газа в каменной соли – осуществляется размыванием ее пресной или слабоминерализованной 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.

Каменная соль легко растворяется в пресной воде в 1м³ воды при 20° С может растворяться до 358 кг соли. При условии получения концентрированного рассола для образования 1м³ емкости требуется 6 - 7м³ воды, при получении слабых рассолов количество воды увеличивается.

Эксплуатация подземной емкости производится так же, как и размыв, через буровую скважину. На период эксплуатации водоподающая колонна из скважины извлекается. Продукт подается и отбирается по обсадной колонне.

Отбор продукта из подземной емкости производят замещением (выдавливанием) его рассолом, который подают по рассольной колонне вниз камеры под продукт из специального рассолохранилища, а при заполнении, наоборот, замещают рассол продуктом. Для хранения рассола на поверхности необходимо иметь рассолохранилище объемом, равным объему всех емкостей хранилища, или в отдельных случаях объемом, равным емкости одной самой крупной подземной емкости.

Минимальная глубина заложения кровли, H_{\min} , м, выработки-емкости подземного резервуара, сооружаемого в непроницаемых горных породах, определяется по формуле:

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\eta \times \rho_n \cdot g} + a \quad (6.1)$$

где P_{\max} – максимально допустимое эксплуатационное давление, Па, принимаемое на уровне башмака основной обсадной колонны; $\eta=0,85$ – коэффициент надежности по нагрузке; a – длина не обсаженной части скважины, м;

$$\rho_n = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}$$

- усредненная плотность пород, залегающих выше башмака основной обсадной колонны, кг/м³; n – число слоев; ρ_i

– плотность пород i -го слоя, кг/м^3 ; m_i – мощность i -го слоя, м; g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Размещение подземных емкостей

Подземное хранилище представляет собой систему взаимосвязанных резервуаров, созданных на разных глубинах и разного геометрического объема. Поэтому при разработке объемно-планировочных схем подземных хранилищ требуется обеспечить оптимальное использование залежи каменной соли по мощности и по площади. Разработка и выбор оптимальной объемно-планировочной схемы подземного хранилища зависит от горно-геологических условий места его строительства, назначения и требуемой вместимости хранилища, ассортимента предназначенных к хранению продуктов, условий строительства и эксплуатации хранилища.

На рис. 6.1 приведены принципиальные объемно-планировочные схемы подземных хранилищ, сооружаемых через буровые скважины методом подземного растворения каменной соли.

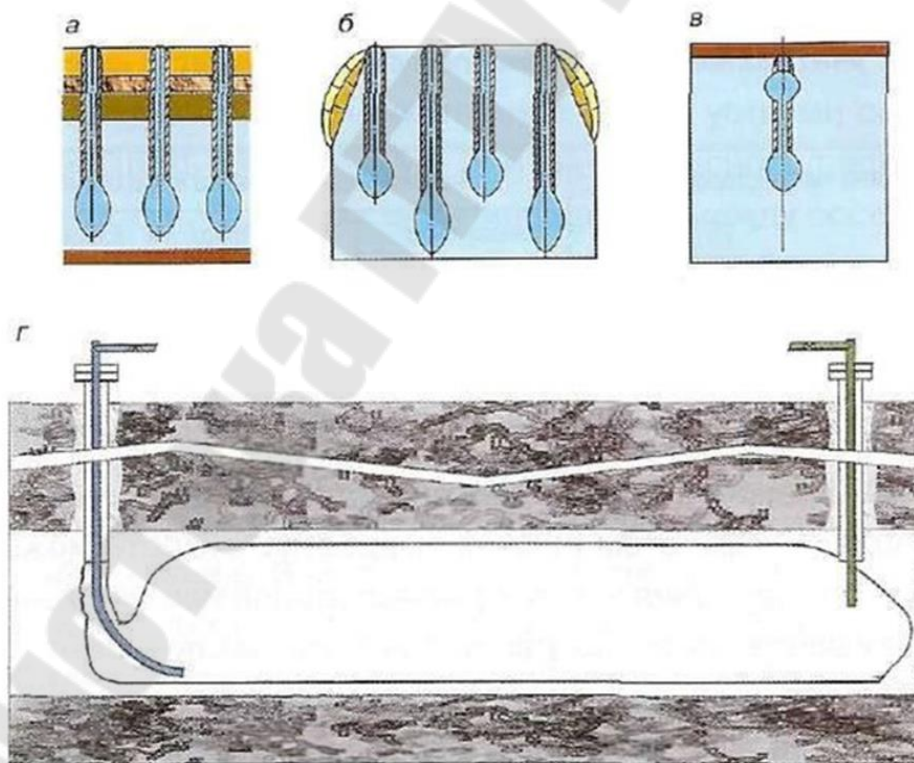


Рис 6.1. – принципиальные объемно-планировочные схемы хранилищ, укомплектованных подземными резервуарами, сооружаемыми в каменной соли: а) – выработки-емкости, расположенные на одном уровне; б) - выработки-емкости, расположенные на различных уровнях; в) – двухъярусный резервуар с одной вертикальной скважиной; г) – резервуар тоннельного типа

Как видно из рисунка, подземные выработки-емкости, созданные через вертикальные буровые скважины, могут располагаться на одном уровне, на разных уровнях, а также иметь двухъярусное расположение. Расположение подземных резервуаров на одном уровне принимается, как правило, в условиях пластового залегания каменной соли. Расположение резервуаров на разных уровнях обычно применяется в соляных куполах или в других структурах большой мощности. Такое расположение резервуаров позволяет эксплуатировать хранилище в более экономичном режиме, разместив хранимый продукт в резервуарах в соответствии с эксплуатационным давлением. Двухъярусные резервуары сооружаются в залежах каменной соли большой мощности или при наличии двух соляных пластов, разделенных нерастворимыми породами. Эксплуатация хранилищ, укомплектованных двухъярусными резервуарами, осуществляется без применения наземного рассолохранилища. Верхняя выработка-емкость используется в качестве рассолохранилища, а нижняя – для хранения продуктов. Резервуары тоннельного типа сооружаются в маломощных пластах каменной соли, где строительство традиционного типа выработки-емкости с вертикальной скважиной нецелесообразно по технико-экономическим показателям.

Расстояние между устьями соседних эксплуатационных скважин подземных резервуаров, у которых выработка-емкости находится примерно на одной глубине, определяется по формуле:

$$A = 2a + R(4 + n + K) \quad (6.2)$$

где A – расстояние между устьями соседних скважин, м; a – допустимое отклонение оси скважины от вертикали на отметке кровли выработки-емкости, м; R – радиус выработки-емкости резервуара, м; n – коэффициент, учитывающий погрешности формообразования в зависимости от принятой технологической схемы строительства, принимаемый равным для схемы растворения каменной соли: сверху вниз – 0,1; снизу вверх – 0,5; для комбинированных и иных схем – 0,2; K – коэффициент, учитывающий возможную асимметричность формы выработки-емкости по геологическим условиям, определяемый по таблице 6.1.

Если соседние выработки-емкости имеют разные размеры, то значение R в формуле (6.2) принимается равным большему радиусу. В мощных соляных залежах расстояние между устьями скважин можно уменьшить за счет двух- или многоярусного расположения выработок-емкостей резервуаров. При этом величина целика между соседними

выработками-емкостями по кратчайшему расстоянию между стенками должна соответствовать требованиям формулы (6.2), а расстояние от стенки выработки-емкости до соседних скважин должно быть не менее 50 м.

Таблица 6.1

Значение коэффициента, учитывающего возможную асимметричность формы выработки-емкости

Морфологический тип месторождения	Значение коэффициента K при схеме растворения		
	сверху вниз	снизу вверх	комбинированный или иной
Пластовый или пластово-линзообразный	0,2	0,7	0,4
Купало- и штокообразный	0,5	1,5	1

Удаление рассола с площадок строительства подземных хранилищ осуществляется по согласованию с соответствующими органами государственного надзора одним из следующих способов:

- передача рассола солепотребляющим предприятиям;
- сброс рассола в отработанные горные выработки;
- естественная выпарка рассола;
- передача рассола в системы заводнения нефтяных месторождений;
- сброс рассола в глубокие водоносные горизонты;
- сброс рассола в поверхностные акватории (моря, соляные озера) и, в порядке исключения, в крупные водотоки.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается предусматривать одновременно несколько способов удаления рассола со строительной площадки подземного хранилища.

Бурение и испытание эксплуатационных скважин

При создании подземных хранилищ в истощенных нефтегазовых залежах для эксплуатации хранилищ используется, как правило, существующая система скважин после соответствующего их обследования, проверки цементации и герметичности.

Для строительства подземных хранилищ в водоносном пласте необходимо осуществить бурение системы скважин: эксплуатационных, наблюдательных и контрольных. По

эксплуатационным скважинам газ нагнетается в водоносный пласт. Чтобы газ не просочился из хранилища в вышележащие породы и при наличии разрывных нарушений даже на поверхность, за этим следят с помощью контрольных и наблюдательных скважин, вскрывающих основной и контрольный водоносные пласты.

Бурение скважины – сложный технологический процесс строительства, состоящий из таких операций:

- углубление скважин посредством разрушения горных пород на забое буровым инструментом;
- удаление выбуренной породы из скважины;
- крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами.

Для обсадки скважин применяют трубы диаметром 194 - 325 мм. Диаметр труб обсадной колонны, которая при эксплуатации емкости становится трубопроводом для закачки и отбора продукта, определяют из условия обеспечения необходимой производительности по выдаче и приему продукта и равенства гидравлических сопротивлений движения рассола по центральной рабочей колонне и продукта по обсадной.

По принципу равенства гидравлических сопротивлений выбирают колонны подачи воды и отбора рассола. При бурении, особенно в соли, из-за повышенного скольжения бурового инструмента часто наблюдается уход скважин от вертикали. Искривление скважин усложняет производство спуска и подъема рабочих колонн, усложняет или делает невозможным спуск в скважину геофизических приборов, пробоотборников, каверномеров и гидролокатора. Искривление скважин в рабочей зоне размыва может вызвать образование асимметричной емкости, что снижает устойчивость подземной камеры. Общее значительное искривление скважин может принести к уменьшению расчетных размеров целиков и сбойке камер. Поэтому отклонения скважины от заданного направления не должны выходить за пределы конуса, образующая которого составляет угол 2° с вертикалью, проходящей через устье скважины.

