

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Классификация и анализ возможных методов сооружения подземных газохранилищ УДК 622.691.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Верхоунженский Владислав Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Кончакова Н.В.	Доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Глызина Т.С.	Старший преподаватель		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Алексеев Н.А.	Старший преподаватель		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	Кандидат технических наук		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ	6
1.1 Понятие природного газа, химические и физические свойства.....	6
1.2 Анализ регионального распределения.....	8
1.3. Добыча природного газа. Анализ крупнейших месторождений	10
1.4 Транспорт природного газа.....	13
2 ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА.....	17
2.1 Анализ методов строительства подземных хранилищ газа.....	18
2.1.1 Хранение газа в отложениях каменных солей.....	19
2.1.2 Метод глубинных взрывов.....	21
2.1.3 Шахтные хранилища	23
2.1.4. Льдогрунтовые хранилища.....	25
2.1.5 ПХГ в водонасыщенных пластах и выработанных месторождениях	27
2.2 Сравнение методов строительства подземных хранилищ газа.....	31
2.3 Основные параметры пласта.....	33
2.4 Процесс закачки газа в пласт	37
2.5 Эксплуатация ПХГ	40
2.6 Активный и буферный газ.....	43
2.7 Проблемы, возникающие при хранении газа под землей.....	45
2.7.1 Утечки газа из ПХГ.....	46
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
4.1 SWOT – анализ.....	49
4.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	51
4.3 Сроки и этапы функционирования ПХГ	53
4.4 Основные риски	55
4.5 Бюджет строительства ПХГ	57
4.6 Доход предприятия от сооружения ПХГ.....	61
4.7 Итоги раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	64

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПХГ	67
5.1 Производственная безопасность	68
5.2 Экологическая безопасность.....	75
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	81
5.5 Расчет молниезащиты буровой платформы, применяемой при бурении дополнительных скважин на ПХГ	82
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	85

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время природный горючий газ является одним из важнейших полезных ископаемых, необходимых для функционирования инфраструктуры страны. В результате реализации Программы газификации регионов РФ с 2005 по 2014 гг. средний уровень газификации в России вырос с 53,3% до 65,4% в том числе в городах — с 60% до 70,3%, в сельской местности — с 34,8% до 54,6%. В следствие этого, объемы потребления газа так же выросли, неминуемо потребовав роста его добычи.

На данный момент Россия является лидером по запасам природного газа. По данным ОПЕК за 2014-й год доказанные запасы газа в РФ достигают значения 49,541 трлн.м³, что в свою очередь составляет 24,6% от мировых запасов данного ресурса. [1]

Тем не менее, несмотря на активную добычу газа, развитую инфраструктуру транспорта и снабжения потребителей, а также налаженную систему импорта за границу, в процессе роста потребления в нашей стране возникла проблема «сезонности». Под сезонностью подразумевается значительное увеличение потребления природного газа в холодное время года, в отличии от теплого периода, наряду с тем, что добыча в холодное время года наоборот, несколько сокращается.

Для решения данной проблемы разработана и используется технология строительства хранилищ газа. В настоящее время наибольший результат приносит строительство именно подземных хранилищ газа. Надземные газгольдеры все еще находят применение, но только в незначительных масштабах. Таким образом, главным направлением любых исследований касаясь подземных хранилищ газа, является анализ методов их сооружения.

Целью данной работы является анализ известных способов строительства подземных газохранилищ, и выбор наиболее эффективного из них.

Задачами работы является:

1. Анализ таких способов хранения газа как: заполнение водонасыщенных пластов и выработанных месторождений нефти и газа; хранение газа в подземных ядерных кавернах; размыв каменных солей через скважины, и закачка газа в образовавшееся пространство; хранение в горных породах, шахтах и рудниках; строительство в вечномёрзлых породах;
2. Технологический расчет хранилища, строительство которого возможно в Томской области;
3. Экономический расчет строительства ПХГ находящейся в Томской области;
4. Анализ вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды, определение основных мероприятий по охране труда и окружающей среды. Проведение технологического расчета молниеотвода для буровой вышки, эксплуатируемой для формирования дополнительных скважины на ПХГ.

1 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

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. [2]

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. [1]

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 (CO_2), 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.

Физические свойства природного газа зависят от его состава. Значения основных характеристик приведены в таблице 1.

Таблица 1. Физические свойства природного газа

Плотность ПГ	От 0,68 до 0,85 кг/м ³ (Сухое газообразное состояние) 400 кг/м ³ (жидкое состояние)
--------------	--

Температура самовозгорания ПГ	650 °С
Взрывоопасные концентрации (объемной) смеси ПГ с воздухом	5% - 15%
Удельная теплота сгорания ПГ	28-46 МДж/м ³ (6,7-11,0 Мкал/м ³) или (8-12 кВт ч/м ³)
Октановое число ПГ, в случаях его использования в двигателях внутреннего сгорания.	120-130

Природный газ в 1,8 раз легче воздуха, поэтому в случае возникновения утечки он поднимается вверх, а не собирается в низинах.[1]

1.2 Анализ регионального распределения

Огромные запасы природного газа сосредоточены в осадочной оболочке земной коры. В соответствии с теорией органического (биогенного) происхождения, эти запасы образованы в результате разложения останков живых организмов. Так же существует теория, что ПГ образуется при больших температурах и давлениях, чем нефть. Это подтверждается тем фактом, что большинство известных месторождений газа расположены более глубоко в земной коре, чем месторождения нефти.

В 24 июня 2015 года ОПЕК (организация стран – экспортеров нефти), организация, созданная нефтедобывающими странами в целях контроля квот добычи на нефть, опубликовала Статистический бюллетень за 2014-й год по доказанным запасам природного газа.

Согласно этой статистике, в конце 2014-го года мировые запасы природного газа составляли 201,139 трлн м³. Лидером по запасам среди всех стран оказалась Россия (49,541 трлн м³, или 24,6%), второе место занял Иран (34,020 трлн м³, или 16,9%), третье – Катар (24,531 трлн м³, или 12,2%). Более подробный список представлен в таблице 2, оригинальный же документ имеет более 100 страниц.

Таблица 2. Мировые запасы газа

№	Страна	Запасы трлн м3 на 2014 год (ОПЕК)	Доля в % от мировой	№	Страна	Запасы трлн м3 на 2014 год (ОПЕК)	Доля в % от мировой
1	Россия	49,541	24,6%	23	Индия	1,355	0,7%
2	Иран	34,020	16,9%	24	Азербайджан	1,300	0,6%
3	Катар	24,031	12,2%	25	Нидерланды	1,044	0,5%
4	Туркмения	9,934	4,9%	26	Украина	0,952	0,5%
5	США	9,580	4,8%	27	Оман	0,950	0,5%
6	Саудовская Аравия	8,489	4,2%	28	Пакистан	0,749	0,4%
7	ОАЭ	6,091	3,0%	29	Мьянма	0,485	0,2%
8	Венесуэла	5,617	2,8%	30	Бразилия	0,458	0,2%

№	Страна	Запасы трлн м3 на 2014 год (ОПЕК)	Доля в % от мировой	№	Страна	Запасы трлн м3 на 2014 год (ОПЕК)	Доля в % от мировой
9	Нигерия	5,111	2,5%	31	Великобритания	0,452	0,2%
10	Алжир	4,504	2,2%	32	Бангладеш	0,439	0,2%
11	Австралия	3,621	1,8%	33	Перу	0,425	0,2%
12	КНР	3,275	1,6%	34	Тринидад и Тобаго	0,352	0,2%
13	Иран	3,158	1,6%	35	Мексика	0,347	0,2%
14	Индонезия	2,908	1,4%	36	Боливия	0,296	0,1%
15	Норвегия	2,654	1,3%	37	Аргентина	0,295	0,1%
16	Малайзия	2,611	1,3%	38	Бруней	0,270	0,1%
17	Египет	2,167	1,1%	39	Таиланд	0,242	0,1%
18	Канада	2,028	1,0%	40	Вьетнам	0,216	0,1%
19	Казахстан	1,929	1,0%	41	Колумбия	0,156	0,1%
20	Кувейт	1,784	0,9%	42	Румыния	0,113	0,1%
21	Узбекистан	1,632	0,8%	43	Польша	0,069	0,1%
22	Ливия	1,505	0,7%	Остальные страны		3,484	1,7%
				Земля всего		201,139	100,0%

Во второй половине XX века группа сотрудников Московского института нефти и газа обнаружили свойство природного газа, в связи с которым, при появлении определенных термодинамических условий, установившихся в земной коре, газ переходит в твердое состояние, и образует так называемые газогидратные залежи. [4]

В настоящее время залежи газогидратов открыты в России, США, Канаде, Японии, Индии, Панаме, Бразилии, Чили, Западной Африке, Новой Зеландии. И их запасы, по самым скромным оценкам, не уступают запасам «классических» газовых месторождений. А некоторые специалисты считают, что и превосходят их чуть ли не в 20 тысяч раз, достигая астрономической цифры в 7,6 квинтиллиона (квинтиллион - 10 в восемнадцатой степени) куб.м. То есть при желании буквально каждая страна сможет обеспечить себя газом самостоятельно.

Сегодня на Земле выявлено более 220 месторождений газогидратов, которые могут быть доступны большинству стран.

1.3 Добыча природного газа. Анализ крупнейших месторождений

Добыча природного газа — процесс извлечения жидких и газообразных углеводородов из недр с помощью технических средств.

ПГ добывается с помощью специальных газовых скважины, система разработки которых определяется экономическими расчетами, а также геологическими условиями на месторождении. Открытие новых месторождений, вовлечение в эксплуатацию менее богатых, а также совершенствование технологий по добыче и переработке сырья способствуют совокупному росту добычи природного газа. Масштабы добычи природного газа возрастают по мере развития промышленного производства, технического прогресса и роста народонаселения.

Залежи природного газа располагаются в среднем на глубине 1-3 километра. Одна из самых глубоких скважин находится около города Новый Уренгой (Россия), она уходит под землю на 6 километров.[1] В недрах газ находится в порах под высоким давлением. В случае, если появляется пора с более низким давлением, газ перемещается туда. Этот процесс продолжается до тех пор, пока внутри породы не находится место с наименьшим внутрипластовым давлением, такие места называют ловушками.

Основной способ добычи — это бурение скважин. Обычно на территории месторождения располагается несколько скважин. Причем их стараются бурить равномерно для того, чтобы пластовое давление примерно одинаково распределялось на несколько скважин. Делается это в первую очередь для стабильной, равномерной добычи газа, а также для того, чтобы выкачать максимально возможные объемы газа. На сегодняшний день практически отсутствуют другие способы добычи газа. Обусловлено это тем, что нецелесообразно придумывать что-то новое, особенно если технология будет усложняться. В ближайшее время, аналог бурению скважин, не рассматривается, поскольку это самый простой, и эффективный способ добычи, применяемый на протяжении многих лет.

Газовые месторождения классифицируются в соответствии с залегающим объемом газа, а именно:

- мелкие — до 10 млрд м³ газа;
- средние — 10 — 100 млрд м³;
- крупные — 100—1000 млрд м³ газа;
- крупнейшие (гигантские) — 1 — 5 трлн м³ газа;
- уникальные (супергигантские) — 5 трлн м³ и более.

Данные о наиболее богатых месторождениях Российской Федерации приведены в таблице 3.

Таблица 3. Крупнейшие месторождения РФ (по убыванию)

№	Название месторождения	Запасы (трлн м ³)	Нефтегазовый бассейн
1	Уренгой	10,2	Западная Сибирь
2	Ямбургское	5,2	Западная Сибирь
3	Бованенковское	4,9	Ямал и Карское море
4	Штокмановское	3,9	Баренцево море
5	Астраханское, Центрально-Астраханское	3,8	Прикаспийская впадина
6	Заполярье	3,3	Западная Сибирь
7	Русановское	3	Карское море
8	Ленинградское	3	Карское море
9	Западно-Камчатский шельф	2,3	Западно-Камчатский шельф
10	Медвежье	2,2	Западная Сибирь
11	Юрубченское	2,1	Восточная Сибирь
12	Крузенштерн	2	Ямал
13	Харасавэйское	1,9	Западная Сибирь
14	Тамбейское Северное и Южное	1,9	Ямал
15	Оренбургское	1,9	Оренбуржье
16	Ковыкта	1,9	Восточная сибирь
17	Кыртаель	1,6	Восточная Сибирь
18	Сахалин-3	1,3	Сахалин
19	Чаяндинское	1,2	Восточная Сибирь
20	Южно-Русское	1	Западная Сибирь

В таблице 4 приведены крупнейшие месторождения по всему миру.

Таблица 4. Крупнейшие мировые месторождения (по убыванию)

№	Страна	Название месторождения	Запасы (трлн м ³)	Нефтегазовый бассейн
1	Иран	Северное/Южный Парс	28	Персидский залив
2	Туркмения	Галкыныш (Южный Иолотань)	21,4	Мургаб
3	США	Хейнсвилль	7	Мид Континент
4	США	Марселлус	4,4	Предаппалачский
5	КНР	Дачжоу	3,8	Сычуань

6	Албания	Манас	3	Албания
7	США	Пойнт Томсон	3	Аляска
8	Нидерланды	Гронинген	2,8	Северное море
9	США	Анадарко	2,7	Пермский
10	Алжир	Хасси-Рмель	2,6	Сахара
11	Алжир	Группа Ин-Салах	2,3	Сахара
12	Катар	Северо-Западный Купол	2,3	Персидский залив
13	Ирак	Аккас	2,1	Анбар
14	Алжир	Группа Ин-Аменас	2	Сахара
15	КНР	Дина	2	Тарим
16	США	Хуготан	2	Пермский
17	Казахстан	Карашыганак	1,7	Прикаспийская впадина
18	Иран	Довлетабад-Хангиран	1,7	Мургаб
19	Индия	Дхирубхай	1,6	Кришна-Годавари
20	Австралия	Ио/Джанс	1,5	
21	Иран	Гольшан	1,5	Персидский залив
22	Иран	Киш	1,5	Персидский залив
23	Саудовская Аравия	Аль-Гавар	1,5	Персидский залив
24	Туркмения	Яшлар	1,45	Мургаб
25	Венгрия	Мако	1,4	Паннония
26	Иран	Пазанун	1,4	Персидский залив
27	Канада	Эльсуорт	1,4	
28	Иран	Северный Парс	1,3	Персидский залив
29	Иран	Кенган-Нар-Ассалуйе	1,3	Персидский залив
30	Норвегия	Тролл	1,3	Северное море
31	Туркмения	Проект Багтыярлык	1,3	Мургаб
32	Азербайджан	Шах-Дениз	1,2	Южно- Каспийский
33	Алжир	Оане	1,2	Сахара
34	Бразилия	Юпитер	1,2	Сантос
35	Туркмения	Шатлык	1,2	Каракумская
36	Узбекистан	Урга-Куаныш-Акчалак	1,2	Юго-Западный Арал
37	Украина	Шебелинское	1,2	Днепровско- Припятский
38	Австралия	Большой Горгон	1,1	
39	Мексика	Чиконтепек	1,1	Восточная Мексика
40	Австралия	Северо-Западный Шельф	1	
41	Азербайджан	Апшерон	1	Южно- Каспийский
42	Венесуэла	Делтана	1	Ориноко
43	КНР	Сулигэ	1	Ордос
44	Саудовская Аравия	Дорра	1	Персидский залив

1.4 Транспорт природного газа

Для того, чтобы доставить газ из места добычи к месту переработки, хранения, а в последующем к потребителю, существуют магистральные газопроводы.