Обсадная колонна труб должна обеспечивать надежную изоляцию покрывающих пород над подземной емкостью и герметичность скважины. Герметичность колонны достигается надежным уплотнением стыков с помощью герметизирующих смазок, сварки колонн или заварки муфтовых соединений.

Скважину тампонируют на всю высоту. Как показывает практика для качественной цементировки скорость восходящего потока должна быть не менее 1,5 м/с. Время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) принимают не менее 48ч. Качество тампонажа и высоту подъема цементного раствора определяют термокаротажем скважины. По окончании ОЗЦ обсадную колонну труб проверяют на герметичность. Испытание производят рассолом.

При испытании давление на оголовке не должно превышать значения, определяемого по формуле:

$$P_{\max} = 0,1L(k - \gamma) \quad (6.3)$$

где P_{\max} - максимальное допустимое давление на оголовке скважины, кгс/см²; L - глубина спуска обсадной колонны, м; k - коэффициент запаса, учитывающий явление гидроразрыва, $k=0,9$; γ - средний объемный вес покрывающих пород, т/м³.

Колонна считается выдержавшей испытания, если в течение 30 мин падение давления не превышает 2% испытательного, причем падение давления считается после трехкратного его доведения до испытательного без промежуточной разрядки. Заглубление скважины по рабочей толще соли на высоту будущей емкости производят после цементировки обсадной колонны труб. Затем по правилам, приведенным выше, вновь производят испытание скважины.

После испытания скважину промывают рассолом, а затем спускают в нее рабочие колонны труб. Так как по обсадной колонне будет подаваться в емкость и отбираться из нее продукт, после спуска рабочих колонн испытывают нефтепродуктом под максимальным и эксплуатационным давлением обсадную колонну и надежность цементировки затрубного пространства.

Способы создания подземных выработок-емкостей

В зависимости от технических возможностей, конкретных горно-геологических условий, планируемого срока строительства, формы и объема емкости, допустимых размеров емкости по условиям прочности могут быть применены различные технологические схемы подземного выщелачивания через буровые скважины.

Прямоточный и противоточный методы

При прямоточном методе залежь каменной соли вскрывается буровой скважиной, обсаживаемой колонной труб. От поверхности земли до башмака, расположенного в верхней части залежи, производится цементация затрубного пространства. После тампонажа обсадной колонны скважина углубляется до подошвы разрабатываемого соляного пласта. Затем в скважину опускается одна рабочая колонна труб, нижний конец которой устанавливается у забоя скважины на расстоянии 1,0–2,0 м от подошвы пласта. На поверхности скважина оборудуется оголовком, который монтируется таким образом, чтобы вода поступала во внутреннюю колонну труб. Рассол выдавливается на дневную поверхность по межтрубному пространству.

В начальный период эксплуатации пресная вода насыщается за счет растворения стенок скважины на участке вскрытой соляной залежи. Так как скорость растворения соляных стенок сравнительно высока (до 15 см/сут.), этот период работы непродолжителен. В связи подачей свежей воды непосредственно к забою скважины наиболее интенсивно развивается нижняя зона скважины с постепенным уменьшением ее диаметра по высоте. В результате выщелачивания образуется камера (полость) грушевидной формы (рис. 6.2, а).

При размыве каменной соли противоточным методом воду подают по обсадной трубе, а рассол отбирают по рабочей колонне. Такой способ выщелачивания формирует конусообразную камеру с вершиной, обращенной вниз, и сильно развитой потолочиной. Новые порции воды, подаваемой по обсадной трубе, способствуют интенсивному растворению кровли размываемой емкости, и образующийся рассол опускается к подошве пласта. В связи с тем, что нижняя зона размывается ненасыщенным рассолом, растворение здесь происходит менее интенсивно и размыв ослабляется. Здесь размыв практически не происходит. Поступление новых порций воды в камеру позволяет выдавливать рассол по центральной трубе на поверхность.

Боковая поверхность конуса по мере растворения становится более полой, покрывается различными примесями, находящимися в каменной соли. Растворение у кровли емкости происходит примерно с постоянной скоростью, равной линейной скорости растворения каменной соли в пресной воде (10–12 см/сутки). При этом высота растворяющейся верхней части весьма незначительная. Диаметр основания конуса за год может достигнуть 75–90 м (рис. 6.2, б).

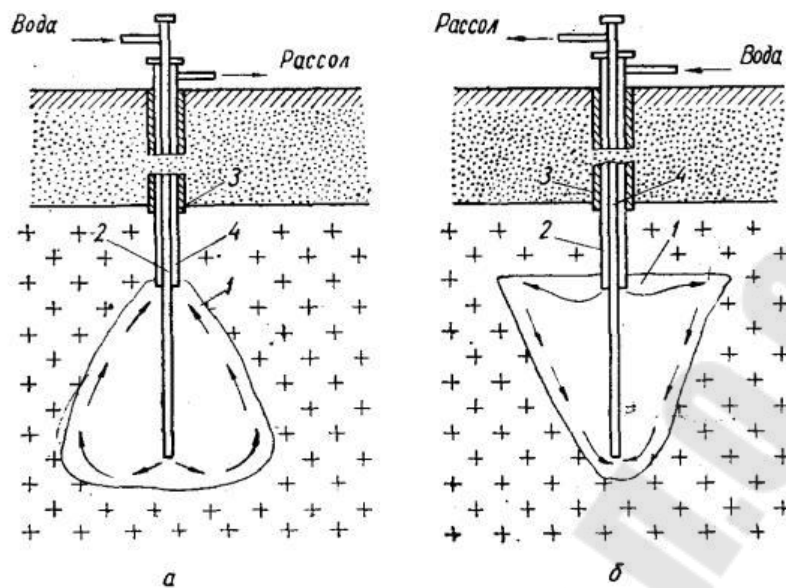


Рис. 6.2. Подземное выщелачивание каменной соли прямоточным (а) и противоточным (б) методами:

1 – камера выщелачивания; 2 – водоподающая колонна; 3 – тампонажный цемент; 4 – рассолоподъемная колонна

При размыве противоточным методом породы кровли соляного пласта обнажаются на большой площади, что может вызвать обрушение пород под действием горного давления и, как следствие, обрыв труб. Кроме того, противоточная эксплуатация характеризуется довольно низкой производительностью выщелачивания (10–15 м³/ч рассола).

Несмотря на ряд недостатков прямоточного и противоточного методов выщелачивания они отличаются предельной простотой схемы наземных обустройств и небольшим расходом металла.

Комбинированный метод

Этот метод получил наиболее широкое применение в практике строительства подземных хранилищ (рис. 6.3). Он предусматривает осуществление размыва в два этапа. На первом этапе формируется емкость в восходящем направлении. Вначале размывается гидроруб (I ступень размыва), а затем еще несколько ступеней до получения емкости определенных размеров. На втором этапе верхнюю и нижнюю части емкости формируют навстречу друг другу: верхнюю – в нисходящем направлении, нижнюю – в восходящем.

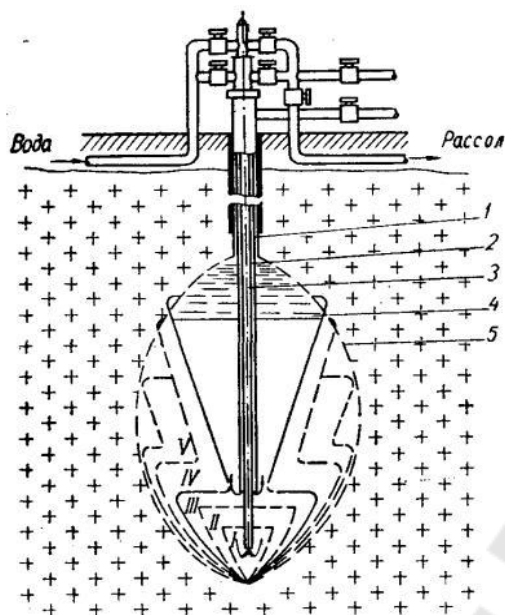


Рис. 6.3. Схема создания подземной емкости комбинированным методом размыва:

1 – обсадная колонна труб; 2 – водоподающая рабочая колонна; 3 – рассолоподъемная рабочая колонна; 4 – нерастворитель; 5 – контур проектной емкости; I–V – ступени размыва

При переходе со II ступени на III, т. е. с размыва по схеме снизу вверх на размыв сверху вниз, уровень нерастворителя поднимается до кровли будущей емкости и изменяется уровень (отметка) подачи воды в емкость. Дальнейшее выщелачивание при постоянном положении водоподающей колонны с периодическим подкачиванием нерастворителя происходит по регламенту, обеспечивающему формирование верхней части камеры на противоточном режиме.

Принятый в комбинированном методе порядок размыва позволяет сочетать надежное управление формообразованием емкости с высокой интенсивностью размыва при благоприятных условиях приема нерастворимых включений, что существенно при создании камер сфероидальной формы в различных горно-геологических условиях.

Подземное выщелачивание каменной соли с гидроврубом

В результате обобщения производственного опыта подземного выщелачивания каменной соли через скважины и проведенных исследований был разработан новый способ, получивший наименование метода с применением гидровруба. Гидровруб – это специальная горная выработка, создаваемая искусственным путем в

нижней части соляного пласта. Она имеет форму горизонтального кольцевого вруба, образующегося вокруг скважины при растворении каменной соли водой.

Сущность метода заключается в следующем. Первоначально искусственно создаются условия для поддержания растворяющей воды на постоянном уровне с целью максимального развития камеры в горизонтальном направлении. Это позволяет в дальнейшем обеспечить наибольшую поверхность горизонтальной кровли. В камеру одновременно с водой вводится нерастворитель, в данном случае сжатый воздух, прикрывающий кровлю камеры на этапе создания вруба, т. е. в период размыва камеры в горизонтальном направлении. Количество подаваемого сжатого воздуха устанавливается из расчета его избытка по сравнению с количеством, растворимым в данном объеме рассола. Образуется изолирующий слой воздуха, регулируемый и поддерживаемый на всем протяжении формирования гидровруба. Высота вруба 1,0–1,5 м, диаметр зависит от предполагаемого объема камеры.

Сооружение камеры гидровруба – начальный этап подземного выщелачивания, предшествующий процессу размыва емкости снизу вверх. Управление размывом способствует постепенному образованию цилиндрической камеры диаметром, соответствующим диаметру начальной камеры гидровруба.