Магистральный газопровод (МГ) — система сооружений, главное предназначение которой заключается в транспортировке газа от районов его добычи к местам переработки и потребления.

Один из главных признаков магистрального газопровода – это высокое рабочее давление в система (до 55—75 кгс/см²). МГ имеют большой диаметр труб (1020, 1220, 1420 мм), а простираются они могут на сотни и тысячи километров. [2]

В зависимости от характера линейной части МГ бывают:

- Простые. Имеют постоянный диаметр труб на протяжении всей длины (от головных сооружений до конечной ГРС), не имеют никаких отводов к попутным потребителям, а также не принимают дополнительный транспортируемый продукт на различных участках пути; протяженность таких МГ как правило, невелика, а для перекачки газа используется пластовое давление;

- Телескопические. Такие МГ имеют й разный диаметр труб по всей своей длине; Как правило такие МГ работают за счёт пластового давления, или одной компрессорной станции (КС), причем диаметр труб в начале МГ меньше чем по мере его протяжения; Из-за быстрого падения давления на головном участке, большая часть газопровода может работать под меньшим давлением;

- Многониточные. На таких МГ параллельно основной трубе проложены дополнительно еще несколько нитей газопровода (от 1-й до 3-х), выполнены эти нити, как правило, из труб меньшего диаметра, но могут быть и такими же как основная; параллельные нити, сооружаемые на отдельных участках, называются лупингами или обводами;

- Кольцевые. Такие МГ создаются вокруг крупных городов для обеспечения бесперебойной, надежной и равномерной подачи газа во все районы. Также кольцевые МГ используются для объединения всех МГ в единую систему газотранспорта на территории страны.

В зависимости от давления МГ бывают:

- МГ высокого давления (I категория) — рабочее давление газа от 0,6 МПа (6 кгс/см²) до 1,2 МПа (12 кгс/см²) как для природного газа, так и для газоздушных смесей. До 1,6 МПа (16 кгс/см²) включительно при перекачке сжиженных углеводородных газов (СУГ);

- МГ высокого давления (II категория) — Рабочее давление газа в системе от 0,3 до 0,6 МПа (3...6 кгс/см²);

- МГ среднего давления — рабочее давление газа в системе от 500 даПа (0,05 кгс/см²) до 0,3 МПа (3 кгс/см²);

- МГ низкого давления — рабочее давление газа в системе не превышает 500 даПа (0,05 кгс/см²).

Объекты и сооружения, используемые на МГ, делятся на следующие составляющие:

- 1) головные сооружения МГ;
- 2) линейная часть, т.е. непосредственно сам МГ;
- 3) КС (Компрессорные станции);
- 4) ГРС (Газораспределительные станции);
- 5) Подземные хранилища газа (ПХГ);
- 6) Объекты, принадлежащие ремонтно-эксплуатационной службе (РЭП);
- 7) Различные устройства линейной и стационарной частей, а также системы автоматизации и телемеханизации;
- 8) Системы защиты трубопровода от коррозии под воздействием почв (электрохимическая защита, ЭХЗ);

9) Различные вспомогательные сооружения, без которых не может быть обеспечена бесперебойная работа системы (например: ЛЭП, коммуникации водоснабжения, канализация, коммуникации водозабора и др.),

10) Жилой и управленческий комплексы для обслуживающего персонала.

Структура непосредственно газотранспортной системы представлена на рисунке 1.

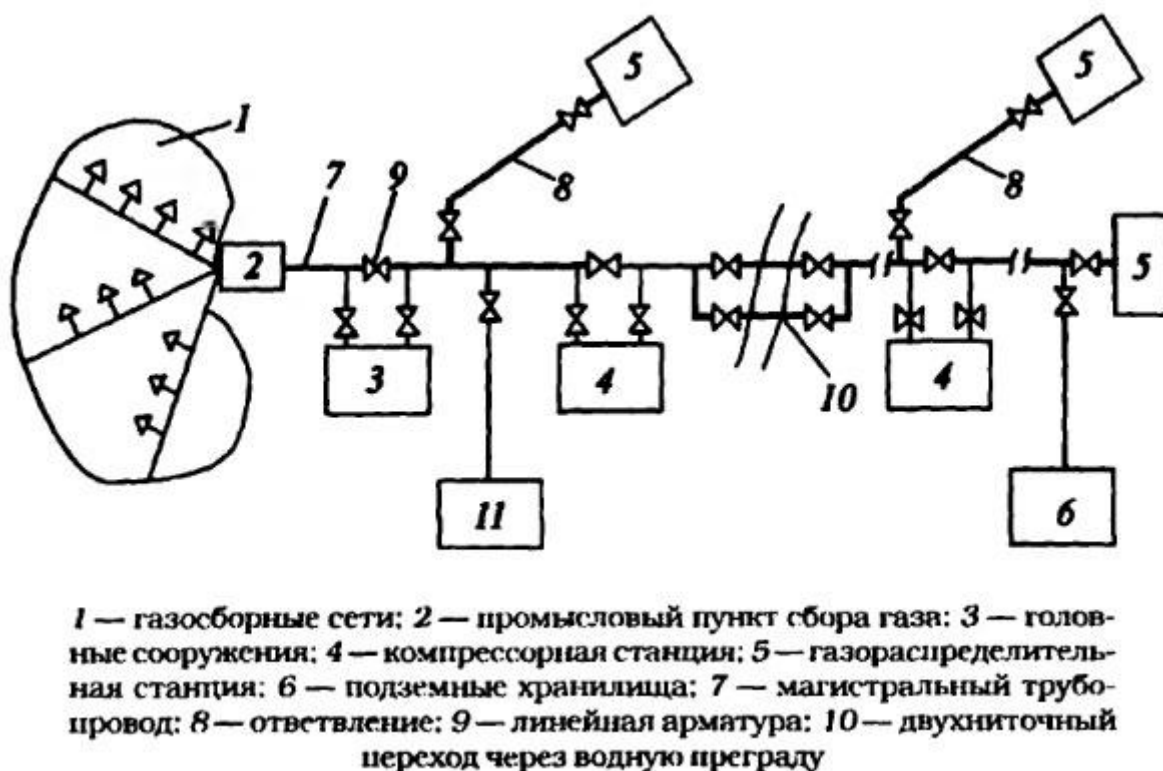


Рисунок 1. Схема устройства магистрального газопровода [2]

По МГ транспортируются следующие группы газов:

- Газ с чистых газовых месторождений. Такой газ не содержит тяжелых углеводородов; Основной составляющей газа с чистых месторождений является метан CH_4 (до 98%), остальная часть представлена предельными углеводородами (этан, пропан, бутан и пентан) и примесями азота, углекислого газа. Иногда в составе может находиться сероводород, водород, гелий и т.д. [6]

- Газ, добытый на газоконденсатных месторождениях;

- Попутный нефтяной газ. Такой газ добывается вместе с нефтью, и отделяется от нее в процессе.

После добычи, газ попадает на головные сооружения МГ. Такой газ в большинстве случаев содержит различное число механических примесей (песок, пыль, металлическую окалину и др.), а также жидкость (пластовую воду, конденсат, масло). Без очистки и осушки перед подачей в МГ такой газ будет засорять трубопровод, что может вызвать преждевременный износ, негативно сказаться на запорной и регулирующей арматуре, нарушить работу контрольно-измерительных приборов, подключенных к системе (манометры, термометры и т.д.). Различные твердые частицы, при их попадании в компрессорные установки, могут ускорять износ поршневых колец, клапанов и цилиндров. В центробежных нагнетателях ускоряется износ рабочих колес и непосредственно корпуса нагнетателя. Жидкости, в свою очередь, могут скапливаться в пониженных точках МГ, тем самым сужая его сечение. Это может вызывать гидратные и гидравлические пробки в МГ.

2 ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА

Главная задача любой функционирующей системы газотранспорта — обеспечение надежного снабжения газом всех потребителей. Эта задача должна выполняться даже при учете сезонности потребления продукта крупными промышленными центрами, а также при максимальном использовании всех возможностей МГ.

Для решения этой проблемы разрабатываются подземные хранилища газа (ПХГ).

Главная задача ПХГ — накапливать газ в течении летне-осеннего периода для того, чтобы выровнять потребление зимой и весной, поскольку в эти сезоны потребительский спрос на газ возрастает.

Первые газовые хранилища использовались уже в 19 веке (разгар промышленной революции). Изначально, газ хранился в специальных резервуарах, сооружаемых на поверхности земли. Такие сооружения называются газгольдерами. В так газгольдерах тех времен хранился запас светильного (коксового) газа, от которого питались газовые фонари.

Тем не менее, со временем от газгольдеров практически отказались, в силу значительного их недостатка — для хранения больших объемов газа, нужно было сооружать огромное количество газгольдеров низкого давления, что в свою очередь требовало значительных пространств для строительства. Конечно, были изобретены газгольдеры высокого давления, но они были взрывоопасны и дорогостоящи. В начале 20-го века проблему хранения газа решили наиболее простым и продуктивным путем — газ стали хранить под землей, в естественных природных образованиях. Однако несмотря на появление ПХГ, газгольдеры все-таки используются и по сей день — для резервного питания небольших поселений, и газ в них хранится в основном в жидком виде. [7]

Основной же способ хранения газа, в настоящее время — подземный.

2.1 Анализ методов строительства подземных хранилищ газа

В зависимости от способа сооружения ПХГ делятся на:

- ПХГ, сооруженные в водонасыщенных пластах, или в выработанных месторождениях нефти и газа;
- ПХГ, которые образуются при размыве каменных солей через скважины;
- ПХГ, созданные в прочных горных породах, шахтах и отработанных рудниках;
- ПХГ в пространствах, образовавших в результате подземного взрыва;
- ПХГ в порах вечномерзлых пород;
- Низкотемпературные подземные хранилища, покрытые ледяной оболочкой.

Информация об основных способах хранения газа в РФ представлена на рисунке 2. [9]

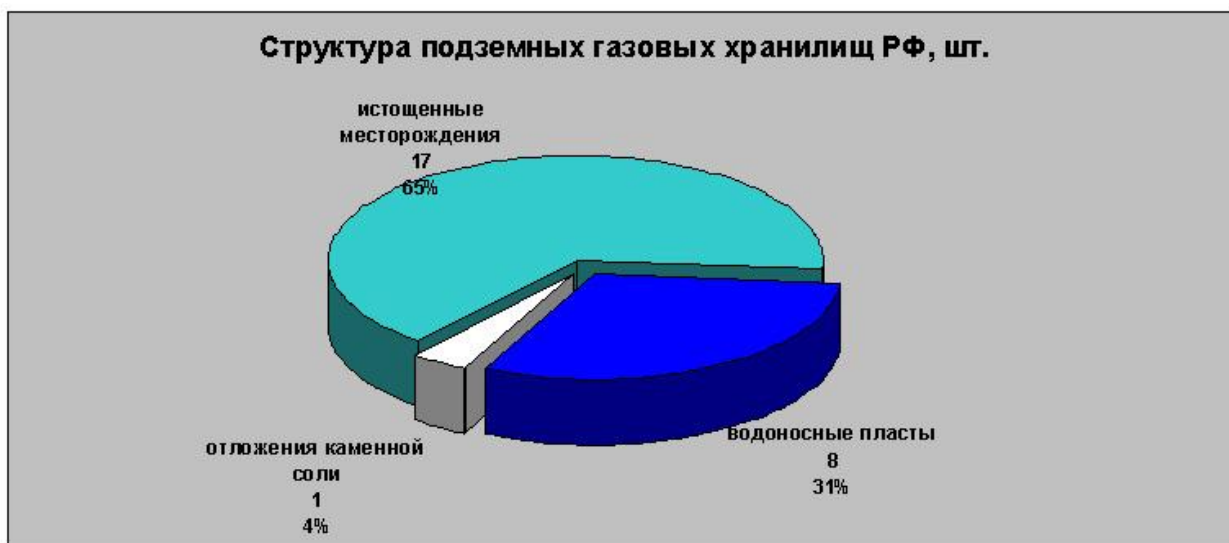


Рисунок 2. Структура подземных газовых хранилищ РФ

2.1.1 Хранение газа в отложениях каменных солей

Каменная соль, или по-другому ее иногда называют галитом, имеет достаточно высокий предел прочности в совокупности с низкой проницаемостью. Эти факторы весьма благоприятны для создания в таких отложениях различных подземных емкостей.

ПХГ в отложениях солей сооружаются посредством размыва. Технология строительства такого ПХГ представлена на рисунке 3.

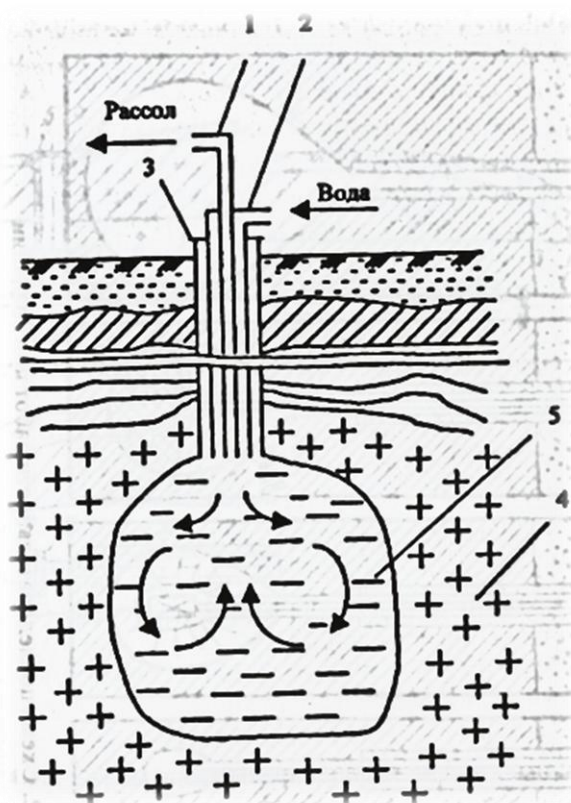


Рисунок 3. Схема сооружения подземной емкости в отложениях каменной соли. [7]

1 – Рассолоотводящая труба; 2 – водоподающая труба; 3 – обсадная труба; 4 – соляной пласт; 5 – соляной раствор.

Работы выполняются в следующей последовательности. В первую очередь бурится скважина, которая вскрывает верхнюю кровлю пласта (4). Затем в эту скважину устанавливают обсадную трубу (3). В трубу (3), в свою

очередь, до уровня кровли планируемого хранилища опускается водоподающая труба (2) а также рассолоотводящая труба (1).

Вода в пласт закачивается под высоким давлением. Это вызывает растворение соли. Образующийся раствор откачивают по трубе (1). Трубы 1 и 2 постепенно опускаются глубже. Это позволяет довести размер подземной емкости до необходимого. В последующем газ закачивается в пласт стандартными средствами (через скважины, компрессорными установками).

Достоинства метода:

- Каменные соли имеют низкую проницаемость, поэтому созданное в них хранилище надежно и герметично.

- Возможность контролировать объем сооружаемого хранилища. Нужны малые объемы – размывают немного, нужно больше – размывают еще.

- Газ, хранящийся в отложениях соли будет подвергаться минимальным загрязнениям со стороны пласта в процессе хранения

Недостатки метода:

- Необходимость производить размытие, что требует больших экономических вложений. Прежде чем закачать газ, придется создать емкость.

- Сложно найти соляную залежь достаточного для строительства ПХГ объема. Как правило емкостей, сформированных в отложениях для газа недостаточно.

Именно по этим причинам в РФ всего одно хранилище в отложениях каменной соли (Калининградское).

2.1.2 Метод глубинных взрывов

В большинстве своем создаются там, где невозможно применить остальные методы строительства. В РФ таких хранилищ нет.

В отличие от кристаллических пород, породы, обладающие пластичностью под действием высокого давления, которое создается внутренним взрывом, не разрушаются, а приобретают повышенную герметичность и прочность, в следствие уплотнения.

Сооружения ПХГ глубинными взрывами показано на рисунке 4.

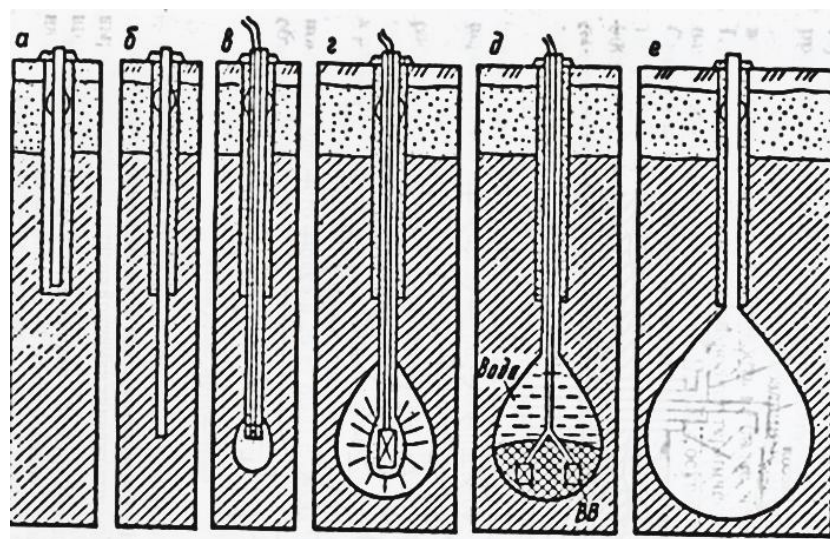


Рисунок 4. Схема последовательности работ при создании хранилищ методом глубинных взрывов. [7]

А – бурение скважины на начальный размер; Б – обсадка скважины (цементация затрубного пространства и бурение скважины на конечный размер); В – первый «прострел» скважины; Д – взрыв основного заряда ВВ; Е – готовое подземное хранилище.

В первую очередь бурится скважина нужной глубины. Ее стенки укрепляются с помощью обсадных труб, и цементируются. После этого два предварительных взрыва создают зарядную камеру, в которую в последующем будет помещен основной заряд взрывчатки. Основной взрыв формирует необходимую полость.

Чтобы получить хранилище емкостью 100-200-400-500-700-1000м³ требуется пласт горные породы которого имеют минимальную мощность 18-23-27-30-33-38 соответственно. Другими словами, мощность пласта должна в 2-3 раза превышать радиус шара соответствующего объема. [7]

Такие хранилища могут сохранять устойчивость не более пяти лет. Срок службы ПХГ продлевается в силу термической обработки стенок, что технологически напоминает процесс обжига кирпича. Обработка производится в три этапа. Первым делом из приконтурной области в течение 48 часов под температурой 105-110°C выпаривается вода. Следующим этапом, который длится 40 часов и под температурой 900-950°C, глинистый слой переводится в состояние, напоминающее камень. Завершает процесс температура 1100°C в результате чего происходит оплавление стенок полости.

Иногда в качестве взрывчатки применяются ядерные боеприпасы. При взрыве ядерной бомбы образуется плазменный шар, который расплавляет все горные породы, на которые воздействует. Для примера, взрыв заряда мощность которого составляет 1 кт в гранитном пласте, всего за 30 мкс расплавляет около 1000 м³ породы. Возникающие при этом газы, которые стремительно расширяются, могут увеличить объемы полости до 2000-8000 м³.

В силу того, что, взрыв ядерный боеприпасов приводит к заражению продуктов хранения радиацией, этот метод не применяется. Взрыв же обычных бомб, как было сказано ранее, применяется только в исключительных случаях.

Достоинства метода:

- Возможность создавать хранилища в тех условиях, где это фактически невозможно.

Недостатки метода:

- Низкая эффективность. Объем таких хранилищ ничтожно мал
- Нестабильность. Приходят в негодность через 5 лет, и требуют дополнительных затрат.

2.1.3 Шахтные хранилища

Шахтные хранилища представляют собой комплекс сооружений, который состоит из следующих элементов:

- Подземных выработанных резервуаров, которые применяются для хранения;
- Вскрывающие выработки;
- Выработки, имеющие вспомогательное назначение;
- Надземные сооружения;
- Технологическое оборудование;

Схема шахтного хранилища представлена на рисунке 5.

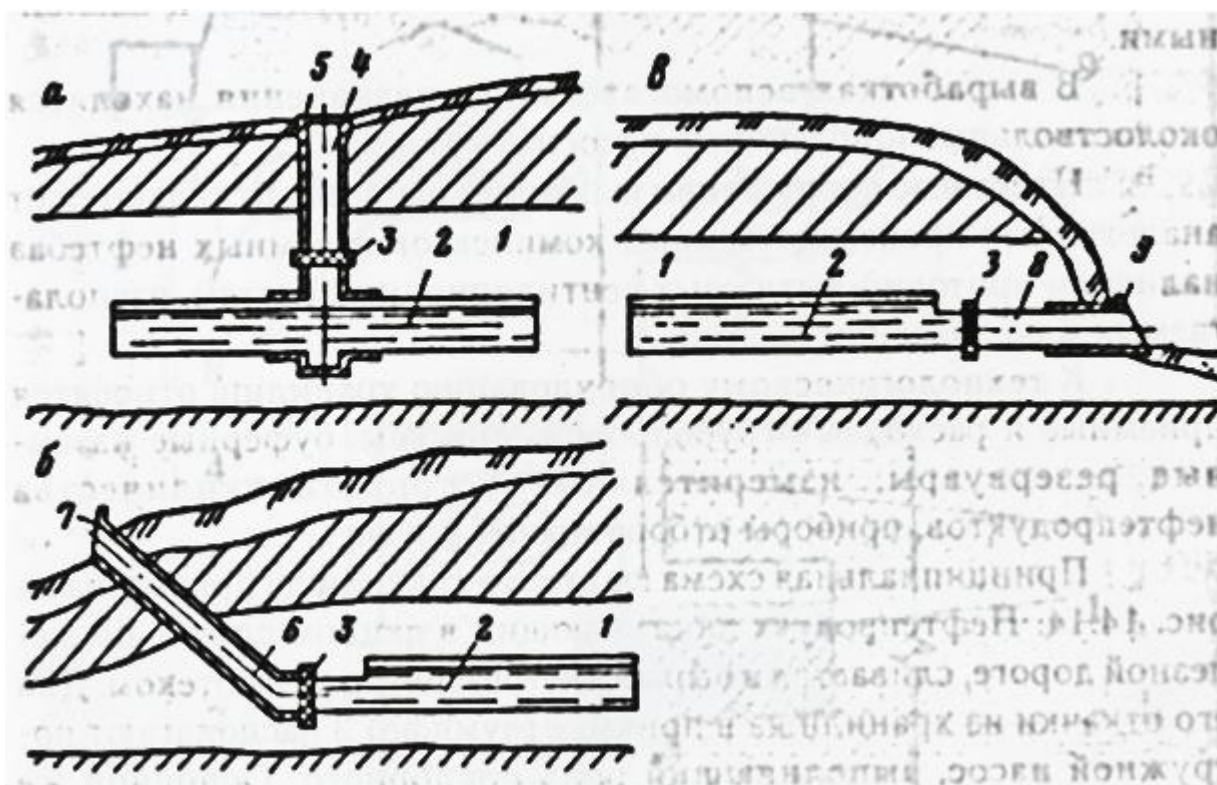


Рисунок 5. Схемы шахтных хранилищ с вертикальной (а), наклонной (б) и горизонтальной (в) вскрывающими выработками.[7]

- 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.

Выработки-резервуары – это совокупность отдельных туннелей или камер, которые отходят от магистральных выработок. Так же это может быть система горизонтальных, взаимосвязанных между собой выработок. В поперечном сечении такие выработки могут быть круглыми, сводчатыми или трапецеидальными. Форма зависит от емкости хранилища и особенностей (устойчивости) породы.

Вскрывающие выработки – это наклонные или вертикальные стволы, которые связаны между собой горизонтальными выработками, которые принято называть штольнями. Главная задача вскрывающих выработок – соединять выработки-резервуары с поверхностью. Так же в них размещаются трубопроводы и эксплуатационное оборудование. Вскрывающие выработки могут быть горизонтальными, наклонными или вертикальными. Зависит это от горно-геологических условий.

В выработках вспомогательного назначения располагаются подземные и околоствольные насосные станции.

Достоинства метода:

- Возможность сооружения практически в любых видах горных пород, как в устойчивых, так и неустойчивых;

- При строительстве человек имеет доступ «внутрь» хранилища, а потому негерметичные места будущей полости могут быть укреплены непосредственно;

- Высокая надежность конструкции

Недостатки метода:

- Строительство обходится дороже, чем в отложениях каменной соли;

- Трудоемкий процесс строительства;

- Низкие конечные объемы для газа (подходят для хранения нефти).

2.1.4. Льдогрунтовые хранилища

Сооружаются в районах Крайнего Севера, а также в северо-восточных районах РФ. Представляют собой выработки, находящиеся в вечномёрзлых грунтах, которые в качестве облицовочного покрытия имеют лед.

Строится такое хранилище в виде горизонтальной выработки, длина которой в среднем составляет 200 м. Ширина выработки находится около 6 м.

Схема хранилища в ледяных грунтах представлена на рисунке 6.

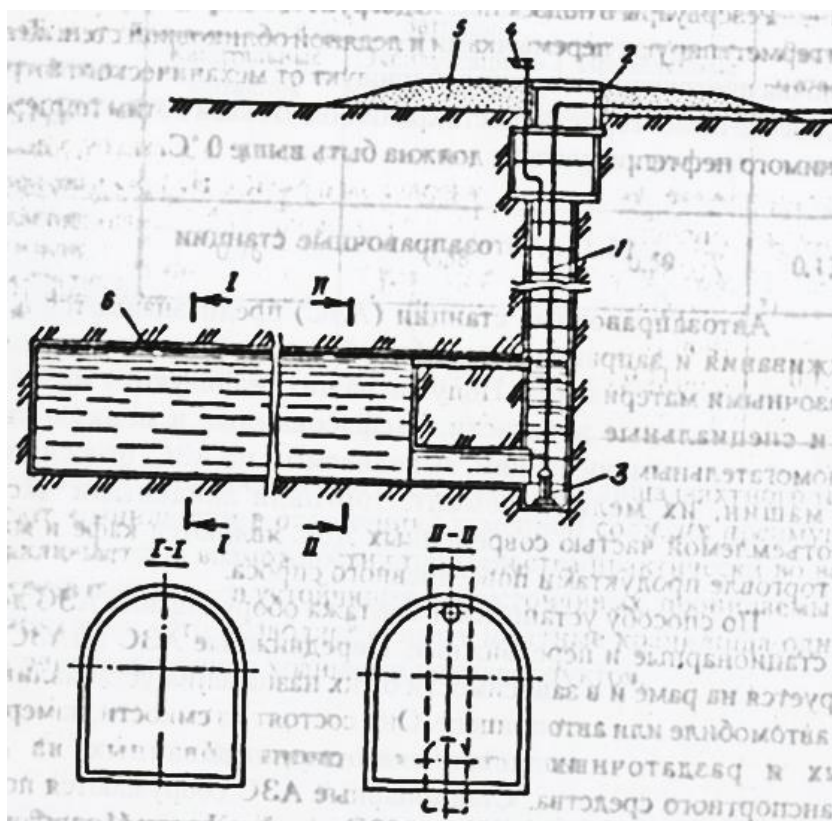


Рисунок 6. Принципиальная схема льдогрунтового хранилища шахтного типа на один продукт.[7]

1 - ствол; 2 - оголовок; 3 - погружной насос; 4 - дыхательный клапан с огневым предохранителем; 5 - термоизоляционная засыпка; 6 - ледяная облицовка

Резервуары, сооруженные данным методом, изолируются и герметизируются перемычками. Стены облицованы ледяным слоем. Оболочка из льда способна предохранять продукт от механических загрязнений, а также

обеспечивает герметичность хранилища. Однако, по этой же причине, температура хранимого продукта не должна превышать 0 °С. Природный газ при закачке в пласт и сжатию сильно нагревается, в связи с этим льдогрунтовые хранилища не позволяют хранить большие объемы газа под высоким давлением – они просто растают.