Теоретическое обоснование и практическое осуществление метод выщелачивания с гидроврубом получил в работах П.А. Кулле. Разработана система создания гидровруба с применением в качестве нерастворителей различных видов нефтепродуктов – нефти, жидких углеводородных газов и др. (рис. 6.4). При этом скважина, вскрывающая соляную залежь, обсаживается обсадной колонной диаметром 325 мм и затрубное пространство цементируется. После проверки скважины на герметичность в нее опускаются две свободно висящие эксплуатационные (рабочие) колонны труб (труба в трубе) диаметрами 219 и 114 мм. Оголовок скважины оборудуется фланцами для обеспечения герметического разобщения обсадной и висячих рабочих колонн труб, открытых в нижней части. Таким образом, создаются три пути движения: внешний – между обсадной колонной (а ниже зоны обсадки – стенками скважины) и внешними стенками рабочей колонны труб большего диаметра, который служит для подачи жидкого нерастворителя; промежуточный кольцевой – между внутренними стенками рабочей колонны большего диаметра и

внешними стенками рабочей колонны меньшего диаметра, используемой для подачи воды; центральный – внутреннее пространство рабочей колонны труб меньшего диаметра, необходимое для подъема рассола.

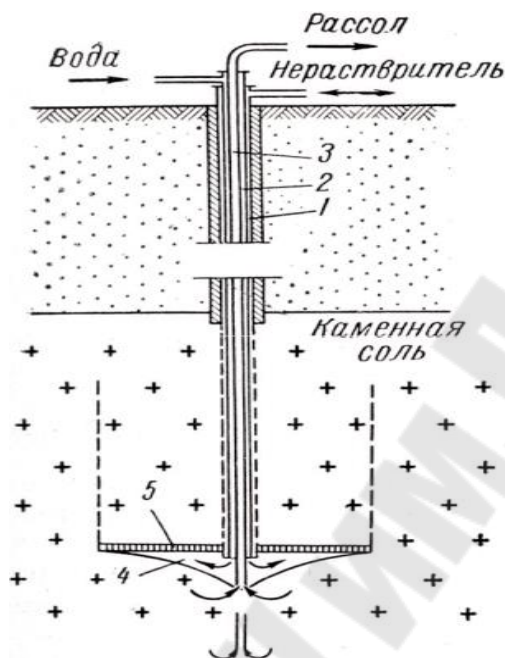


Рис. 6.4. Схема подземного выщелачивания с применением гидровруба:

1 – обсадная колонна; 2 – водоподающая рабочая колонна; 3 – рассолоподъемная колонна; 4 – камера гидровруба; 5 – слой нерастворителя

Рассолоподъемная колонна опускается с таким расчетом, чтобы перед началом размыва каменной соли ее башмак находился на 0,3–0,5 м выше подошвы отрабатываемой залежи. Башмак водоподающей колонны (рабочей колонны большого диаметра) устанавливается на 1,5–2,0 м (высота гидровруба) выше башмака рассолоподъемной. Подача воды и нерастворителя в камеру, а также отбор рассола производится непрерывно. Нерастворитель (например, нефть) скапливается в верхней части камеры и предохраняет кровлю от растворения водой. Камера развивается только в горизонтальном направлении.

По окончании сооружения гидровруба большая часть нерастворителя (60–70 %) возвращается на поверхность; вода получает доступ к кровле камеры и начинается процесс интенсивного размыва соляной залежи снизу вверх.

Основным недостатком метода гидровруба является необходимость поддержания строгой горизонтальности потолочины

камеры. При этом, во-первых, ограничивается площадь размыва, а следовательно, и производительность; во-вторых, возникает опасность обрушения потолочины. В настоящее время метод гидровруба включается как элемент в другие технологические процессы управляемого выщелачивания.

Ступенчатое выщелачивание каменной соли

Широкое распространение в практике строительства подземных хранилищ в солях получил метод ступенчатого выщелачивания, который может быть успешно применен и на месторождениях с содержанием нерастворимых примесей до 30 % (рис. 6.5). При данном способе выщелачивания развитие камеры вверх по вертикали регулируется применением нерастворителя, предохраняющего кровлю камеры от растворения пресной водой.

При ступенчатом выщелачивании снизу вверх скважина оборудуется аналогично скважине для создания гидровруба. После образования первоначального вруба отработка соляной залежи происходит ступенями снизу вверх. Это достигается тем, что уровень нерастворителя (нефти) поднимается на определенную высоту (ступень) в результате отбора необходимого объема нерастворителя из скважины, а низ камеры консервируется насыщенным рассолом. Переход на каждую новую ступень вызывает необходимость подъема колонны труб диаметром 219 мм таким образом, чтобы «свежая» вода поступала под новый уровень нефти и размывала боковые стенки в выбранном диапазоне между нефтью (сверху) и рассолом (снизу). Ступени постепенно расширяются от 1,0 до 5,0 м с увеличением высоты активной зоны - до 12,0 - 15,0 м. Производительность ступенчатого выщелачивания составляет 75 - 100 м³/ч рассола, что соответствует размыву 12,0 - 16,0 м³/ч объема подземной камеры.

В течение всего процесса выщелачивания потолок камеры сохраняет форму свода, что благоприятно сказывается на скорости размыва емкости. Кроме того, такая форма камеры обеспечивает большую устойчивость и прочность кровли.

Независимое перемещение водоподающей и рассолоподъемной колонн дает возможность подвергать размыву большую или меньшую поверхность стенок камеры и тем самым регулировать форму создаваемой камеры.

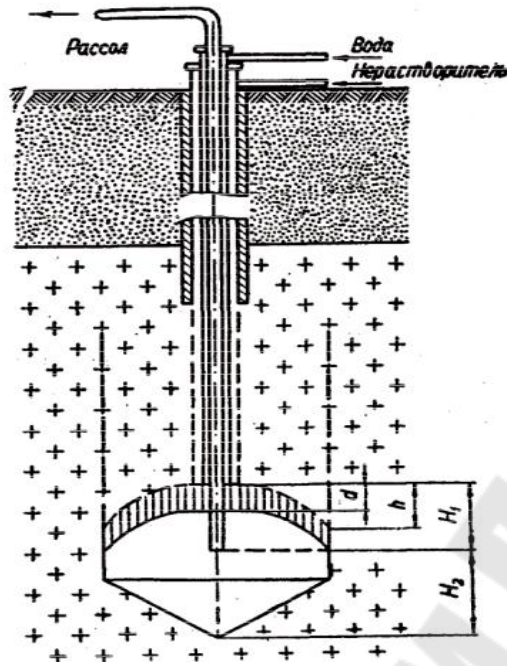


Рис. 6.5. Схема создания подземной емкости ступенчатым противопотоком снизу вверх: H_1 - высота активной зоны; H_2 – высота зоны консервации; h – конечная высота зоны формирования; d – высота ступени выщелачивания

Размыв емкостей с использованием газообразного нерастворителя

Для управления процессом размыва и формообразованием емкости применяются жидкие и газообразные нерастворители.

Наиболее простым и дешевым нерастворителем является воздух. Регламент и методы расчета размыва с применением воздушного нерастворителя разработаны Б.Н. Федоровым и изложены в работе.

Использование воздушного нерастворителя возможно при любой схеме выщелачивания. Обычно в камеру размыва воздух подается вместе с водой, где он выделяется и собирается в верхней части камеры, создавая воздушную подушку, которая предохраняет потолочину от произвольного размыва. Существуют несколько схем подачи воздуха в водяную линию. Наиболее эффективно применение двух последовательно соединенных центробежных насосов (низкого и среднего давления) с вводом воздуха после первого насоса низкого давления (рис. 6.6), а также подача воздуха через специальные отверстия в корпусе многоступенчатого насоса и смешивания с водой после первого (или второго) рабочего колеса. В этих схемах насосы выполняют роль дожимных компрессоров.

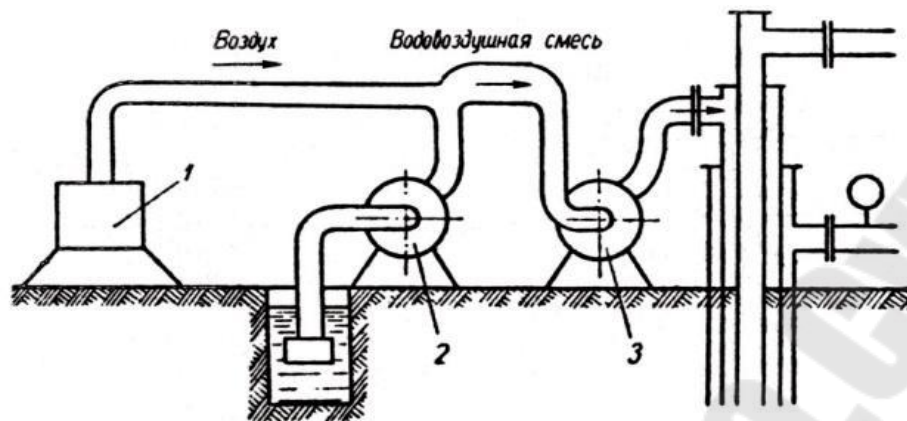


Рис. 6.6. Схема подачи воздуха в подземную емкость:

1 – компрессор; 2 – насос низкого давления; 3 – насос среднего давления

К преимуществам газообразных нерастворителей относятся: простота регулирования и управления потоками, расходом и давлениями; возможность хранения продукта без наземного хранилища и предварительной «отмывки» емкости; автоматизация процесса размыва; относительно низкая стоимость нерастворителя и процесса размыва. Недостатками являются: опасность разрушения потолочины; перемешивание с хранимым продуктом; выпуск газа в атмосферу при снижении давления в хранилище во время подъема труб.

Размыв подземной емкости с помощью двух скважин

Подземные хранилища большой емкости сооружаются способом прямой промывки при двух рядом расположенных скважинах. Причем создание емкостей осуществляется как независимым выщелачиванием, так и совместным, когда одна скважина используется в качестве водоподающей, а другая – рассолоподъемной.

Технология размыва предполагает применение метода ступенчатого выщелачивания в измененном варианте по отношению к прямой промывке с периодической сменой направления движения воды. Выщелачивание прямой промывкой можно производить без подъема водоподающей колонны, т. е. подавая воду во время размыва в нижнюю часть камеры.

Использование двухтрубной конструкции при прямой промывке способствует уменьшению энергетических потерь во время движения воды и рассола по колоннам труб. Это позволяет повысить производительность выщелачивания, получая при этом подземные емкости большого объема.

Струйный метод размыва подземных емкостей

Опыт строительства подземных емкостей циркуляционным методом показал, что процесс выщелачивания протекает сравнительно медленно. Разработан и опробован струйный метод размыва подземных емкостей, с помощью которого соль размывается более интенсивно, и образуются камеры строгой формы (рис. 6.7).

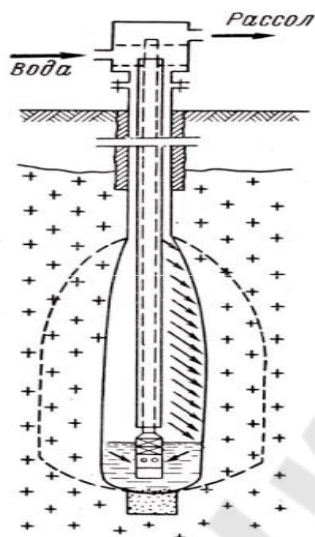


Рис. 6.7. Схема размыва водоструйным методом через отверстия с насадками на водоподающей трубе

Емкости, созданные струйным методом в прочной каменной соли, даже на больших глубинах, находятся в устойчивом состоянии вплоть до заполнения продуктом. Их можно эксплуатировать с применением погружных насосов или выдавливать продукт сжатым воздухом. При использовании в качестве газонефтехранилищ такие емкости опорожняются полностью (до атмосферного давления) или частично, и в них остается внутреннее давление, уравнивающее в определенной степени давление горных пород.

Выщелачивание осуществляется орошением стенок камеры струями воды. Вначале бурится скважина, затем в нее до забоя опускается колонна рассолоподъемных труб (с погружным насосом), проходящая в колонне водоподающих труб. Водоподающие трубы имеют насадки различной длины с отверстиями, рассчитанными на выдачу струи воды определенной длины, и обеспечивающие размыв емкости по высоте обрабатываемой толщи соляного пласта.

Лучшие результаты достигаются при вращении водоподающей трубы и системы насадок. Задавая длину различным струям или, регулируя режим перемещения насадок, можно размывать емкости строго заданной формы, в частности емкости диаметром (15–20 м) на

глубинах до 300–500 м. Все процессы, связанные со струйным методом размыва подземных емкостей, могут быть автоматизированы.

Преимущества струйного метода заключаются в возможности создания подземных емкостей заданной формы с устойчивой сфероидальной кровлей. Производительность метода в три – четыре раза выше циркуляционного.

Сооружение емкостей галерейного типа

Многие месторождения каменной соли имеют пласты мощностью 5,0–20,0 м. О.М. Иванцов и Ю.С. Васюта впервые разработали метод сооружения подземных емкостей в пластах каменной соли ограниченной мощности. Сущность метода заключается в бурении наклонно-горизонтальных скважин и образовании протяженных выработок-емкостей галерейного типа, расположенных вдоль простирания пласта. Несмотря на то, что стоимость бурения наклонных и горизонтальных скважин выше, чем вертикальных, возможность создания крупных хранилищ делает этот способ экономичным.

Схемы размыва емкости галерейного типа показана на рис. 6.8.

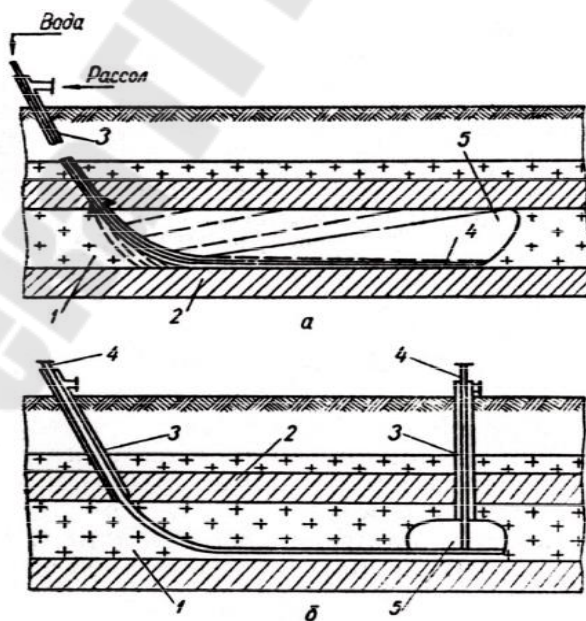


Рис. 6.8. Схемы размыва емкости галерейного типа через одну (а) и две (б) скважины: 1 – пласт соли; 2 – вмещающие породы; 3 – обсадные трубы для отбора рассола; 4 – водоподающая колонна труб; 5 – камера, образованная размывом (первая захватка)

При строительстве емкости бурят наклонную скважину с выходом на горизонтальную плоскость. Горизонтальное бурение скважины осуществляется для размыва больших емкостей при максимальном протяжении. Для обеспечения прочности и устойчивости подземной емкости в кровле и почве оставляют защитные целики соли толщиной 2,0–3,0 м. Чтобы обеспечить сохранность целика соли ниже камеры, горизонтальную часть скважины бурят выше подошвы пласта. Верхний защитный целик можно создать при размыве, задав программу выщелачивания.

Для размыва подземных емкостей галерейного типа используются двухколонные системы без применения нерастворителя. В пробуренную скважину до забоя спускают рабочую колонну труб. Размыв осуществляется по трем схемам.

Первая схема предусматривает размыв захватками. После насыщения воды солью рассол опускается вниз, а новые порции «свежей» воды поднимаются вверх. Образующийся рассол донасыщается при движении по соли вдоль скважины. Поэтому первоначально камера вытянута вдоль горизонтальной части скважины, а затем, постепенно развиваясь вверх, приобретает конечную форму (рис. 6.8, а). После размыва первой захватки эксплуатационная труба поднимается из скважины на заданную высоту. При этом горизонтальный участок укорачивается и начинается размыв следующей захватки. Эта схема размыва применяется в основном при наличии в пласте соли 5 - 10 % нерастворимых включений.

По второй схеме производят размыв одновременно на всю длину галерейной емкости на прямоточном и противоточном режимах. При этом площади поперечных сечений емкостей уменьшаются в направлении движения растворителя. Поэтому для получения камер одинакового сечения необходимо периодически изменять режимы размыва. Такой способ применяется в пластах чистой каменной соли.

Третья схема предусматривает сооружение подземных емкостей путем размыва с использованием наклонно-горизонтальной и вертикальной скважин (рис. 6.8, б). Этот способ следует использовать при создании хранилищ крупного объема.

В практике строительства подземных хранилищ первые две схемы являются ведущими. Однако выбор наиболее рационального пути основывается на технико-экономическом сравнении вариантов, учете технической возможности применения методов и схем в конкретных

геологических и горнотехнических условиях залегания каменной соли, формы и объемов емкости, условий прочности, планируемого срока строительства, способа доставки нерастворителя, наличия источников водоснабжения, а также возможностей сброса и утилизации рассола.

Определение объема и формы подземных емкостей

Строительство и эксплуатация подземных хранилищ требуют необходимости разработки и внедрения надежных методов и приборов контроля над формообразованием с целью получения емкостей заданной прочности и конфигурации. Создание в отложениях каменной соли камер заданной формы и объема возможно только с помощью управляемого размыва, который осуществляется путем закачки в технологическую скважину жидкого или газообразного нерастворителя, предохраняющего каменную соль от растворения в нежелательном направлении. При этом необходимо точно знать границу раздела нерастворитель – рассол.

Для отбивки уровня нерастворитель – рассол применяются различные способы: подбашмачный контроль, метод контрольной трубки, «нулевой» и электрический методы, радиоактивный каротаж, поплавковый. Они объединяются в две группы: периодический контроль с остановкой размыва и непрерывный контроль при работающей скважине.

Все описанные выше способы определения формы и замера объемов подземных камер при размыве каменной соли являются косвенными. Они позволяют получить лишь усредненный радиус конкретного сечения, что не характеризует истинную форму емкости, т. к. нерастворимые включения, пропластки, анизотропия соли способствуют асимметричному развитию емкости в процессе ее размыва. Более надежным способом, позволяющим установить действительную форму подземных камер и их ориентировку в пространстве, является ультразвуковая локация.

ТЕМА 7 Подземные хранилища шахтного типа

Подземные хранилища шахтного типа преимущественно создаются в горных породах, обеспечивающих долговременную

устойчивость выработок без применения или с минимальным применением крепи.

Выработки-емкости размещаются в различных по литологии горных породах, однако предпочтение отдается скальным породам с высокой крепостью (гранитам, гнейсам, плотным песчаникам, прочным карбонатным породам), в которых возможно размещение выработок большого поперечного сечения.

Основные требования к горно-геологическим условиям при строительстве хранилищ шахтного типа сводятся к следующему:

выработки-емкости хранилища следует размещать в горных породах ниже уровня подземных вод;

минимально допустимая глубина залегания горных пород, пригодных для размещения шахтного хранилища, определяется расчетом, исходя из размеров емкости, максимального допустимого давления в резервуаре, плотности горных пород, залегающих выше кровли хранилища;

степень обводненности породных массивов и положение местного уровня подземных вод должны отвечать условию, при котором давление воды на поверхности выработки-емкости превышает внутреннее давление продукта в выработке-емкости;

прочностные свойства горных пород должны отвечать условию сооружения выработок-емкостей, как правило, без применения крепи, кроме пород III категории устойчивости по СНиПу, в которых применение крепи допускается;

горные породы считаются пригодными, если они не фильтруют хранимый продукт, не содержат включений, влияющих на качество этого продукта, устойчивы к горному давлению.

Хранение нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов в подземных емкостях шахтного типа практически осуществимо в местах, где на определенной глубине залегают мощные устойчивые отложения непроницаемых горных пород или пород, поддающихся герметизации с помощью несложных инженерных мероприятий.

Диапазон горных пород, в которых могут быть созданы шахтные хранилища довольно широк. По литологическому составу к породам, пригодным для строительства, отнесены гипсы, ангидриты, мергели, плотные известняки, доломиты, граниты, калийные и каменные соли, глины и некоторые другие породы с коэффициентом крепости по шкале Протодяконова $f = 2-10$. При этом наиболее приемлемы гипсо-ангидритовые породы с хорошей устойчивостью в горных выработках.

Шахтные хранилища могут сооружаться в любых водоупорных породах (осадочных, магматических или метаморфических), химически инертных к углеводородам, и имеющих мощность не менее 15 м и необходимую глубину залегания.

Глубина залегания емкостей для светлых нефтепродуктов определяется при условии максимально возможного приближения их земной поверхности. Так, на глубине 20 м избыточное давление должно быть около 3 кг/см^2 , что в данных емкостях обеспечит условия хранения без потерь от испарения при «малых дыханиях».