Достоинства метода:

- Применение в условиях вечной мерзлоты;
- Высокие показатели герметичности;
- «Чистота» хранилища

Недостатки метода:

- Жесткие требования к температурному режиму, что не позволяет хранить достаточные объемы газа под высоким давлением;
- Трудоемкость строительства, связанная с климатическими условиями и географическим местоположением таких регионов.

2.1.5 ПХГ в водонасыщенных пластах и выработанных месторождениях

Схема газохранилища, сооруженного в водонасыщенном пласте представлена на Рисунке 7. Именно такие газохранилища используются сейчас, для снабжения в зимний период газом таких городов как: Москва (Калужское, Щелковское и др.), С.-Петербург (Гатчинское, Колпинское, Невское), Киев.

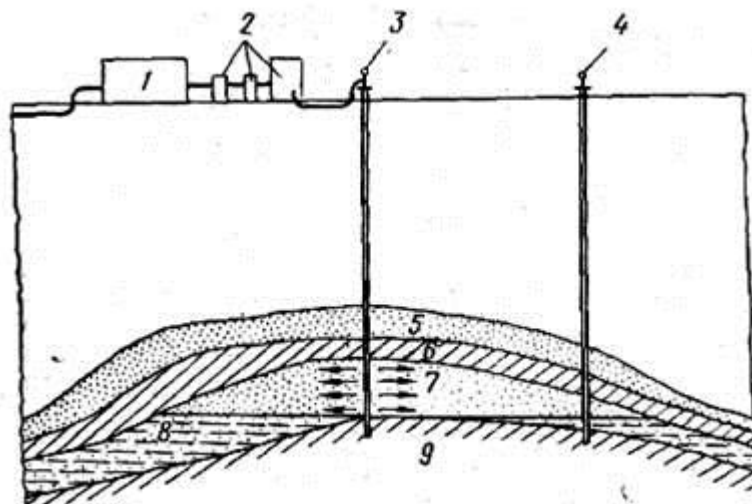


Рисунок. 7. Схема подземного хранилища газа в водоносном пласте [7]

1 — компрессорная станция; 2 — установка по подготовке газа (к закачке или после отбора); 3 — эксплуатационная скважина; 4 — наблюдательная скважина; 5 — комплекс горных пород; 6 — верхний газоводопор; 7 — пласт-коллектор, заполненный газом; 8 — часть пласта-коллектора, заполненная водой; 9 — нижний газоводопор.

От хранилища, сооруженного в выработанной нефтяной или газовой залежи, такое ПХГ отличается лишь наличием слоев газоводопора 6 и 9. Это связано с тем, что в ПХГ сооруженных в водонасыщенных пластах в качестве «изолятора» газа в коллекторе выступает вода. Под давлением закачиваемого газа, влага распределяется по стенкам коллектора, вдавливается в их поры, и в конечном итоге останавливается там, образуя влажный, а самое главное непроницаемый для газа, слой — газоводопор. В ПХГ сооруженных в выработках, газоводопор не требуется, поскольку в качестве «изоляции» там

служат непосредственно стенки коллектора – твердые горные породы, не имеющие пор. Очевидно, что если газ/нефть находились там, до того, как их добыли, и не выходили на поверхность, то и при хранении газа в таких образованиях герметичность хранилища со стороны пласта будет гарантирована.

Такое различие между ПХГ сооруженными в водонасыщенном пласте, и ПХГ, которые функционируют за счёт использования естественных природных образований – выработавших себя коллекторов, при их сооружении, незначительно. По этой причине различий в технологических процессах закачки газа в пласт, эксплуатации ПХГ и его обслуживания нет, равно как и нет различий, в применяемом для обслуживания таких ПХГ, оборудовании. [8]

Объектами комплекса ПХГ являются:

- Эксплуатационные газовые скважины, и их наземное обустройство;
- Наблюдательные, и контрольные скважины;
- Трубопроводные системы, соединяющие скважину и сборно-распределительный пункт;
- Пункты сбора и распределения;
- КС, включающая установки, подготавливающие газ к дальнейшей транспортировке (средства очистки и т.д);
- ЭКБ (Эксплуатационно-хозяйственный блок);
- Жилые, вспомогательные и служебные помещения.

То как будут размещены объекты на ПХГ напрямую зависит от: количества скважин, и их расположения; схем сбора газа и его распределения; технологической целесообразности эксплуатации оборудования; требований промышленной безопасности; норм санитарии, требований СНиП и других документов.

Как уже говорилось ранее, технологические схемы работающих хранилищ в выработанных месторождениях и вновь создаваемых в водоносных пластах практически не различаются.

Операции по закачке газа в хранилище (пласт) выполняются в следующем порядке:

- 1) Газ, поступающий из МГ, очищается, перед компримированием (повышение давления газа с помощью компрессора);
- 2) Выполняется компримирование (сжатие) газа; Сжатие может быть одноступенчатым, или двух ступенчатым. Количество ступеней сжатия зависит от глубины пласта, следовательно, от начального пластового давления;
- 3) Газ охлаждается;
- 4) После КС в газе может проявиться замасленность. Газ отчищается от масла, в целях предотвращения его попадания в скважину;
- 5) Измерение объемов газа, который будет закачан в хранилище;
- 6) Газ распределяется по шлейфам в нагнетательные скважины.

В случае с отбором газа, технологический процесс выглядит иначе:

- 1) Мониторинг и регулирование объемов газа в скважинах;
- 2) Газ очищается от влаги и механических примесей, которые могут сопровождать его при выходе из хранилища;
- 3) Газ осушается;
- 4) Газ проходит через оборудование, вводящее ингибитор, предотвращающий гидратообразование;
- 5) Мониторинг совокупно расходуемого газа;
- 6) Сжатие газа (если это требуется) и подготовка его к транспортировке.

Достоинства методы:

- Благоприятные для строительства условия встречаются очень часто;
- Обеспечивают огромные объемы хранения, достаточные для снабжения больших территорий;
- Долгосрочны в эксплуатации

Недостатки метода:

- Требуют больших капитальных вложений (от 5 млрд. руб) при начале строительства;
- Выходят на проектную мощность только спустя 5-6 лет.[8]

2.2 Сравнение методов строительства подземных хранилищ газа

Исходя из выше проведенного анализа, можно сделать выводы, что в условиях Российской Федерации самым распространённым методом строительства ПХГ является их сооружение в водонасыщенных пластах и выработанных нефтегазовых месторождений. На этот тип приходится 96% всех ПХГ России.

Если проводить сравнительный анализ между хранилищами, сооруженными в водоносных пластах, и хранилищами, сооруженными в выработанных нефтегазовых месторождениях, преимущество остается за последними.

В настоящее время в РФ находится 17 хранилищ, построенных в выработанных месторождениях, и 8 – в водонасыщенных пластах. Разница в два раза. Так же на территории нашей страны (Калининград) существует газовое хранилище в отложениях каменной соли. Оно единственное.[4]

Хранилищ, построенных в льдогрунтовых пластах, созданных подземным взрывом или шахтовых выработках в РФ нет.

Анализ преимуществ каждого вида ПХГ позволяет объяснить, почему исторически сложилось, что практически все хранилища построены именно в водоносных пластах и выработках. Связанно это в первую очередь с тем, что только эти хранилища вмещают достаточно большие объемы газа, в несколько раз превышающие объемы хранилищ других типов. Во-вторых, геолого-физические параметры грунтов РФ в силу географического местоположения нашей страны в большинстве случаев удовлетворяют строительству ПХГ в любом месте. В-третьих – ПХГ такого типа долгосрочны. Коллектор не изменяет свой структуры после выхода на проектную мощность, его не нужно периодически укреплять и чистить.

Калининградское же ПХГ построено в отложениях каменной соли в силу того, что это единственный вариант для строительства хранилища в этом регионе. Казалось бы, можно запитать регион от других хранилищ РФ, но

этому препятствует географическое положение Калининграда. Регион полностью отделен от России, и находится в Европе, поэтому провести туда трубу – проблематично. В связи с этим было принято решение строить хранилище в отложениях каменной соли.

Тем не менее, поскольку строительство в водонасыщенных пластах и выработанных нефтегазовых месторождениях лидирует в нашей стране, в дальнейшем, в рамках данной работы мы будем рассматривать именно этот метод строительства, и анализировать все связанные с ним особенности.

2.3 Основные параметры пласта

В условиях земной коры газовые и нефтеносные пласты сформированы из достаточно плотных пород, которые по свойствам похожи не на песчаник, а на строительный кирпич. Другими словами, пласты состоят из твердых, «сцементированных» частиц. Между этими частицами существуют небольшие пространства, благодаря которым газ и вода могут просачиваться в пласт.

Подземные хранилища газа, создаваемые в таком виде горных породах, чаще всего называются «водоносными хранилищами». Такое хранилище формируется за счёт вытеснения влаги из пласта, закачиваемым (для хранения) газом. Пласт в данном случае, как правило, называют «пластом-резервуаром» или «коллектором». В естественном состоянии поры водонасыщенных горных пород почти всегда полностью заполнены влагой.

Процесс формирования хранилища заключается в том, что газ вытесняет часть пластовой воды от верхних зон ловушки к периферии пласта.

Строительство ПХГ в пласте возможно, только при обязательном наличии всех необходимых геологических факторов [8]:

- В пласте должна быть структура в виде купола (свод), которая будет непроницаема для хранимого газа – такую структуру принято называть «кровлей пласта». Кровля должна иметь достаточную протяженность, чтобы обеспечивать, необходимую для хранения большого объема газа, емкость;
- Непосредственно под куполом должен находиться коллектор. Коллектор – пласт, который имеет достаточно высокие показатели пористости и проницаемости. Чем выше эти показатели, и больше размер коллектора, тем большие объемы газа может вместить хранилище;
- Породы вокруг коллектора должны быть непроницаемы для газа.

Чаще всего, для ПХГ достаточно небольшой (по меркам Земли) геологической структуры. Площади структуры коллектора (или группы коллекторов) как правило варьируются в районе нескольких квадратных

километров. Амплитудность (разница между высотой верха купола и дна коллектора) так же не высока. Амплитуда многих используемых структур попадает в интервалы 10-15 метров. [8]

Для того чтобы определить, пригоден ли пласт для сооружения в нем ПХГ, геологами изучаются следующие параметры:

Первый, и самый важный момент – сколько можно будет закачать газа в пласт? Этот показатель зависит от такого параметра пласта, как пористость. Пористость, это величина показывающее отношение количества (объема) пор, к объему всего пласта (среды). Немало важен тот факт, что пласт может быть, как водоносным, так и безводным. В первом случае, при закачке газа, необходимо учитывать, что давление закачки должно быть достаточным, для вытеснения из пор жидкости. Однако вытеснить жидкость газом удастся далеко не из всех пор: бывают замкнутые поры, которые имеют только одно «горлышко». Из такой поры воде некуда деться, а значит она никуда не уйдет. В связи с этим фактором существует различие между полной и эффективной пористостью пласта. Важность для процесса фильтрации представляет непосредственно эффективная пористость, для определения которой, учитывается не совокупный объем пор в пласте, а только объем таких пор, которые соединены между собой. Лишь эти поры могут быть заполнены газом извне.

Еще один параметр – проницаемость (единица измерения – Дарси [8]) – это свойство, характеризующее способность пласта пропускать через свой объем газы и жидкости, под воздействием приложенного давления. Любая пористая среда имеет так называемый коэффициент проницаемости. Чем выше значение этого коэффициента, тем легче газу и воде просачиваться через пласт. Поскольку в пластах зачастую возникают проблемы с проницаемостью, на практике применяется такое понятие как гидроразрыв пласта. Сущность метода заключается в том, что в пласт под высоким давлением закачивается жидкость. Поскольку большинство жидкостей являются несжимаемыми, они, создавая на пласт высокое давление, начинают разрушать его – появляются

трещины, разломы. При достижении желаемого результата, а именно, повышения коэффициента проницаемости, в образовавшиеся разломы закачиваются так называемые пропанты – керамические гранулы сферической формы высокой прочности. Их задача – не позволить трещинам в пласте сойтись обратно, когда разрывавшая пласт жидкость будет выкачана из пласта. Пропанты, в свою очередь обладают высокой проницаемостью, а потому, не препятствуют последующей закачки газа в пласт.

Таким образом:

- Пористость позволяет рассчитать, сколько газа поместится в тот или иной пласт (хранилище)
- Проницаемость, дает представление о том, с какой максимальной скоростью можно закачивать газ в пласт, а также отбирать его. Знание скорости позволяет произвести правильные расчеты мощностей компрессоров, определить число скважин, и правильно расставить их на площадке хранилища.

Как следствие из вышесказанного: коллектор ПХГ должен обладать достаточной проницаемостью, которая будет обеспечивать достаточную скорость закачки и отбора, при доступном количестве эксплуатационных скважин (Бурение новых скважин, это не только долгий процесс, но и очень дорогой). Коллектор должен залегать на доступной человеку глубине, и быть сформированным из более-менее однородных пород (т.е. в пласте не должно присутствовать «перегородок» из другого материала). Пласт, который будет служить резервуаром, должен быть накрыт другим пластом, который будет характеризоваться высокой непроницаемостью для газа. Этот пласт (кровля) должен препятствовать просачиванию газа вверх (на поверхность земли, или же в другие пласты). Так же, кровля должна иметь необходимую для формирования ловушки куполообразную форму.