Слабоуплотненные, рыхлые, макропористые и трещиноватые, кавернозные породы практически не пригодны для создания хранилищ.

Не рекомендуется строить подземные емкости шахтным способом в породах, вмещающих газ и нефть, так как им всегда сопутствуют пористые газопроницаемые структуры. Данные геологических и гидрогеологических изысканий должны быть предельно уточнены с помощью бурения разведочных скважин.

Переоборудованию под подземные хранилища допускаются отработанные горные выработки любой конфигурации и независимо от способа их вскрытия, но преимущественно горные выработки рудников и шахт по добыче полезных ископаемых с камерной и камерно-столбовой системами разработки.

Выработки, не пригодные к использованию в качестве хранилищ, должны быть изолированы от остальных выработок герметичными перемычками.

Конструкция шахтных хранилищ

Подземные хранилища, создаваемые шахтным способом, представляют собой комплекс горных выработок и сооружений. В состав комплекса входят следующие элементы: подземные выработки-емкости для хранения углеводородов, вскрывающие выработки, выработки вспомогательного назначения, наземные сооружения, технологическое оборудование (рис. 7.1).

Выработки-емкости представляют собой отдельные тоннели или камеры, отходящие от магистральных выработок, или систему горизонтальных взаимосвязанных выработок в зависимости от емкости хранилища и устойчивости пород, поперечное сечение

выработок-емкостей имеет круглую, сводчатую и трапециевидальную форму.

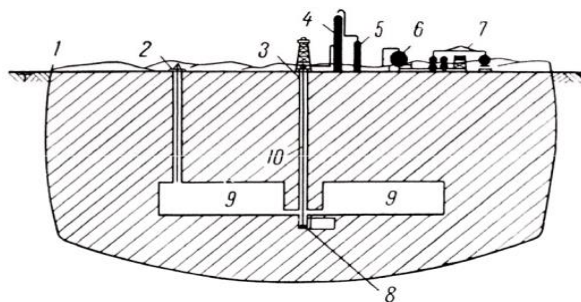


Рис. 7.1. Схема подземного шахтного хранилища сжиженного газа

1 – поверхность; 2 – трубопровод для закачки продукта; 3 – шахтный ствол; 4 – колонна для фракционирования; 5 – дегидратор; 6 – промежуточная емкость; 7 – наливная эстакада; 8 – насос; 9 – подземная емкость; 10 – трубопровод для выдачи продукта

Под вскрывающими выработками понимают вертикальные или наклонные стволы, связанные с горизонтальными выработками – штольнями. Вскрывающие выработки предназначены для соединения выработок-резервуаров с поверхностью, размещения трубопроводов и эксплуатационного оборудования. В зависимости от горно-геологических условий вскрывающие выработки бывают вертикальными, горизонтальными и наклонными.

К выработкам вспомогательного назначения относятся околоствольные (коллекторные) и подводящие выработки, камеры подземных насосных станций и эксплуатационные скважины. Форма поперечного сечения коллекторных выработок принимается в зависимости от горно-геологических условий по аналогии с типовыми сечениями откаточных горных выработок.

Подводящие выработки служат для сообщения коллекторных выработок с выработками-емкостями и размещения герметичных перемычек. Размеры поперечного сечения подводящих выработок принимаются минимальными по условиям проведения горнопроходческих работ, а также из соображений уменьшения размеров герметичных перемычек и упрощения работ при их возведении. Эксплуатационные скважины проходятся обычно роторным бурением с применением шарошечных долот диаметром до 500 мм.

Наземные сооружения шахтных хранилищ отличаются от аналогичных производственных комплексов наземных баз наличием приточно-вытяжных вентиляционных систем.

К технологическому оборудованию хранилищ относятся приемные и расходные трубопроводы, насосы, буферные наземные резервуары, измерительные устройства количества продукта, установки по подготовке продукта к хранению.

Геологические и горно-геологические условия, а также действующие технологические нормы обуславливают необходимость разработки различных схем и методов сооружения подземных хранилищ шахтного типа.

По схеме вскрытия шахтные газонефтехранилища подразделяются на хранилища с вертикальным стволом, наклонной вскрывающей выработкой и штольной (горизонтальной выработкой) (рис. 7.2).

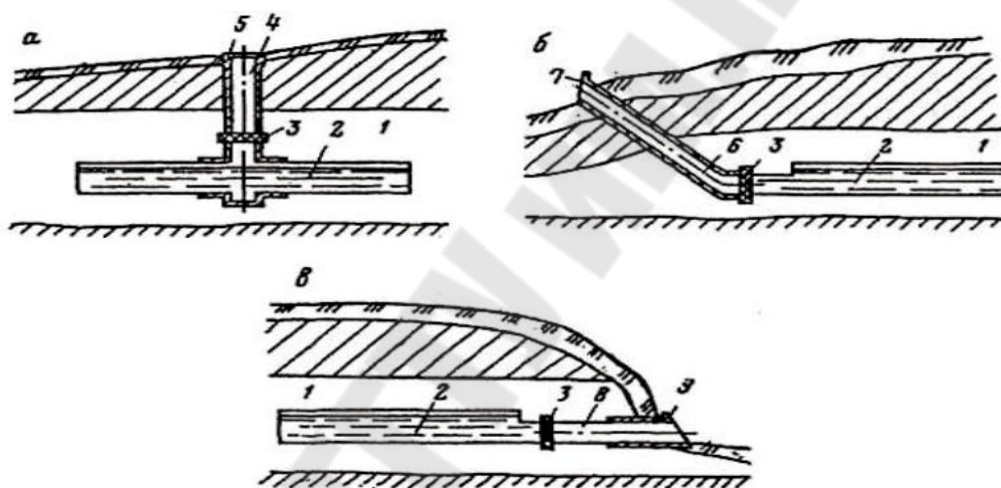


Рис. 7.2. Схемы шахтных хранилищ с вертикальной (а), наклонной (б) и горизонтальной (в) вскрывающими выработками:

1 – толща непроницаемых пород; 2 – выработка-емкость; 3 – герметичная перемычка; 4 – вертикальная вскрывающая выработка; 5 – оголовок; 6 – наклонная вскрывающая выработка; 7 – устье; 8 – горизонтальная вскрывающая выработка; 9 – портал

Выбор того или иного способа вскрытия осуществляется в зависимости от расположения рабочей толщи пород (глубины залегания и выхода на поверхность) и рельефа местности. В зависимости от объема хранилища, количества одновременно хранимых продуктов и условий проведения горнопроходческих работ в практике строительства применяются три основные схемы: хранилища камерного типа с замкнутой системой выработок-емкостей; хранилища камерного типа с обособленными выработками-емкостями; хранилища ячеистого типа.

Хранилища камерного типа с замкнутой системой выработок-емкостей предназначены для хранения как одного, так и нескольких видов продуктов при общем объеме емкостей более 50 тыс. м³ (рис. 7.3).

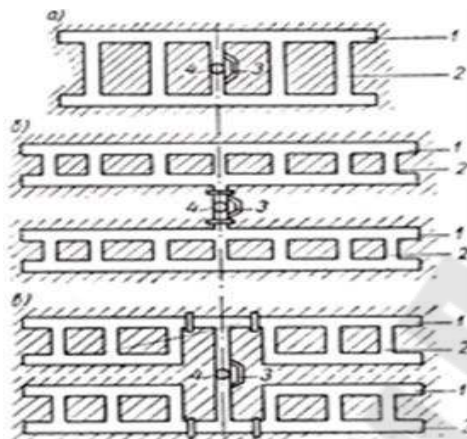


Рис. 7.3. Схемы шахтных газонефтехранилищ камерного типа с замкнутой системой выработок-емкостей для одного (а), двух (б) и четырех (в) видов продуктов:

1 – выработки-емкости; 2 – сбойки между выработками-емкостями; 3 – обходная выработка; 4 – вскрывающая выработка

Хранилища камерного типа с обособленными выработками-емкостями используются для хранения одного или нескольких видов продуктов при общем объеме емкостей до 50 тыс. м³. Хранилища ячеистого типа могут быть любого объема, они рассчитаны только на один продукт. Кровля выработок таких хранилищ поддерживается целиками, размеры которых составляют в плане 10×10 или 15×15 м. Емкость имеет форму прямоугольника или квадрата (рис. 7.4).

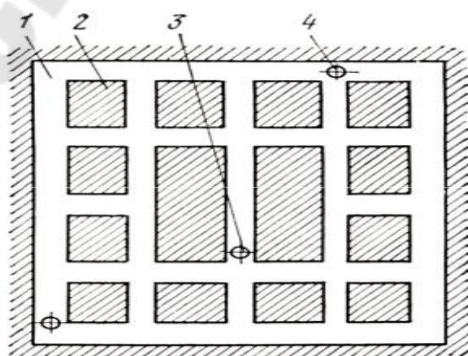


Рис. 7.4. Схема шахтного газонефтехранилища ячеистого типа:

1 – выработки-емкости; 2 – породный целик; 3 – вскрывающая выработка (ствол); 4 – вентиляционная скважина

Ствол располагается в центре, герметизирующая перемычка устраивается в стволе. Иногда кровля между целиками крепится анкерной крепью.

Наряду с хранилищами, расположенными в горизонтальных выработках-емкостях, используются и вертикальные выработки. Такие хранилища могут сооружаться и в проницаемых горных породах. В качестве примера можно привести вертикальные емкости, созданные в бывшем СССР и других странах. Они закрепляются монолитной железобетонной крепью (рис. 7.5).