В настоящее время геологи предъявляют к пласту следующие требования. Лишь при выполнении этих условий, планируется строительство подземного хранилища:

- проницаемость пласта-коллектора должна быть не менее 0,3–5 Дарси;
- мощность пласта-коллектора – не менее 4–6 м;
- пористость коллектора не менее 10–15%;
- Проницаемость кровли (как правило кровля сформирована из спрессованных глин), в отличии от коллектора наоборот, должна быть ниже чем сотые доли милиДарси. При глубине залегания 300–1000 м мощность кровли должна быть в интервале от 5 до 15 м;
- Если для жидкости в коллекторе отсутствует сток, то объем водонапорной системы, в сравнении с номинальным объемом хранилища, должен быть больше в несколько сотен раз. В противном случае заполнение ПХГ газа может быть существенно затруднено. Говоря проще, желательно, чтобы водоносный слой простирался вокруг хранилища на десятки километров. В идеале – этот слой должен иметь выходы на поверхность (например, через родники). [8]

2.4 Процесс закачки газа в пласт

Принципиальная схема закачки (а также откачки) газа в хранилище показана на рисунке 2. [9]

Газ приходящий из МГ при помощи компрессорных установок, ГТУ (газотурбин) или же при помощи турбин с электроприводом, при создании необходимого давления закачивается в пористый пласт-коллектор. Пласт-коллектор располагается между подошвой, и водонепроницаемой кровлей (куполом).

На рисунке 8 – представлено основное оборудование, используемое на ПХГ при его эксплуатации. Синими стрелками обозначается путь газа, когда он закачивается в пласт, красными – при откачке газа из хранилища (Так же красными стрелками обозначены возможные пути утечки газа из хранилища).

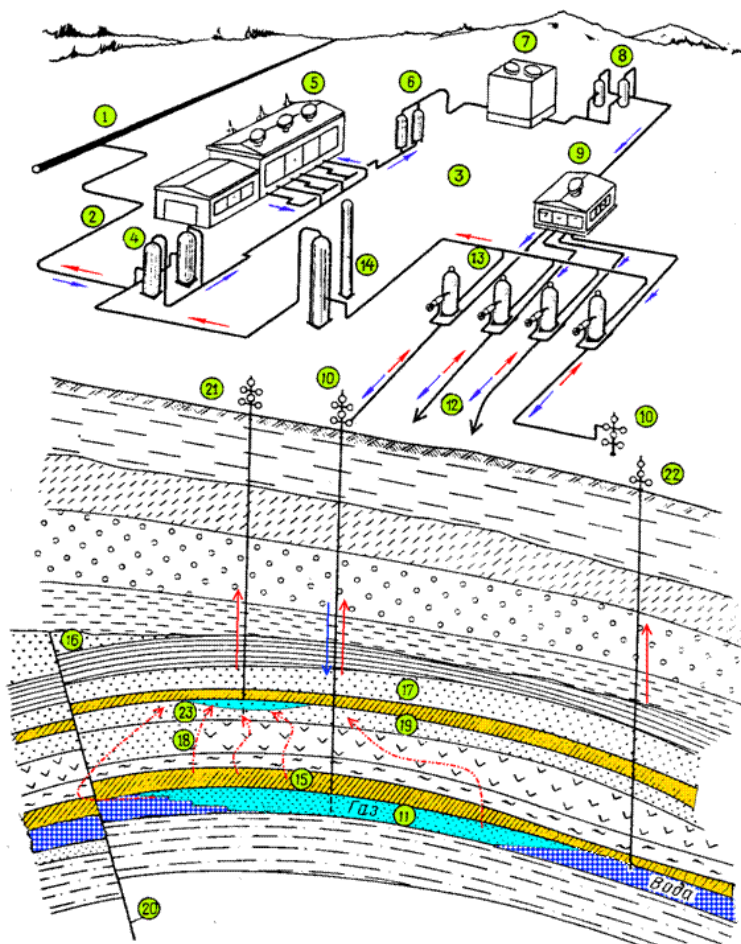


Рисунок 8. Схема устройства ПХГ [9]

Газ, из МГ (1) по шлейфу (соединительный газопровод) (2) приходит на территорию комплекса ПХГ (3). Затем газ проходит очистку в пылеуловителях (4), после чего сжимается на КС (5). После этого газ проходит очистку от паров масла. Этот этап происходит в сепараторах (6). Так как при сжатии в компрессоре газ сильно нагревается, его охлаждают в градирне (7). На очистной установке (8) газ очищается от остатков масла, а затем поступает на распределительный пункт (9). На распределительном пункте, после измерения расхода, газ распределяется по эксплуатационным скважинам (10), через которые он и попадает в водоносный пласт (11). Попадая в пласт газ начинает вытеснять воду из пор, и скапливается под непроницаемым куполом (15), в следствии чего и образуется подземное хранилище.

В осадочных породах повсеместно встречаются различные выклинивания (16), и иные аномалии, такие как литологические изменения (18). При создании ПХГ необходимо учитывать такие особенности пласта. К серьезным осложнениям могут привести разрывы (20), за счет которых газ может покинуть хранилище, попасть в пласты, залегающие выше, или даже выйти на поверхность. Для отслеживания этого процесса существуют контрольные (21) и наблюдательные (22) скважины, вскрывающие основной (11) и контрольный (19) пористо-водоносные пласты. Газ, который неизбежно покидает основной пласт, скапливается в контрольном. В результате такого перетекания может образоваться вторичная залежь (23). Как правило, объемы утекшего газа велики, поэтому контрольные коллекторы становятся частью ПХГ, и скопившийся в них газ используется так же, как и основной.

Отбор газа происходит за счет образовавшегося в коллекторе пластового давления. Отбор производят по шлейфам (12). Газ попадает на газораспределительный пункт, а затем проходит повторную очистку в сепараторах (13). Объемы и параметры газа измеряются, после чего он попадает на станцию осушки (14). После осушки газ подаётся в МГ (1). В скважинах всегда присутствует давление, которого достаточно для отбора

газа, в обход наличию компрессоров и насосов. При отборе это оборудование не требуется. [9]

Данная схема дает представление лишь о той части ПХГ, которая отвечает за его функционирование, в качестве, непосредственно хранилища.

Важно учитывать, что в реальных условиях, станции оборудованы котельной, имеется водоподкачка с артезианскими скважинами, оборудована станция по очистке воды, система пожаротушения, электрохозяйство (в большинстве случаев на ПХГ имеется собственная электростанция), системы канализации, различные склады и мастерские, автопарк.

2.5 Эксплуатация ПХГ

Большая часть энергии, затрачиваемой при закачке газа в пласт, расходуется на то, чтобы вытеснять пластовую воду. Так же возникают потери, в связи с движением газа, в газоносной части пласта, однако они не велики, и в расчетах ими принято пренебрегать.

Жизнь ПХГ разделена на два периода:

- Период создания. В этот период объем хранилища (мощность) значительно растет.
- Период эксплуатации (циклические отбор-закачка). Объем хранилища в этот период остается неизменным. Количество закачиваемого и отобранного газа одинаково.

Изначальный запас газа в пласте, когда тот еще не тронут, равен нулю. При старте первого цикла закачки этот показатель, соответственно, начинает расти. Однако проектную мощность газохранилище приобретает только после 5 и более прошедших циклов. С каждым циклом объем газа в пласте увеличивается, так же, как и процент отбора, как следствие из этого, проницаемость и пористость породы так же растут.

Стабильный режим эксплуатации хранилище приобретает только через несколько лет после запуска. Коллектор, за эти годы эксплуатации, приобретает свою окончательную форму, и в дальнейшем перестает изменяться.

Основными параметрами в период циклической эксплуатации ПХГ являются – давление, объем пор, которые заняты газом, количество газа. Причем, как говорилось ранее, в каждом цикле, в отдельные моменты времени, эти значения принимают одинаковые с остальными циклами значения.

Продолжительность цикла как правило составляет один год. Цикл состоит из четырех этапов:

- Закачка газа в коллектор

- Период простоя – интервал времени между закачкой и отбором
- Отбор газа на потребление
- Период простоя – интервал времени между отбором и закачкой

Первый этап подразумевает закачку ПГ в пористый пласт-коллектор. В первую очередь газ закачивается в те скважины, которые расположены ближе всего к макушке купола. Постепенно, в соответствии с тем как граница вода-газ опускается в низ, к системе подключаются новые скважины. Это делается для того, чтобы предотвратить образование «мокрых пятен» в хранилище. Мокрые пятна – это островки породы, образовавшиеся за счет воды, которая не смогла уйти из заполняемой газом части коллектора.

Второй этап после закачки – простой ПХГ. Во время простоя вода и газ стремятся к равновесию: Поскольку закачка газа прекратилась, его масса в хранилище стала неизменной. Тем не менее, газ по-прежнему имеет избыточное давление, что на некоторое время приводит к дальнейшему расширению хранилища. В процессе расширения газа, его давление снижается, стремится к пластовому. В свою очередь вода, которая не покинула газовую область во время его закачки, под действием газа опускается ниже. Если бы в условиях эксплуатации ПХГ этому этапу было отдано несколько лет, в конечном итоге хранилище расширилось бы до состояния, когда газ и вода находятся в равновесии. С учетом того, что в скором времени начнется отбор газа – равновесие на данном этапе не достижимо.

Третий этап – этап отбора. Технолог-оператор, при отборе, должен открывать скважины в такой очередность, чтобы при выходе газа из хранилища, повышение уровня воды по всей площади ПХГ происходило равномерно. Делается это для того, чтобы в области газа не образовалось пузырей воды, и наоборот, чтобы пузыри газа не застревали в толще водонасыщенной части. Ликвидировать такие образования в случае их возникновения очень сложно. Соответственно, при откачке газа из ПХГ, давление и занимаемый им объем уменьшаются, уровень границы вода-газ поднимается выше.

Четвертый этап – простой между отбором и закачкой газа. На этом этапе вода вытесняется газ из своей полости, что приводит к уменьшению объема газовой части, и повышению ее давления. Та часть пузырей газа, которая при отборе оказалась «заперта» в толще воды постепенно продвигается в газоносную часть ПХГ, в силу чего граница вода-газ выравнивается.

Периоды простоя необходимы при эксплуатации ПХГ. Они нужны для того, чтобы система пришла к более-менее стабильно равновесному состоянию – это позволяет избежать многих проблем при закачке и отборе газа. Однако при малых, но частых объемах закачки и отбора периоды простоя утрачивают свою необходимость (Например, при закачке/отборе раз в две недели этап простоя приобретает чисто символический характер).

В процессе эксплуатации ПХГ и основных газовых скважин, в основном контролируются два главных параметра – давление непосредственно в хранилище, и объемы закачиваемого и отбираемого газа.

Получение этих данных производится на эксплуатационных и контрольных скважинах ПХГ. Например, появление газа в контрольной скважине при закачке, может сообщить до какого уровня заполнено хранилище. Появление воды в скважине при отборе, наоборот, означает что газа в ней уже не осталось.

2.6 Активный и буферный газ

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. [7]

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 придётся 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). [7]

Объем буферного газа в подземном хранилище зависит не только от глубины залегания ловушки и её размеров, но и от множества других параметров, поэтому невозможно узнать его заранее. Да и измерить по результатам эксплуатации можно тоже с большой погрешностью: никогда не известно сколько газа реально улетучилось из ПХГ через всякого рода нарушения в кровле. В результате формула "закачали минус откачали" даёт

приближённый результат. Тем не менее, между объемами активного и буферного газа, объемом хранилища, начальным пластовым давлением и давлением нагнетания газа существует прямая зависимость, так что вычислить буферный объём получается с точностью, достаточной для нормальной работы ПХГ. Отношение количеств БГ и АГ является одним из важнейших показателей любого хранилища.

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.

2.7 Проблемы, возникающие при хранении газа под землей

В отличие от природных залежей, ПХГ эксплуатируются в более напряженных режимах. При добыче на месторождениях, процесс откачки газа из пласта достаточно монотонный. На протяжении нескольких месяцев дебит и основные параметры скважины остаются практически неизменными. Цикл ПХГ в свою очередь предусматривает регулярное изменение давлений, объемов, и других показателей эксплуатации. В течении нескольких дней отбор газа может измениться от максимального до нуля. Более того, хранилище может претерпевать обратный процесс – закачку.

В ПХГ области течения жидкости и области течения газа делят на две зоны: Зона, подвижность которой представлена только газом и зона движения воды

Поверхность, образованная между этими двумя зонами, как следствие их столкновения, называется границей газовойодяного контакта (ГВК). [3]

Движение этой границы по площади коллектора, и даже по вертикали амплитуды определяется различными параметрами: геометрическими особенностями пласта, его фильтрационными свойствами, неоднородностью пласта, темпами закачки/отбора газа и т.д. Эти параметры напрямую влияют на технологическую характеристику хранилища.

Как показывает практика, по причине разного рода неравномерностей в хранилище как по его структуре, так и при его заполнении, контур ГВК не строго горизонтален, а имеет достаточно сложную форму (подобно волнам в океане, только обездвижен). Таким образом главной задачей операторов ПХГ является создание таких условий закачки и отбора, при которых ГВК будет перемещаться равномерно, что позволит избегать разрывов и непредвиденных аномалий в пласте. Однако надежных, экономичных, и эффективных способов контролировать этот процесс до сих пор не найдено.

2.7.1 Утечки газа из ПХГ

В процессе формирования, а также эксплуатации ПХГ имеют место быть небольшие, но стабильно существующие утечки. Помимо, собственно, экономических потерь, этот процесс наносит прямой вред экологии, поскольку именно этот фактор является основным, из влияющих на атмосферу, со стороны ПХГ.

Объемы возникающих утечек зависят от геофизических свойств пласта, режима эксплуатации ПХГ и параметров (состояния) оборудования, применяемого на нем.

Исходя из этого, причины возникновения утечек разделяются на технические, технологические, и геологические.

К геологическим факторам можно отнести такие моменты как: наличие различных тектонических разломов в пласте, неоднородно сформированный купол коллектора (присутствуют вкрапления из иных образований). На эти проблемы персонал хранилища оказать влияния не может, следовательно, и контролю эти процессы не подлежат.

Другое дело, технические факторы, которые связаны непосредственно с состоянием скважины и оборудования (например, не герметичность колонных оголовков, дефекты эксплуатационных колонн и прочее).

К технологическим причинам относят те моменты, которые возникают непосредственно при закачке/отборе газа. Как говорилось ранее, отслеживать гарантированно точное значение объемов газа в хранилище невозможно. Иногда это приводит к переполнению хранилища, и как следствие, выходу «лишнего» газа наружу. Ответственность за это ложится напрямую на операторов ПХГ. Для предотвращения таких ситуаций, они, в свою очередь, предпочитают оставлять некоторый запас объема в хранилище, а не заполнять его «под крышку».

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Верхоунженский Владислав Олегович

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов при строительстве ПХГ: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Направления и нормы расходования ресурсов	
3. Информация об отчислениях, ставках налогообложения, стоимости ресурсов потребления	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческой пригодности проекта	
2. Изучение деталей формирования проекта при строительстве ПХГ. Изучение вероятных рисков, и факторов, оказывающих влияние на проект.	
3. Планирование процесса строительства ПХГ. Линейно-календарный график Ганга.	
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности. Изучение основных направлений затрат. Обоснование рентабельности проекта.	

Перечень графического материала

1. Краткая информация о проекте
2. Матрица SWOT-анализа
3. График проведения и бюджет строительства ПХГ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Верхоунженский В.О.		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

С экономической точки зрения, существование подземных хранилищ обосновывается сезонностью потребления газа. В холодное время года потребительский спрос возрастает в несколько раз, по отношению к теплomu периоду. Главная задача ПХГ – компенсировать разницу между текущей добычей газа (которая, в свою очередь, в холодное время года значительно снижается), и превышающим ее потреблением.

Таким образом, при сооружении ПХГ встает вопрос, целесообразности вкладывания средств в проект, поскольку для обслуживания ПХГ используется достаточно дорогостоящее оборудование, требующее постоянного контроля и ремонта.

Перед принятием решения, по сооружению подземного хранилища газа, геологи тщательно исследуют пласт на его пригодность к строительству. Пласт должен удовлетворять требованиям проницаемости и пористости, чтобы хранить достаточные объемы газа. Так же пласт должен обладать важными геофизическими свойствами, такими как наличие свода (купола) и непроницаемых пород вокруг коллектора. Строительство ПХГ начинается только в том случае, если коллектор может обеспечить все необходимые условия (10-15 метров амплитуда коллектора; 5-10 км² площадь пласта минимум). В случае неудовлетворения этих требований, ПХГ, сформированное в таких условиях попросту не будет оправдывать затраты, вложенные в его сооружение. [5]

4.1 SWOT – анализ

SWOT анализ отражает в себе следующую информации – Strengths (сильные стороны проекта), Weaknesses (слабые стороны проекта), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT анализ применяется при исследовании внутренней и внешней среды проекта.

SWOT – представляет собой матрицу, в которой отражены все качества проекта, что позволяет сопоставить плюсы и минусы при принятии решения.

Для подземных газовых хранилищ актуальна следующая SWOT модель
таблица 4. [5]

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1: Долговременные сроки функционирования С2: Перспективы расширения в процессе эксплуатации С3: Практически не требует вложений в процессе эксплуатации С4: Быстрый выход на проектные мощности	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1: Требования к наличию нормативных документов Сл2: Высокий класс опасности объекта (Категория II) Сл3: Вредное влияние на экологию Сл4: Большие первоначальные вложения в проект
Возможности: В1: Хранение больших объемов газа В2: Возможность реализовывать избытки добычи позже В3: Сглаживает сезонное потребление В4: Создает дополнительные рабочие места на предприятии	1. Исследование новых методов сжатия и хранения 2. Влияние на геофизические свойства пласта, с целью расширения пористой среды 3. Наладка систем обеспечения потребителей 4. Развитие навыков персонала, повышение показателей производства ПХГ	1. Приобретение сертифицированного оборудования 2. Снабжение оборудования средствами защиты 3. Постоянный контроль выбросов в атмосферу, и состояния тектонической структуры пласта. 4. Поиск источника финансирования
Угрозы: У1: Введение дополнительных государственных требований к сертификации оборудования У2: Высокая вероятность возникновения техногенного ЧС У3: Необходимость следить за исправностью оборудования У4: Для обслуживания требуется высококвалифицированный персонал	1. Отслеживание изменения в Российском законодательстве 2. Проектирование новых систем обеспечения безопасности	3. Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта 4. Регулярное повышение квалификации персонала

4.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Перед сооружением ПХГ разрабатывается его проект. В проекте содержится полная информация о процессе формирования хранилища, необходимом для его функционирования оборудовании, требования к персоналу, а также информация о наличии таких дополнительных сооружений как системы коммуникации, жизнеобеспечения, жилые комплексы и т.д. В совокупности проект представляет собой свод требований, которые необходимо выполнить для нормального функционирования ПХГ.

Проект, в свою очередь проходит оценку, которая позволяет выявить степень его готовности к коммерциализации.

Оценка проекта осуществляется составлением специальной таблицы, и заполнением ее пунктов баллами (от 1 до 5).

Поскольку проекты ПХГ не совершенствовались уже долгое время, на текущий период известны практически все тонкости и детали их реализации. Эксплуатирующие ПХГ организации (такие как Газпром) давно обладают необходимой базой знаний, и всеми необходимыми средствами, для качественной реализации проектов, разработанных еще в 70-х годах прошлого века.

Главным же аргументом, для введения проекта в силу и начала его реализации, является геофизическая пригодность пласта-коллектора к строительству ПХГ.

При составлении проекта, так же формируется таблица, в которой путем использования пятибалльной системы помечаются основные моменты, которые необходимо изучить в проекте, и то, насколько они на данный момент изучены.

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации.

Анализ проекта позволяет понять, какие именно задачи ставятся перед ПХГ (будь то снабжение газом небольших поселений, или же накопление газа для его транспортировки за границу страны), таким образом данный этап исследования представляет собой важный момент при принятии решений о формировании хранилища в тех или иных условиях (геофизические особенности, географическое местоположение, информация о потребителях и т.д.).

4.3 Сроки и этапы функционирования ПХГ

В рамках разработки проекта формируются различные временные графики. Они отражают информацию о видах работ, которые будут выполняться при сооружении ПХГ и сроках их выполнения. таблица 5 [5]

Таблица 5. Календарный план график строительства ПХГ

Наименование работы	Длительность этапа	Примечание
Исследование запросов потребителей конкретного региона	1 месяц	На данном этапе обосновывается необходимость в строительстве ПХГ на том или ином участке, в целях последующей продажи газа потребителям на нем. Если собранная информация не дает достаточных оснований для реализации проекта, он не разрабатывается.
Геологоразведочные изыскания по территории. Выбор участка для строительства.	3 месяца	Силами организации проводится исследования геофизического состояния района, и, соответственно, поиск подходящего места для сооружения ПХГ (должно удовлетворять всем требованиям к строительству ПХГ)
Начало строительства комплекса ПХГ. Снабжение комплекса всем необходимым оборудованием.	6 месяцев	Под строительством ПХГ подразумевается не «внутренняя отделка хранилища» (это невозможно) а сооружение необходимых зданий и установок на поверхности земли. Подключение насосов к эксплуатационным скважинам, подключение ПХГ к ближайшему магистральному газопроводу. Строительство газовых шлейфов к потребителю.
Наращивание объема буферного газа. Расширение хранилища.	60 месяцев (5 лет)	Самый долгий из этапов строительства ПХГ подразумевается тогда, когда оно уже функционирует в качестве хранилища (на данном этапе можно откачивать газ из хранилища, а не только пополнять его). Тем не менее, поскольку на пласт начинает оказывать влияние воздействие непривычно высоких давлений, он постоянно меняет пористость и проницаемость своей структуры. Это приводит к увеличению объемов хранилища с каждой

		последующей закачкой газа в него. По окончании этого периода, хранилище будет иметь максимально возможный объем пласта-коллектора (как правило он в 5-7 раз больше чем первоначальный).
Цикл «закачка – отбор»	По необходимости	Период эксплуатации ПХГ. Может длиться многие годы, в зависимости от износа оборудования (которое, своевременно заменяют), и потребности территории в самом хранилище.

Если рассматривать строительство ПХГ на конкретном примере (например, приказ на формирование плана объекта поступает от 21.06.2016 года), то календарный план график строительства выглядел бы следующим образом рисунок 9.

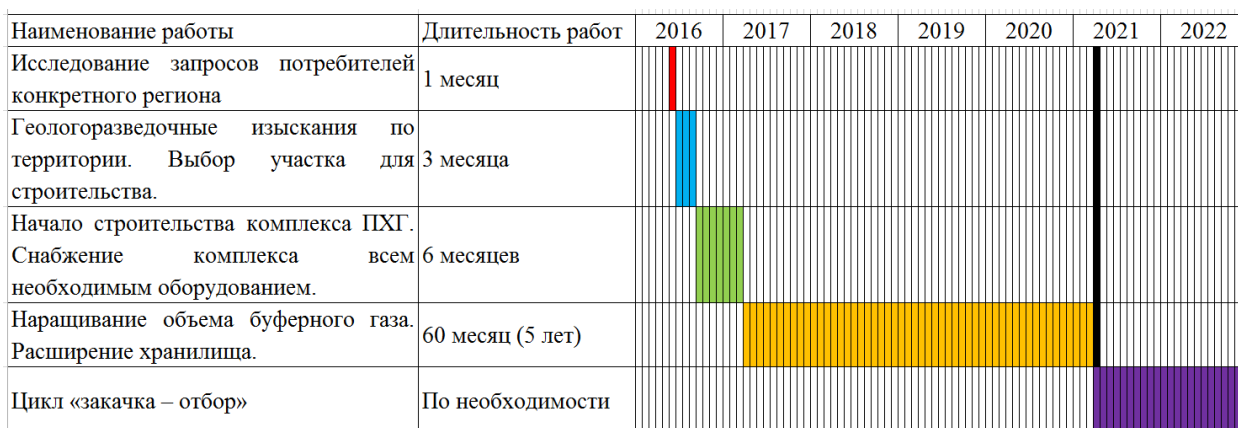


Рисунок 9. Календарная модель Ганга при строительстве ПХГ

Таким образом при начале всех процедур 21.06.2016 года ПХГ будет построено и выйдет на проектную мощность к апрелю 2021 года. Тем не менее, отбор газа из него можно будет производить уже в 2017 году.

Из этого анализа следует, что сроки введения подземного хранилища газа в эксплуатацию невелики. Буквально за год можно начать получать отдачу, а спустя еще 5 лет эксплуатации ПХГ будет функционировать на максимальных мощностях, после чего его обслуживание будет заключаться лишь в своевременном ремонте оборудования.

4.4 Основные риски

В процессе реализации проекта существует вероятность возникновения различных рисков, представляющих опасность на пути достижения конечной цели – сооружения надежно функционирующего ПХГ. Избежать рисков полностью невозможно, однако снизить угрозу от них можно, уменьшая воздействие неблагоприятных факторов. Риски, которые могут возникать при строительстве ПХГ представлены в таблице 6

Таблица 6. Риски, возникающие при строительстве ПХГ

Риск	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска	Способы смягчения риска
Технические Риски				
Выбор неподходящего для эксплуатации оборудования	1	5	высокий	Необходимо проводить максимально точные расчеты по оборудованию, при его подборе, а также проверку этих расчетов. Отслеживать любые аномальные изменения в поведении оборудования, вовремя выявлять дефекты, неисправности и устранять их путем ремонта. Иметь четкий план работ, не отклоняться от графика.
Возникновение неисправностей в строительном оборудовании	3	4	средний	
Нерациональное использование средств и времени	3	3	средний	
Внешние риски				
Вмешательство контролирующих органов	3	3	средний	Своевременный мониторинг любых изменения в законодательстве РФ, а также предотвращение отклонений от установленных законом норм. Контроль качества выполнения работ, контроль адекватного и рационального поведения обслуживающего персонала.
Изменения Российского законодательства	2	4	средний	
Небрежность и недобросовестность сотрудников	3	4	средний	

Низкое качество предоставляемого оборудования	2	5	высокий	Тщательная проверка получаемого оборудования, его испытательное тестирование.
Организационные риски				
Проблемы с финансированием	1	5	высокий	Все вопросы выделения средств и подготовки необходимых для исполнения материалов должны быть решены еще до начала реализации проекта. К выполнению работ должна приступать только надежная, ответственная организация. Между заказчиками, руководителями и исполнителями должна быть налажены бесперебойные средства коммуникации.
Проблемы с ресурсной базой	2	5	высокий	
Некомпетентность организации исполнителя	1	3	средний	
Проблемы коммуникации	1	2	низкий	
Риски управления проектом				
Неправильная оценка ситуации	2	4	средний	Руководитель должен тщательно проработать все этапы выполнения строительства ПХГ, а также контролировать то, насколько персонал-исполнитель следует заявленному плану.
Неправильное планирование проведения работ	2	5	высокий	
Низкий контроль качества исполнения	3	5	высокий	

4.5 Бюджет строительства ПХГ

Так же, в процессе реализации проекта, разумеется, возникают большие финансовые затраты. Как говорилось ранее, главный минус любого ПХГ – требование к наличию крупных вложений на самом первом этапе. В отличие от большинства проектов, проблем с инвесторами в данном случае не возникает, поскольку в таком строительстве заинтересована непосредственно эксплуатирующая организация. Тем не менее, на стадии разработки проекта необходимо выявить основные категории затрат. При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i}$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Смета затрат на выполнение работ по сооружению подземного хранилища газа объемом 500 млн. куб. м. представлена в табл.7 [5]