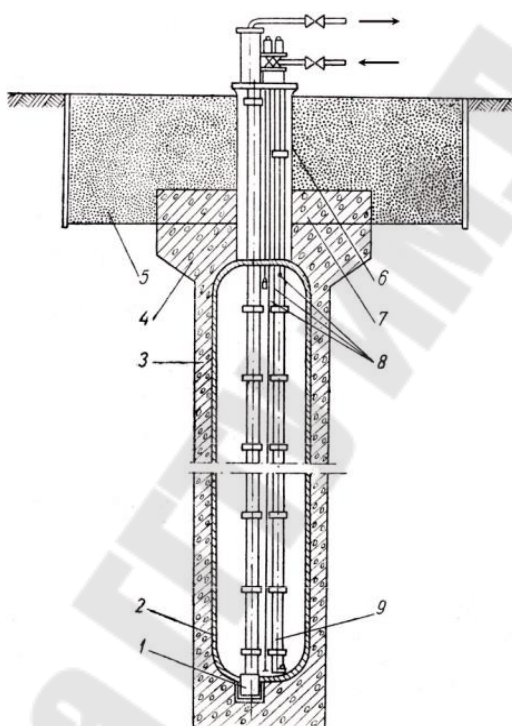


Рис. 7.5. Схема подземной емкости вертикального типа:

1 – насос для отбора газа; 2 – металлическая облицовка; 3 – железобетонная крепь; 4 – железобетонный воротник; 5 – грунтовая засыпка; 6 – горловина; 7 – перекрытие; 8 – мерные трубы; 9 – трубопровод для закачки газа

Вместимость вертикальных емкостей составляет 1 000–1 200 м³ при диаметре 6 м и глубине заложения днища 45 м. Для емкостей предусматриваются железобетонные перекрытия, размещаемые примерно на 5 м ниже поверхности земли. Над перекрытием выполняется грунтовая засыпка до нулевой отметки. При строительстве вертикальных емкостей для обеспечения герметизации применяют также металлическое крепление стен.

Экономическая эффективность создания подземных газонефтехранилищ в непроницаемых устойчивых породах

значительно возрастает, если в качестве емкостей используются горные выработки отработанных шахт и рудников. Причем при сооружении хранилищ шахтного типа возможно применение как всего комплекса горных выработок, так и их части.

Как правило, в качестве выработок-емкостей используются горизонтальные выработки камерного типа. Выработки-емкости в устойчивых породах проектируются как без крепи, так и с применением анкерной крепи. В ряде случаев применяется набрызг-бетонная крепь.

Технология сооружения вертикальных выработок

К вертикальным выработкам относятся стволы, вскрывающие рабочую толщу горных пород, в которой будет размещаться подземное хранилище. На проходку вертикальных стволов при строительстве хранилищ обычно затрачивается 40–50 % всего времени строительства. При объеме хранилища более 25 000 м³ проходят главный ствол и два вентиляционных, при объеме более 35 000 м³ число стволов увеличивается до трех и более.

Стволы в период строительства хранилищ используются для спуска и подъема грузов и рабочих, извлечения породы, вентиляции, прокладки водоотводящих труб, кабелей и т. п.

При эксплуатации стволы могут выполнять следующие функции: быть емкостью для размещения хранимого продукта; частично использоваться в качестве емкости (только в пределах непроницаемой толщи пород до герметичной перемычки, размещенной в нижней части ствола); служить выработкой для сообщения поверхностей с подземными емкостями, а также размещения технологических подземно-транспортных и специальных коммуникаций.

При определении размеров поперечного сечения вертикальных стволов учитываются габариты и расположение подъемных сосудов, величина зазоров между ними и крепью. Диаметр стволов колеблется в пределах 4,0–6,0 м. Проявляется тенденция к уменьшению диаметра стволов до минимума, что дает возможность обеспечить надежную герметизацию хранилищ.

Шахтный ствол (рис. 7.8) состоит из верхней части – устья с воротником, основной части – вертикальной протяженной закрепленной выработки, сопряжения ствола с околоствольными выработками и нижней части – зумпфа.

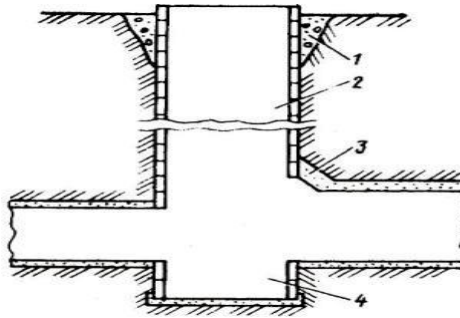


Рис. 7.8. Шахтный ствол:

1 – воротник; 2 – вертикальный ствол; 3 – сопряжение ствола с околоствольными выработками; 4 – зумпф

Стволы подземных хранилищ имеют поперечные сечения различных форм. Наиболее широко применяется круглая форма, позволяющая использовать стандартные виды крепи (сборная тубинговая крепь, металлические обсадные трубы, монолитный бетон). К постоянной крепи вскрывающих выработок предъявляются требования долговечности и огнестойкости. В некоторых случаях крепь (или участок крепи) должна дополнительно обладать продуктоводонепроницаемостью, способностью выдерживать внутреннее давление. Материалами, полностью или частично соответствующими этим требованиям, в настоящее время являются монолитный или сборный железобетон и металл, иногда для постоянной крепи стволов используются комбинации этих материалов.

При строительстве подземных хранилищ вертикальные выработки (стволы) проходятся, как обычным способом посредством буровзрывных работ, так и специальным – с помощью бурения буровыми агрегатами, а в сложных геологических условиях – путем замораживания.

Технология сооружения горизонтальных выработок

Подземная часть хранилищ шахтного типа включает в себя систему горизонтальных выработок вспомогательного и основного назначения. К выработкам вспомогательного назначения относятся околоствольные (коллекторные) выработки и подводящие. К основным выработкам относятся выработки (камеры)-емкости, в которых впоследствии хранится нефть, нефтепродукты, сжиженные, а иногда и природные газы.

Форма коллекторных и подводящих выработок может быть трапециевидной, прямоугольно-сводчатой, арочной и определяется интенсивностью горного давления, видом крепи или ее отсутствием.

Формы поперечных сечений выработок подземных хранилищ показаны на рис.7.2.

Для крепления пород применяют **анкерование**. Под анкерованием понимается искусственное упрочнение пород, окружающих горную выработку, путем скрепления отдельных пластов и наслоений слагающих пород анкерными болтами с подхватами. Используют большое число различных типов анкерных болтов.

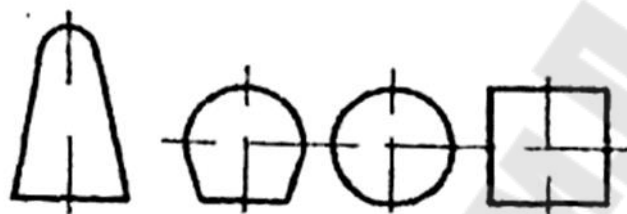


Рис.7.2. Форма поперечных сечений выработок подземных хранилищ

Длина анкерных болтов 1,2—1,8 м, диаметр 18 —24,5 мм.

Крепление анкерными болтами выработок производится с затяжкой кровли и стен металлической сеткой, с опорными планками, с подхватами из швеллера или круглой арматуры, с торкретированием стенок по металлической сетке.

Площадь поверхности выработок, приходящаяся на один устанавливаемый болт, зависит от устойчивости пород и составляет до 3 м².

Подземные хранилища шахтного типа эффективны только в исключительно благоприятных условиях при создании очень крупных хранилищ.

ТЕМА 8 Льдогрунтовые хранилища для светлых нефтепродуктов

Во второй половине XX века началось освоение нефтегазовых месторождений, расположенных за Полярным кругом. Здесь, в условиях вечной мерзлоты и сильных морозов при температуре до -50° началась добыча нефти и газа. В бывшем СССР, а затем и в России, были освоены уникальные крупные месторождения Уренгой, Ямбург, Ямал. Обустройство газоконденсатных и нефтяных месторождений,

отдаленных от основных промышленных районов, обусловило необходимость создания в этих районах крупных резервуарных парков для хранения жидких углеводородов. Кроме того, в районы Крайнего Севера и северо-восточной части России горючее завозят преимущественно танкерами в период короткой летней навигации. Поэтому возникает необходимость сооружать резервуары, обеспечивающие хранение годового запаса нефтепродуктов.

Вечномерзлые горные породы, в которых предусматривается размещение выработок-емкостей, должны удовлетворять следующим требованиям:

- находиться в естественном твердомерзлом состоянии;
- иметь экранирующую способность (непроницаемость);
- быть химически нейтральными по отношению к продукту, предназначенному для хранения.

Максимальная естественная температура вечномерзлых горных пород, при которой допускается строительство в них подземных хранилищ, должна быть ниже температуры их оттаивания. Мощность пород, в которых размещается подземная емкость, должна составлять не менее 0,8 м. Глубина залегания кровли составляет от 10 до 40 м.

Однокамерные подземные льдопородные хранилища строят на один продукт, многокамерные – на несколько видов. Размеры междукамерных целиков для обеспечения длительной устойчивости камер принимают не менее 15 м. При хранении в многокамерных емкостях продуктов нескольких видов выработки-емкости изолируются друг от друга герметичными перемычками.

Технология строительства подземных хранилищ в вечномерзлых породах

В условиях вечномерзлых пород сооружают подземные хранилища следующих типов: шахтные, траншейные, в пластовых льдах через скважины.

Льдопородное шахтное хранилище состоит из подземных резервуаров, вскрывающих выработок, охлаждающих устройств, наземных зданий и сооружений, подъездных путей, инженерных коммуникаций и трубопроводов.

В зависимости от типа вскрывающей выработки подземные хранилища могут быть с вертикальным (рис. 8.1) и наклонным (рис.8.2)

стволами. Число вскрывающих выработок обычно не более одной. Допускается применение большего числа вскрывающих выработок, если оно обосновано технико-экономическими расчетами.

Емкости подземных хранилищ представляют собой горизонтальные выработки длиной около 200 м. Ширина пролета емкости устанавливается исходя из геологических и геокриологических условий, но не более 8 м. В хранилищах такого типа давление насыщенных паров хранимых нефтепродуктов не должно превышать $9,31 \cdot 10^4$ Па.

Конструкцию хранилища и способы производства работ принимают в зависимости от геологических и горнотехнических условий, назначения и объема хранилища. Технологические процессы строительства подземного хранилища аналогичны горному, но с учетом специфических свойств многолетнемерзлых пород.