Таблица 7. Смета затрат

Категория затрат	Составляющие	Примечание	Сумма затрат, руб.	Итого, руб.
Геологоразведочные работы	Региональные геолого-геофизические работы.	Геологические и структурно-геоморфологические съёмки в комплексе с геохимическими, гидрогеологическими и другими исследованиями, аэромагнитную и гравиметрическую съёмки, электроразведку и сейсморазведку, а также бурение опорных, параметрических и структурных скважин.	510.800	1.018.050
	Подготовка площадей (структур) к глубокому поисковому бурению.	Включает структурную геологическую съёмку среднего и крупного масштабов, детальную сейсморазведку, в необходимых случаях также гравиразведку, электроразведку, газовую съёмку, структурное и параметрическое бурение, оценку объемов пласта-коллектора;	285.500	
	Поиск подходящего пласта-коллектора	По полученным на поисковом этапе результатам пласты-коллекторы распределяются по категориям, и проводится предварительная геолого-экономическая оценка каждого из них. В результате для строительства ПХГ подбирается наиболее подходящий.	221.750	
Закуп строительных материалов	Опорные конструкции для зданий и сооружений	Двухавровые балки, арматура, бетонные плиты, сваи, лестничные пролеты	11.520.000	21.976.000
	Облицовочные материалы	Кирпич, древесина, бетон, стекло (окна)	5.335.000	
	Материалы для строительства систем жизнеобеспечения	Канализационные трубы, ЛЭП, системы водоснабжения, системы связи и коммуникации	3.876.000	
	Пристройки к оборудованию ПХГ	Ограждение для насосных агрегатов, компрессоров, шлейфы трубопроводов, ограждение эксплуатационных скважины	1.245.000	
Оборудование ПХГ	Компрессорные установки	Закачивают газ в пласт, предварительно сжимая его	17.345.000	61.664.500
	Насосные агрегаты	Закачивают газ в пласт, без предварительного сжатия. Выступают в качестве подпора.	11.726.000	
	Запорная арматура, задвижки, обратные клапаны	Используются как средства перекрытия трубопровода, скважины и шлейфов на ПХГ. Так же предотвращают утечки газа.	8.465.000	
	Эксплуатационные скважины	Служат непосредственно для закачки и отбора газа из ПХГ	10.550.000	

	Контрольные скважины	Служат для мониторинга параметров ПХГ (объем, давление, проба газа)	7.450.000	
	Датчики (Термометры, манометры и т.д.)	Устанавливаются на всем оборудовании ПХГ, используются для мониторинга основных показателей.	6.128.500	
Доставка и установка оборудования ПХГ	Рассчитывается как 6% от стоимости оборудования	-	3.699.870	3.699.870
Оформление документов	Постановление о разрешении на строительство	-	200.000	500.000
	Акт обследования участка	-	100.000	
	Строительный паспорт объекта	-	200.000	
Заработная плата строителям	5 трудящихся бригад	5 бригад * 20 чел. = 100 человек. 100 чел. * 50.000 руб/чел = 5.000.000 руб/мес. 5.000.000 руб/мес. * 12 мес. = 60.000.000 руб/год	60.000.000	67.200.000
	20 человек в бригаде			
	Средняя зарплата – 50.000 руб./чел			
	Время строительства – 1 год (12 месяцев)			
	Дополнительная ЗП.	Составляет 12% от основной ЗП.	7.200.000	
Страховые отчисления	Составляют 30% от ЗП+ДЗП	-	20.496.000	20.496.000
Затраты на электроэнергию	Стоимость 1 кВт*ч – 2,93 руб	Во время строительства откачка газа не осуществляется. Только закачка. Т = 25% от 1-го года. Т.е. Т = 92 дня. Или 2.208 часов. W (4х-КС) = 4*2 = 8 МВт 8 МВт = 8.000 кВт Тогда: 8.000 кВт * 2,93 руб. * 2,208 ч. = 51.755.520 руб.	51.755.520	51.755.520
	Количество компрессорных установок – 4 шт.			
	Мощность 1-й КС – 2,5 МВт			
	Цикл - 1 год			
	Время работы КС На закачку – 25% цикла. На откачку 25% цикла.			
Итоговые затраты на строительство ПХГ:				228.309.940

Круговая диаграмма на рисунке 10 отражает все основные затраты при строительстве ПХГ в водоносных пористых пластах, и выработанных нефтегазовых месторождениях.



Рисунок 10. Круговая диаграмма материальных затрат на сооружение подземного хранилища газа.

Из диаграммы видно, что наибольшие затраты будут выделены на заработную плату работникам. Вторую позицию занимает закупка оборудования ПХГ, третью – расходы на электроэнергию, от работ компрессорных установок, при закачке первого газа в пласт.

Итоговая стоимость ПХГ для предприятия – 228 миллионов, 309 тысяч, 940 рублей.

4.6 Доход предприятия от сооружения ПХГ

Как говорилось ранее, на проектную мощность ПХГ выходит приблизительно спустя 5-6 лет после начала строительства (4-5 лет на эксплуатацию и наращивание объема буферного газа).

На основании этой информации можно рассчитать, какой доход будет приносить ПХГ при выходе на проектную мощность.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 8

Таблица 8. Исходные данные

Период эксплуатации	1 год
Средний объем пластов-коллекторов по Томской области	500 млн. куб.
Объемы потребления газа в Томской области в год	3 млрд. куб.
Стоимость за 1 м ³ газа по Томской области для населения	3 руб/м ³

В первую очередь, важно понимать, что в хранилище, для его работы должен присутствовать буферный газ (тот, который нельзя использовать. Его задача – поддержание пластового давления). Объем буферного газа составляет 60-140% от объема активного газа (полезный газ).

Выполним расчеты для наихудшего из вариантов – буферный газ должен составлять 140% от активного (т.е. буферного газа в 1,4 раза больше чем активного)

Таким образом из 500 млн. куб. м. газа в хранилище, использовать для активного газа можно только:

$$1,4x + x = 500.000.000 \text{ м}^3$$

$$2.4x = 500.000.000 \text{ м}^3$$

$$x = 208.333.000 \text{ м}^3$$

Т.к. хранилище никогда не наполняют «до верху», это значение можно округлить до 200 млн. куб. м. газа. В результате расчетов – буферный газ в ПХГ будет занимать 300 млн. куб. м. Активный – 200 млн. куб. м.

Среднегодовой объем потребления газа по Томской области составляет 3.000.000.000 м³. Хранилище может поставлять только 200.000.000 м³ газа. Этого недостаточно.

Однако, ПХГ и не должно обеспечивать 100% потребления. В реальных условиях потребитель получает газ напрямую, непосредственно после его добычи (такой газ проходит лишь очистку, и игнорирует ПХГ). Роль ПХГ – компенсировать недостатки добычи (за счет газа, который когда-то был добыт, но не потреблен), а не полностью покрыть ее.

Предполагая, что потребитель будет запитан от прямой добычи лишь на 60% (в среднем этот показатель находится в интервале 40-80% в зависимости от времени года), т.е. на долю ПХГ приходится 40% потребления, рассчитаем объемы газа, откачиваемые из хранилища в среднем ежегодно:

$$3.000.000.000 \text{ м}^3 * 40\% = 1.200.000.000 \text{ м}^3$$

Таким образом, ежегодный объем проходящего через хранилище газа будет составлять 1.2 млрд. куб. м. Остальной газ на снабжение Томской области будет получен непосредственно от добычи.

Для хранения объемов газа в размере 1.2 млрд куб. м. с учетом особенностей пластов Томской области (а именно максимальный объем активного газа 200 млн. куб. м), для стабильного функционирования системы газообеспечения необходимо построить:

$$1.2 \text{ млрд} / 200 \text{ млн} = 6 \text{ коллекторов}$$

Таким образом итоговая стоимость ПХГ включающего 6 пластов коллекторов обойдется предприятию в:

$$228.309.940 \text{ руб.} * 6 = 1.369.859.640 \text{ рублей}$$

Потребляя 1,2 млн. куб. м в год из ПХГ, граждане Томской области по текущему тарифу будут расходовать:

$$1.200.000.000 \text{ м}^3 * 3 \text{ руб/м}^3 = 3.600.000.000 \text{ рублей.}$$

Эта сумма является достоверной только при выходе ПХГ на проектную мощность, то есть спустя 5 лет после строительства.

Подведем итоги:

Строительство ПХГ объемом активного газа в 3 млрд. куб. м. газа, из которых 1,2 млрд. куб. м – это полезный газ (активный газ) обошлось предприятию в 1,369 млрд. руб.

Спустя 5 лет эксплуатации предприятие входит в первый год стабильной работы (без наращивания объемов). За этот год оно зарабатывает 2,4 млрд. рублей.

Чистая прибыль за этот год составляет:

2,4 млрд. рублей – 1,369 млрд. рублей (стоимость ПХГ) = 1,031 млрд. руб.

Если пренебрегать затратами на обслуживание, то на протяжении каждого последующего года ПХГ будет зарабатывать по 3,6 млрд. рублей.

4.7 Итоги раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

С экономической точки зрения строительство ПХГ является выгодным проектом, который оправдывает себя за 5-6 лет, а после начинает приносить чистую прибыль, не требуя никаких крупных вложений. ПХГ способно самостоятельно обеспечивать себя после выхода на проектные мощности. Тем не менее для достижения такого результата требуются крупные экономические вложения на начальном этапе строительства.

В данном разделе были выявлены основные риски, возникающие при строительстве подземных хранилищ газа, а также описаны основные категории затрат. Важнейшими из них выделены затраты на заработную плату строителям, и закупку оборудования. Главными рисками являются моменты, связанные с контролем качества строительства. ПХГ относится к объектам II-го класса опасности, а значит требуют четкого профессионального контроля и в период строительства, и в период эксплуатации. Несоблюдение требуемых норм может привести к аварии, серьезным экономическим потерям, нанесению вреда экологии, а также возникновению техногенного ЧС с присутствием летального исхода.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт	Природных ресурсов
Направление подготовки (специальность)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат
Кафедра	Транспорт и хранение нефти и газа
Период выполнения	(осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Верхоунженский Владислав Олегович

Тема работы:

Анализ методов строительства подземных хранилищ газа	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	

Форма представления работы:

Бакалаврская работа (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
--

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: -- вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); -- опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Характеристика факторов изучаемой производной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: -- физико – химическая природа фактора, его связь с раз – рабатываемой темой; -- действие фактора на организм человека ; -- приведение допустимых норм с необходимой размер – ностью (с ссылкой на соответствующий нормативно – технический документ); -- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 2. Анализ опасных факторов проектируемой производ – енной среды в следующей последовательности: -- механические опасности (источники, средства защиты) -- термические опасности (источники, средства защиты) -- электробезопасность (в т.ч. статическое электричес – тво, молниезащита - источники, средства защиты); -- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактичес – кие мероприятия, первичные средства пожаротушения); 3. Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень расчетного и графического материала	Расчет молниезащиты

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Н.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Верхоуниженский В.О		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПХГ

Целью данной ВКР является изучение и анализ основных способов строительства подземных хранилищ газа, а также описание различий при дальнейшей их эксплуатации. Исследовательская часть ВКР представляет собой практические расчеты, применимые при строительстве конкретного ПХГ, в результате которых будет получен проект строительства, содержащий в себе информацию о необходимом оборудовании, материалах для строительства, и эксплуатационных параметрах ПХГ.

При сооружении и эксплуатации газовых хранилищ необходимо учитывать тот факт, что газохранилища относятся к опасным производственным объектам в соответствии с приложением к ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [20]. В связи с этим, к ним применяются особые требования промышленной безопасности, посредством которых достигается снижение угрозы и вреда здоровью рабочего персонала до минимума.

В настоящее время, все требования, относящиеся к подземному хранению газа, регулируются ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также дополнительными регламентами, разработанными непосредственно в эксплуатирующих газовые хранилища организациях.

5.1 Производственная безопасность

В процессе производства человек подвергается воздействию опасностей разного рода. Такими опасностями принято называть явления, процессы, объекты, способные наносить ущерб здоровью человека напрямую или косвенно, вызывать различные нежелательные последствия.

Производственная деятельность осуществляется в пространстве, которое называется производственной средой. В условиях большинства производств на человека в основном действуют техногенные, т.е. связанные с техникой и оборудованием, риски, которые называют опасными и вредными производственными факторами.

Опасный производственный фактор (ОПФ) - это такой производственный фактор, воздействие которого на человека может привести к травме или к другому внезапному резкому изменению показателей здоровья. Травмой называется повреждение тканей организма и нарушение его функций. Травма – есть результат несчастного случая на производстве.

Вредный производственный фактор (ВПФ) - это такой фактор, воздействие которого на человека приводит к его заболеванию или снижению общей трудоспособности. Заболевания, которые возникают под действием вредных производственных факторов, называют профессиональными.

ОПФ и ВПФ, возникающие при сооружении и эксплуатации ПХГ перечислены в ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [21]

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 ОПФ и ВПФ подразделяются на физические, биологические, химические и психофизиологические.

К физическим факторам относятся такие факторы как: воздействие электрического тока, кинетическая энергия движущихся машин и оборудования или их подвижных частей, повышенное и опасное давление паров или газов, высокие уровни шума, сильные вибрации, повышенный

уровень инфра- и ультразвука, недостаточная освещенность рабочей среды, воздействие электромагнитного поля, ионизирующие излучения и др.

Химические факторы проявляются при воздействии на организм человека различных химических веществ, и их состояний.

Биологические факторы являются следствием воздействия на организм микроорганизмов, животных или растений.

Психофизиологические факторы – умственное перенапряжение, монотонность труда, перегрузки, как физические, так и эмоциональные.

В большинстве случаев четкой границы между опасными и вредными ПФ нет.

Безопасный труд – это такой труд, при котором исключено или максимально минимизировано воздействие ОПФ и ВПФ на трудящегося. Безопасность жизнедеятельности в условиях производства так же носит другое название – охрана труда.

Охрана труда представляет собой систему законодательных актов, организационных, социально-экономических, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности в процессе труда.

«Охрана труда» - это комплексная дисциплина, которая включает следующие разделы: техника безопасности, производственная санитария, пожарная и взрывная безопасность, законодательство по охране труда.

Производственная санитария – Мероприятия направленные на уменьшение воздействия ОПФ и ВПФ на человека в условиях производства.

Техника безопасности – система организационных мероприятий и технических средств, которая подготавливает трудящихся к возможным непредвиденным обстоятельствам на производстве, а также обучает необходимым знаниям для минимизации воздействия ОПФ и ВПФ.

Пожарная и взрывная безопасность – система задачи которой, проводить профилактику и разрабатывать меры по ликвидации пожаров и взрывов, а также минимизировать их последствия.

Законодательство по охране труда составляет часть трудового законодательства.

Введем понятие основных нормативов безопасности труда. Как уже сказано выше, при безопасных условиях труда исключено воздействие на работающих опасных и вредных производственных факторов. Всегда ли в условиях реального производства можно так организовать технологический процесс, чтобы значения воздействующих на работающих опасных и вредных производственных факторов равнялись нулю (чтобы на работающих не действовали опасные и вредные производственные факторы)?

Эта задача в принципе эквивалентна задаче создания безопасной техники, т. е. достижения абсолютной безопасности труда. Однако абсолютная безопасность либо технически недостижима, либо экономически нецелесообразна, так как стоимость разработки безопасной техники обычно превышает эффект от ее применения. Поэтому при разработке современного оборудования стремятся создать максимально безопасные машины, оборудование, установки и приборы, т. е. свести риск при работе с ними к минимуму. Однако этот параметр не может быть сведен к нулю.

Для того, чтобы в условиях функционирования ПХГ свести все риски к минимуму, необходимо разобраться в том, какие из них присутствуют. На основе ГОСТ 12.0.003-74 [21] выделим факторы, относящиеся к ПХГ при его сооружении (Таблица 9)

Таблица 9. Опасные и вредные факторы

Опасные и вредные производственные факторы ПХГ	
Физические	движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;

	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
Химические	При сооружении ПХГ отсутствуют
Биологические	При сооружении ПХГ отсутствуют
Психофизические	Физические перегрузки; нервно-психические перегрузки. умственное перенапряжение; монотонность труда; эмоциональные перегрузки.

Теперь выделим факторы, относящиеся к ПХГ при его эксплуатации

Таблица 10

Таблица 10. Опасные и вредные факторы при эксплуатации

Опасные и вредные производственные факторы ПХГ	
Физические	разрушающиеся конструкции; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека
Химические	Раздражающее органы дыхания воздействие газа в случае утечки; сенсibiliзирующее воздействие газа; попадание в организм человека посредством дыхательных путей
Биологические	При эксплуатации ПХГ отсутствуют

Психофизические	Нервно-психические перегрузки. умственное перенапряжение; монотонность труда; эмоциональные перегрузки.
-----------------	---

Содержание стандартов классификационной группы "Государственные стандарты общих требований и норм по видам опасных и вредных производственных факторов" определяется ГОСТ 12.0.001-82 [22] и настоящим стандартом. В ГОСТ 12.0.001-82 содержатся: краткая характеристика опасного и вредного производственного фактора (вид, характер действия, возможные последствия); предельно допустимые уровни или предельно допустимые концентрации опасного, вредного производственного фактора и методы их контроля; методы и средства защиты, работающих от действия опасного и вредного производственного фактора.

Информация о допустимых нормах для перечисленных вредных и опасных факторов представлена в таблице 11.

Таблица 11. Допустимые нормы

Фактор	Нормы	Примечание
Шум	65-100 дБ	Уровни шума в производственных помещениях должны удовлетворять требованиям СН 2.2.4/2.1.8.562-96. [23] Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
Температура, влажность, скорость движения воздуха	t°С от -30 до 50; Влажность, % от 0 до 90; V, м/с от 0 до 5	Температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в рабочей зоне должны удовлетворять требованиям СанПиН 2.2.4.548-96

		[24]. Гигиенические требования к микроклимату
Освещение	Яркость от 500 до 2000 кд/м ² ; Коэффициент пульсации не ограничивается; Для исключения стробоскопического эффекта рекомендуется включать освещение в три фазы.	Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям СНиП 23.05-95 [25]. Естественное и искусственное освещение
Вредные вещества	ПДК напрямую зависит от условий производства. В случае с хранением газа ПДК зависит от объемов газа, его состава и т.д. Нормы рассчитываются индивидуально для каждого случая.	Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций по ГОСТ 12.1.005-88 [26]

На основе вредных и опасных производственных факторов ГОСГОРТЕХНАДЗОР России разработал ПБ 08-621-03 «Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах» [27]

В связи с механическими опасностями, предъявляются требования по наличию СИЗ (Каска, наушники, респираторы, противогазы, перчатки и т.д). Весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности при работе, путем инструктажей. Инструктажи в свою очередь должны периодически повторяться. Так же необходимо учитывать, что на ПХГ при эксплуатации, а

именно, в накапливании, или же наоборот – отдачи газа, возникает фактор высоких давлений, которые могут привести к разрыву оборудования. Персонал должен быть обучен всем нормам работы с таким оборудованием, и уметь принимать решения в случае возникновения ЧС.

Присутствие термической опасности на ПХГ требуется использовать только взрывозащищённое оборудование, персонал должен располагать средствами пожаротушения. Предприятие должно формировать группы реагирования в случае возникновения пожара на ПХГ. Персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности при эксплуатации оборудования, имеющего рабочие температуры выше допустимых норм. На производстве должны присутствовать все необходимые средства для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов.

Для достижения электробезопасности все используемое оборудование должно быть заземлено, а сооружения (в том числе выходящие на поверхность части ПХГ) и здания должны быть молниезащищены. Элементы ПХГ, находящиеся на поверхности (трубы, клапаны, задвижки), помимо молниезащиты должны иметь молниеотвод.

5.2 Экологическая безопасность

Подземные хранилища, несмотря на существование строгих нормативов при строительстве и эксплуатации, оказывают значительное влияние на окружающую среду. Основной задачей в предотвращении влияния на окружающую среду является минимизации воздействия на нее и строгий контроль за состоянием технологического оборудования и окружающей среды в зоне ПХГ. Для этого на ПХГ используются: комплекс диагностической магнитоимпульсной аппаратуры, технология зондирования прискваженной зоны на основе модифицированных ядерных методов, технология контроля герметичности ПХГ методом межскважинной сейсмической томографии. [29]

Тем не менее, отрицательное воздействие технологии ПХГ даже в условиях строгого контроля сохраняется и является актуальной проблемой.

В силу того, что ПХГ находятся в стороне от населённых пунктов, их воздействие на селитебную зону пренебрежительно мало, или вообще отсутствует, в связи с этим никакие требования экологической безопасности по данному пункту не предъявляются. [30]

На атмосферу ПХГ влияет напрямую – выбросом лишних газов. Под лишним газом на ПХГ подразумевается тот газ, который был отделен от основного (закачиваемого в пласт) при его очистке. На примере - Елшанское ПХГ[11] обслуживающее г. Саратов и частично центральные районы России в целом, по предприятию в результате производственной деятельности (согласно инвентаризации) в атмосферу выбрасывается 31 загрязняющее вещество, общим валовым выбросом 75690,82 тонн в год [31]. Так же регулярные выбросы газа в атмосферу происходят в силу морального и физического износа оборудования, которое не дает достаточной герметичности хранилища. Основные вещества, выбрасываемые в атмосферу при эксплуатации ПХГ это оксид углерода, диоксид азота, азота оксид, сера, метанол и метан. Так же в силу постепенной коррозии поверхностных металлических сооружений (задвижек, клапанов, труб) в атмосферу

постепенно корродируют оксиды железа, марганец и его соединения, фтористые водороды и т.д. Анализ структуры выбросов показывает, что основная доля загрязняющих веществ приходится на метан (87%). [29]

Для минимизации выбросов газа из ПХГ в атмосферу необходимо, во-первых разрабатывать новые методы утилизации газа (на данный момент применяется сжигание, которое не на много улучшает ситуацию), а так же заменять оборудование на более современное, для повышения герметичности ПХГ. Своевременно проводить обследование такого оборудования на наличие повреждений и проводить ремонт. Не эксплуатировать ПХГ сверх допустимых норм.

На гидросферу влияние ПХГ незначительно. Как говорилось ранее, в Российской Федерации, а именно компания ОАО «Газпром» хранит газ в пористых вод насыщенных пластах. Вода в данном случае используется как «изолятор» газа под землей, и не дает ему выходить на поверхность через поры. Даже если ПХГ находится в непосредственной близости от водоема, его влияние на воду минимально. Так же, несмотря на то, что ПХГ является подземным сооружением, оно не взаимодействует с подземными грунтовыми водами, поскольку таковые в местах сооружения ПХГ не могут существовать, и уж тем более взаимодействовать с хранимым газом напрямую.

Однако в отличии от гидросферы, литосфера, так же как и атмосфера подвергается прямому воздействию ПХГ, через прямой контакт. Газ закачивается в пласт и хранится там под высоким давлением. Чем больше газа хранится, тем больше давление. Это может приводить к самопроизвольному расширению газового хранилища. Связан такой процесс с тем, что пористые грунты начинают разрушаться под давлением, а изолирующая газ влага продвигается в более дальние поры, что в свою очередь приводит к образованию новых трещин в пласте, и его дальнейшему разрушению. Примером такого воздействия газа/жидкости на пласт является процесс гидроразрыва пласта. При гидроразрыве в скважину закачивается жидкость, а в роли подпора выступает газ. При повышении давления подпора, жидкость

начинает разрывать пласт, увеличивая трещины в нем, и создавая новые. Цель такого процесса – увеличить нефте- газоотдачу пласта. В случае с ПХГ, такой процесс происходит сам по себе, под воздействием времени и естественных условий. Для контроля ПХГ и его воздействия на литосферу (а значит и на само себя) на производстве, основываясь на геологоразведочных работах, заранее устанавливаются рамки эксплуатации по максимальному объему закачанного в ПХГ газа, и по максимальному давлению, под которым он может храниться. [30] Отходов в литосферу при хранении газа нет, и наличие соответствующих сборов отходов не требуется.[29]

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При разработке и эксплуатации ПХГ возможно возникновение множества различных ЧС. ЧС в свою очередь могут быть техногенного, природного, биологического, социального и экологического характера.

Для ПХГ характерен техногенный тип ЧС, однако авария может возникнуть и в следствии природных явлений. Биологический и экологический характер ЧС при возникновении аварии на ПХГ фактически исключен. Социальное ЧС, в свою очередь, может вытекать из техногенного, в следствии неправильного реагирования на него. [32]

При хранении газа возможны его постоянные утечки в силу износа оборудования, и как следствие – не герметичности хранилища. Проблемы возникаю тогда, когда какой-нибудь клапан выходит из строя, и утечка приобретает куда больший объем. Расход газа через утечку резко увеличивается, а его остановка усложняется. Следствие такой аварии – приличный выброс газа в атмосферу, большие экономические потери.

Куда более серьёзное техногенное ЧС, которое может возникнуть на ПХГ – это пожар. При возникновении утечки, и разрыве оборудование велика вероятность возникновения искры в следствии трения механических деталей друг об друга, или же обрыве проводов энергоснабжения. Возникшее воспламенение представляет собой многометровый (в зависимости от объёмов хранилища и давления в нем) столб огня, который практически невозможно остановить. В большинстве случаев, если нет резервных систем запорной арматуры и дополнительных клапанов, горение будет продолжаться до тех пор, пока газ выходит из пласта под давлением. Отсутствие кислорода внутри пласта вынудит огонь утихнуть, когда самопроизвольное восхождение газа на поверхность прекратится, поэтому взрыв внутри пласта исключен.

В то же время некоторые ПХГ имеют на поверхности отдельно оборудованные емкости хранения. Их задача – промежуточное, временное размещение газа между ПХГ, и очисткой, транспортом. Самое серьёзное

развитие событий в случае ЧС – взрыв такой емкости. [32] В известных на практике случаях, взрывная волна проходила расстояние 5 км и выбивала окна в домах. Потушить, возникший после, пожар возможно лишь после полного выгорания всего комплекса ПХГ, поскольку температуры горения не позволяют приблизиться на достаточное для эффективного тушения расстояние.

ЧС природного происхождения, способное вызвать проблемы на ПХГ это землетрясения. На территории России, в местах строительства ПХГ высокобальные землетрясения способные вызвать выход из строя оборудования, и нарушение герметичности хранилища, невозможны. Тем не менее, теоретически, сильное землетрясение способно разорвать пласт и, как следствие, увеличить его пористость. Газ распространится по новым порам, а его давление поспособствует дальнейшему разрушению. В результате одна из таких трещин может дойти до поверхности, и вызвать утечку, которая в последствии может вылиться всеми теми же последствиями, что и техногенная авария – возгорание, взрыв. [32]

Для предотвращения таких ЧС на производстве необходимо регулярно обследовать запорное оборудование на наличие дефектов, утечек, коррозионных последствий, а также иметь резервные системы на случай выхода из строя основных. Проверки должны проводиться регулярно, а проблемное оборудование должно быть незамедлительно заменено на более совершенное. Условия эксплуатации ПХГ не должны отклоняться от норм, т.е. давление внутри пласта не должно превышать регламент, объёмы газа входящего и выходящего так же должны быть нормированы. На территории комплекса ПХГ должны располагаться оперативные пожарные части, и все необходимое для пожаротушения оборудование, а также средства индивидуальной защиты для персонала. [20]

В случае возникновения ЧС, оперативные группы незамедлительно должны приступать к его устранению, и эвакуации обслуживающего персонала. В 2011-м году ПЛАС было предложено на рассмотрение введение

систем автоматического пожаротушения, закрепленных непосредственно на трубах, и ПХГ. [32] Идея не была принята в связи с тем, что горящий столб газа приводит лишь к пожару окружения. В случае если автоматическая система справится с таким возгоранием, газ продолжил бы выходить на поверхность, и скапливаться в облако. Вероятное возгорание такого облака на поверхности привело бы к огромному взрыву, что вызвало бы последствия посерьезней. Поэтому в настоящее время тушение пожаров на ПХГ осуществляется стандартными средствами пожаротушения – пожарными бригадами, и авиацией (сброс смеси тушения с вертолетов).

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К организации, эксплуатирующей ПХГ предъявляются требования в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности на опасных производственных объектов» [20]. Второй раздел этого ФЗ обязывает предприятие страховать оборудование, сооружение и персонал ПХГ на случай возникновения ЧС.

В соответствии с ФЗ №116 все затраты на ликвидацию последствий аварии, а также компенсацию ущербов обязана выплатить организация. Суммы выплаты отдельным лицам составляют от 2.000.000 до 7.000.000 рублей [20], а выплаты государству за нанесение вреда окружающей среде (атмосфере, гидросфере, биосфере) рассчитываются непосредственно по результатам аварии специальной выездной комиссией.

Таким образом, в случае невыполнения организацией обязательств по обеспечению безопасности производственного объекта, и его персонала она берет полную ответственность по компенсации всех возникших при аварии последствий.

5.5 Расчет молниезащиты буровой платформы, применяемой при бурении дополнительных скважин на ПХГ

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и околотовочных сооружений от прямых ударов молний являются молниеотводы. [33]

Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов в данном случае служит непосредственно конструкция самой вышки.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке 11 [33]