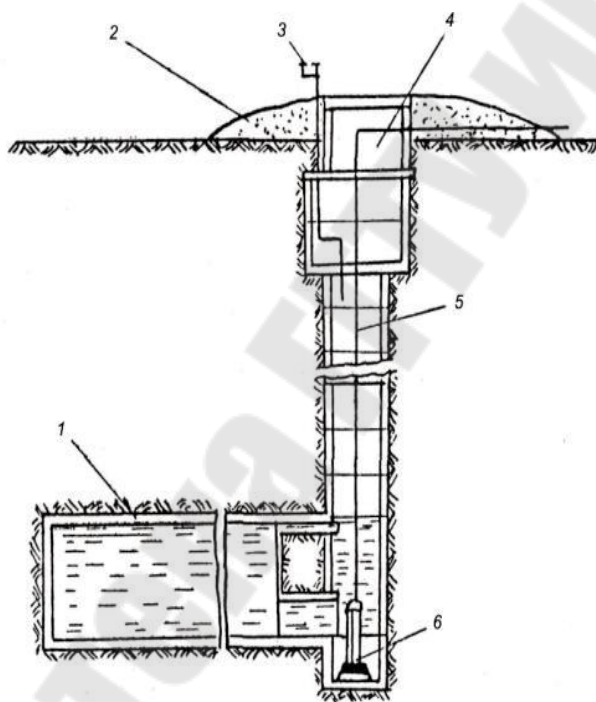


Рис. 8.1. Схема подземного льдопородного хранилища шахтного типа, вскрытого вертикальным стволом:

1 – ледяная облицовка; 2 – термоизоляционная засыпка; 3 – дыхательный клапан; 4 – ствол; 5 – продуктопровод; 6 – глубинный насос

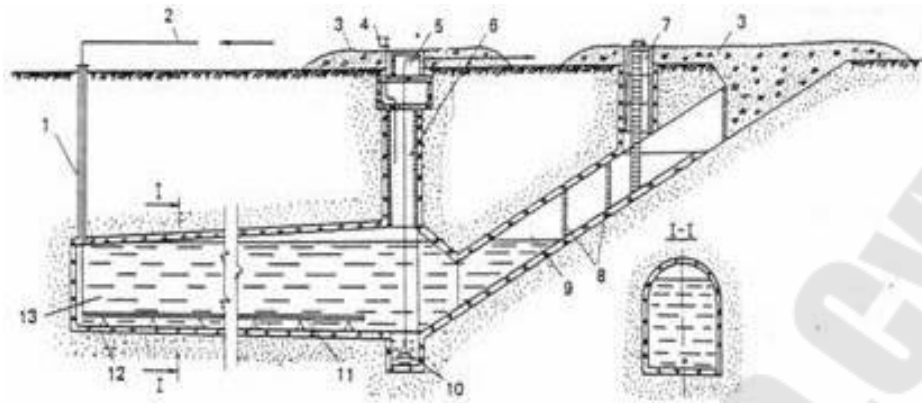


Рис. 8.2. Схема подземного льдопородного хранилища шахтного типа, вскрытого наклонным стволом:

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 слива нефтепродукта; 12 – ледяная облицовка; 13 – выработка-емкость с нефтепродуктом

Технология проведения выработок-емкостей шахтного типа в условиях многолетнемерзлых породных массивов и изменений температурного режима выдвигает необходимость применения различных методов крепления стенок камер с целью повышения прочности и герметичности. Так, в условиях низких температур приемлемо применение анкерных крепей и набрызг-бетона. Наиболее эффективным считается применение железобетонных анкеров и анкеров с омоноличивающими составами на основе полимерных смол. Положительные результаты были получены при технологии возведения набрызг-бетонных крепей при отрицательных температурах скальной поверхности и воздушной среды в выработках до минус 10 °С. В состав набрызг-бетона в выработках с отрицательной температурой породы и воздуха включались добавки, обеспечивающие защиту бетона от промерзания.

Траншейные ледоподобные хранилища представляют собой протяженную горизонтальную выработку (траншею), сооружаемую открытым горным способом с ледовым перекрытием в форме свода. Хранилище сооружается при отрицательной температуре (рис. 8.3).

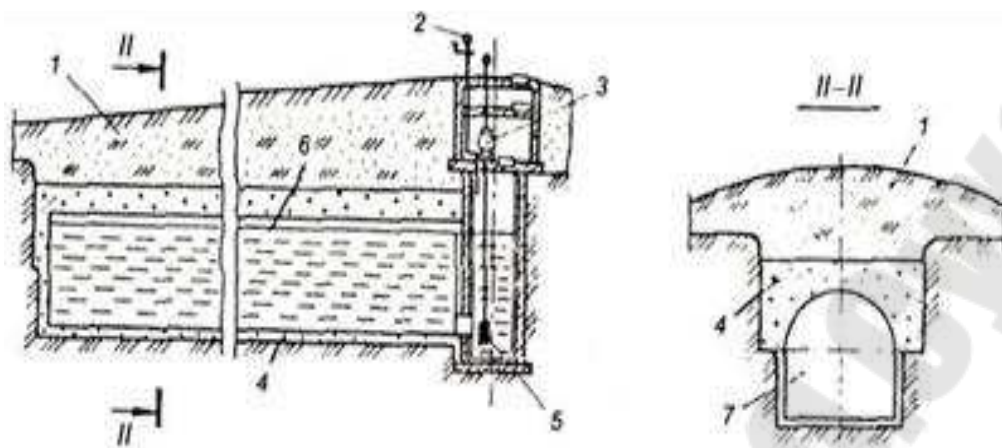


Рис. 8.3. Схема траншейного льдопородного хранилища:
 1 – термоизоляционная засыпка; 2 – дыхательный клапан; 3 – электродвигатель; 4 – ледяная облицовка; 5 – погружной насос; 6 – уровень продукта в подземном хранилище; 7 – подземный резервуар

Ширина хранилища устанавливается в зависимости от реологических свойств льда, но не более 5 м. Внутреннюю поверхность хранилища облицовывают слоем пресноводного льда толщиной 0,05 м или льдом из морской воды. Облицовку стенок льдом и оборудование свода выполняют при средней температуре воздуха не более -5°C . Лед на стенки и своды емкости намораживают путем заливания воды в пространство между опалубкой и почвой.

Ледяное перекрытие емкости сооружается сводчатой формы с опиранием на грунтовые бермы шириной не менее 1 м, оставляемые по контуру траншеи. Свод верхней части должен иметь толщину не менее 1,5–2,0 м. Верхнюю образующую ледяного покрытия предусматривают на 0,5 м ниже поверхности земли.

На ледяное покрытие сверху наносят мерзлый грунт, слой торфа или другого теплоизоляционного материала. Термоизоляцию рассчитывают так, чтобы на ледяной поверхности свода температура не превышала минус 3°C .

Поступление продукта в резервуар предусматривается самотеком. Продукт из резервуара отбирают при помощи погружных, артезианских или обычных насосов, размещенных в подземных камерах.

При сооружении льдопородных хранилищ учитывают температурные режимы эксплуатации резервуаров.

В льдопородные резервуары сливают, как правило, нефтепродукты с отрицательной температурой. Охлаждение

нефтепродуктов производится с применением природных хладореагентов (мерзлый грунт и лед) и комбинированным способом (криогенным в сочетании с искусственным охлаждением).

Испытания подземных льдопородных хранилищ на герметичность проводят до нанесения ледяной облицовки. Предварительно герметизируют все каналы, соединяющие емкость с поверхностью земли. Давление при испытаниях составляет 0,025 МПа для шахтных резервуаров и 0,002 МПа – для траншейных.

Траншейные льдопородные хранилища по капитальным вложениям и эксплуатационным затратам более эффективны, чем шахтные.

ТЕМА 9 Подземные хранилища, сооружаемые методом внутренних взрывов

Наряду с подземными хранилищами углеводородов, образованными в солях и хранилищами шахтного типа, разрабатывались новые методы и конструкции подземных хранилищ, расширялась область их применения. Впервые в бывшем СССР был разработан метод подземного захоронения токсичных промышленных отходов в подземных резервуарах, сооружаемых камуфлетными взрывами.

Подземные хранилища, сооружаемые этим способом, состоят из подземной емкости (полости), скважины с системой технологических трубопроводов и комплекса поверхностных сооружений. Такие хранилища могут создаваться как взрывами обычных ВВ в пластичных горных породах, так и при помощи ядерных зарядов в породах различной крепости.

Под воздействием камуфлетного взрыва подземная емкость образуется вследствие уплотнения пластичных пород.

Подземные емкости, образуемые взрывами сосредоточенных зарядов ВВ, по форме близки к сферической.

Участок для строительства подземных хранилищ методом камуфлетных взрывов выбирается исходя из наличия пригодной толщи глинистых пород и возможности ведения в данном районе взрывных работ. Подземные емкости сооружаются в литологически однородных слоях глинистых пород мощностью не менее 15 м с глубиной залегания: для жидких нефтепродуктов 20–120 м, сжиженных газов 60–150 м, жидких удобрений 20–50 м.

Для того чтобы получить подземные резервуары емкостью 100, 200, 400, 500, 700, 1 000 м³ необходима минимальная мощность горных пород соответственно 18, 23, 27, 30, 33 и 38 м, т. е., в 2–3 раза превышающая радиус шара равного объема.

Благоприятными для создания подземных полостей являются глинистые породы с числом пластичности не менее 12, коэффициентом водонасыщенности не более 0,9, коэффициентом диффузии в пределах 10^{-5} – 10^{-6} см²/с.

На практике строительства применяются два метода сооружения: образование полости через скважину и образование полости через шурф. Работы ведутся в такой последовательности: бурение скважины (шурфа) и цементация затрубного пространства; выполнение прострелочных и взрывных работ (рис. 9.1).

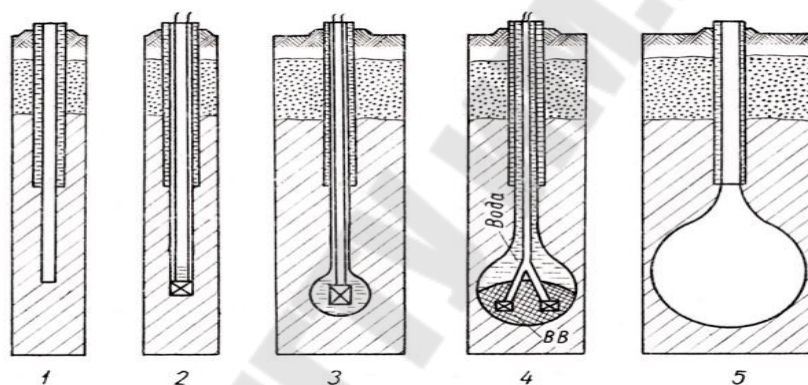


Рис. 9.1. Технологическая схема сооружения подземной емкости способом глубинных взрывов:

- 1 – бурение и обсадка скважины; 2 – первый прострелочный заряд; 3 – второй прострелочный заряд; 4 – основной заряд ВВ; 5 – готовая подземная емкость

Технологическая скважина при строительстве подземных хранилищ методом камуфлетных взрывов предназначена для спуска и размещения заряда ВВ, ведения взрывных работ по образованию подземной полости и дальнейшей ее эксплуатации.

На первом этапе сооружения емкости скважины бурят самоходными буровыми станками УРБ-3М, УРБ-2А, АБВ-3, УШБ-16, в комплект поставки которых входит оборудование для цементации затрубного пространства.

До глубины обсадки каждую скважину бурят диаметром 350–400 мм. Скважины обсаживают трубами нефтяного сортамента, а цементирование затрубного пространства – расширяющимся

цементным составом. Разбуривание цементной пробки и добуривание скважины осуществляется диаметром 250–300 мм до глубины заложения заряда. Скважина считается подготовленной к производству взрывных работ, если она герметична, а искривление ствола не превышает 1–2°.

На втором этапе сооружения емкостей производятся взрывные работы. Создание подземной емкости взрывным способом заключается в том, что в нижней части скважины после взрыва нескольких небольших зарядов ВВ возникает сферическая полость, в которую помещается основной заряд большей величины. При взрыве основного заряда пластичная порода подвергается пластическому течению и уплотнению, в результате чего образуется шарообразная емкость с упрочненными стенками. Ее размеры зависят от величины заряда ВВ и сжимаемости среды.

При образовании подземных емкостей методом камуфлетных взрывов применяются водостойчивые ВВ (аммонит № 6ЖВ, детонит М, аммонал водостойчивый и др.).

Параметры взрывных работ при строительстве подземных хранилищ методом камуфлетных взрывов рассчитываются в следующей последовательности.

Масса основного заряда

$$Q = q \cdot V \cdot e \quad (9.1)$$

где q – удельный расход ВВ, кг/м³, V – проектный объем полости, м³; e – коэффициент относительной мощности ВВ.

Коэффициент относительной мощности ВВ имеет следующие значения:

Таблица 9.1

Аммонит №6ЖВ	1,0	Гранулит М	1,1
Гранулотол	1,2	Игданит	1,13
Граммонит 50/50-В	1,01	Аммонал водостойчивый	0,9
Граммонит 79/21	1,0	Детонит М	0,82
Гранулит АС-4	0,98	Граммонал А-8	0,8
Гранулит АС-8	0,89		

Глубина заложения заряда для глинистых пород, имеющих влажность 10–20 %, плотность не более 2,0 г/см³, пористость 30 % и показатель протреливаемости 0,1–0,3 м³/кг, определяется из выражения:

$$H \geq (48 - 50) \cdot R_0 \quad (9.2)$$

где R_0 – радиус сосредоточенного заряда ВВ, м.

$$R_0 = \sqrt[3]{\frac{3Q}{4\Pi}} \quad (9.3)$$

где Q – масса сосредоточенного заряда, кг; Π – плотность взрывчатого вещества, кг/м³.

ТЕМА 10 Особенности эксплуатации подземных хранилищ газа

Этап опытно-промышленной эксплуатации (далее ОПЭ) ПХГ начинается с первой закачки газа в объект хранения и продолжается до выхода хранилища на проектные показатели ОПЭ.

Основными задачами, решаемыми в период ОПЭ, являются:

- проведение опытной эксплуатации ПХГ;
- оценка возможности выхода хранилища на проектные показатели и обеспечение его безопасной циклической эксплуатации;
- развитие и дополнение информационной базы данных текущими данными эксплуатации;
- уточнение и совершенствование геологической и технологической модели эксплуатации.

По результатам ОПЭ выполняется анализ ОПЭ, где на основании проведенных наблюдений и исследований дают заключение о дальнейшем развитии хранилища и возможности выхода на утвержденные проектные показатели циклической эксплуатации, в противном случае выполняют коррективы технологического проекта ПХГ.

Циклическая эксплуатация подземных хранилищ газа

Этап циклической эксплуатации ПХГ начинается с выхода хранилища на утвержденные проектные показатели и продолжается до консервации (ликвидации) хранилища.

Эксплуатацию наземного оборудования ПХГ осуществляют в соответствии с действующими нормативными документами.

Эксплуатацию объекта хранения газа осуществляют в соответствии с технологическим проектом ПХГ, режимом эксплуатации ПХГ, обеспечением объектного мониторинга недр при наличии информационной базы данных, геологической и технологической модели ПХГ.

Расчет режима эксплуатации ПХГ проводится в соответствии с технологической моделью хранилища на планируемый сезон закачки (отбора) газа, который согласовывается и утверждается в установленном порядке. Режим эксплуатации ПХГ содержит:

- анализ подготовки хранилища к предстоящему сезону закачки (отбора) газа;
- динамику изменения основных технологических показателей на планируемый период закачки (отбора) газа;
- график зависимости максимальной суточной производительности хранилища от пластового давления в объекте хранения.

При циклической эксплуатации организация (разработчик) технологического проекта ПХГ не реже одного раза в 5 лет разрабатывает обеспечение объектного мониторинга недр при эксплуатации подземных хранилищ газа (далее обеспечение), согласованное с территориальными органами Проматомнадзора, в котором предусматривает все виды наблюдений и исследований, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации хранилища в соответствии с утвержденными проектными показателями.

Не реже одну раз в 5 лет по результатам работ, проведенных в соответствии с Регламентом, организация (разработчик) выполняет Анализ эксплуатации ПХГ (далее анализ), где раз разрабатывают рекомендации по обеспечению циклической эксплуатации в соответствии с технологическим проектом ПХГ.

Анализ включает следующие разделы:

- введение, где указывают основание для постановки и выполнении работы, состояние объекта, объем и последовательность выполненных работ, краткое содержание основных разделов и ответственных исполнителей;
- краткая геолого-гидродинамическая характеристика объекта, состояние изученности, фонд скважин, схема обустройства и основные проектные и достигнутые технологические показатели эксплуатации;
- анализ адекватности геологической и технологической модели ПХГ;
- фактические показатели закачки (отбора) газа по объекту в целом, действующему фонду скважин, водному фактору, выносу песка, состоянию подземного и наземного оборудования;
- анализ показателей закачки (отбора) газа, производительности скважин, сопоставление их с проектными или утвержденными на данный сезон;

- оценка баланса газа, затрат газа на собственные технологические нужды (далее СТН);

- результаты работ по контролю герметичности, изменению газонасыщенности, распространению газонасыщенного контура, обводнению эксплуатационных скважин, заколонным и межколонным газопроявлениям, промысловым исследованиям;

- анализ проведенных геофизических, геохимических, газодинамических и других исследований на ПХГ;

- оценка состояния ИБД;

- выводы и предложения, рекомендации по дальнейшей эксплуатации объекта, совершенствованию ИБД, геологической и технологической модели эксплуатации. По результатам анализа разработчик дает заключение о соответствии проектных и фактических показателей эксплуатации ПХГ и необходимости их корректировки.

При эксплуатации ПХГ осуществляют постоянный расчет (замер) затрат газа на собственные технологические нужды (далее СТН), результаты которых регистрируют и учитывают при ведении баланса газа в объекте хранения.

Ведение баланса газа в объекте хранения (с учетом затрат газа на СТН) осуществляет геологическая служба ПХГ.

Организация, ведущая авторский надзор за эксплуатацией ПХГ, на основе технологической модели осуществляет контроль за балансом газа в газохранилище и оценивает возможные пластовые потери.

При значительном расхождении расчетных и учетных данных объема газа в объекте хранения проводят анализ причин отклонений, разрабатывают мероприятия по их устранению и вносят поправки в систему ведения баланса газа на ПХГ.

Скорректированный объем газа в объекте хранения и пластовые потери рассматриваются и утверждаются в установленном порядке.

Энергосбережение на ПХГ осуществляют в соответствии с концепцией энергосбережения на ПХГ и программой энергосбережения на ПХГ.

Раз в год пользователь недр проводит анализ выполнения программы энергосбережения на ПХГ, рассчитывает показатели энергоэффективности ПХГ по природному газу, тепло- и электроэнергии в соответствии с утвержденными методиками и положениями. По результатам анализа разрабатывают мероприятия по энергосбережению на перспективу.

При нарушении герметичности объекта хранения эксплуатацию хранилища приостанавливают до разработки мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПХГ (далее мероприятий), согласования с территориальными органами Проматомнадзора и утверждения в установленном порядке.

В мероприятиях приводят анализ возможных причин нарушения герметичности ПХГ, программу необходимых исследований по выявлению причин перетока газа и перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПХГ.

Решение о дальнейшей эксплуатации хранилища принимается пользователем недр на основе результатов внедрения мероприятий при наличии согласования Проматомнадзора.

Литература

1. Гаев А.Я, Щугоров В.Д., Бутолин А.П. Подземные резервуары. - М.: Недра, 1986
2. Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф., Васильев В.А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. – М.: Недра, 1978. – 405с.
3. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. М.: Недра, 1987.
4. Задора Г.И. Подземное хранение газов и углеводородных жидкостей в непроницаемых горных породах. – М.: 1979. – 26с.
5. Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д., Васильев Г.Г., Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. Учебник для вузов. – Москва, 2004. – 358 с.
6. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 428с.
7. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 432 с.
8. Казарян В.А. Подземное хранение углеводородов в солевых отложениях. –Изд.: ИКИ, 2006. – 464 с.
9. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.:Недра, 1984. – 487 с.
10. 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.
11. 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.
12. Нагорный В.П., Глоба В.М. Сооружение и эксплуатация подземных хранилищ углеводородов в отложениях каменной соли. – К.: Эссе, 2010. – 176 с
13. Стулов Г.Г.. Сооружения газохранилищ и нефтебаз. - М.: Недра, 1973.
14. Ширковский А.И., Задора Г.И. Добыча и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
15. Яковлев Е.И. Газовые сети и хранилища. Учебник для вузов.-2-ое изд. перераб. и доп.- М.:Недра,1991.-400 с.

Содержание

Введение	3
Тема 1. Состав и классификация природных газов	7
Тема 2. Подземное хранение газа в пористых и проницаемых коллекторах	12
Тема 3. Подземное хранение газа в истощенных или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях	23
Тема 4. Подземное хранение газа в выработанных нефтяных и газоконденсатных месторождениях	28
Тема 5. Подземное хранение газа в ловушках водонасыщенных коллекторов	31
Тема 6. Подземное хранение газа в пустотах	40
Тема 7. Подземные хранилища шахтного типа	59
Тема 8. Льдогрунтовые хранилища для светлых нефтепродуктов	68
Тема 9. Подземные хранилища, сооружаемые методом внутренних взрывов	73
Тема 10. Особенности эксплуатации подземных хранилищ газа	76
Литература	80

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого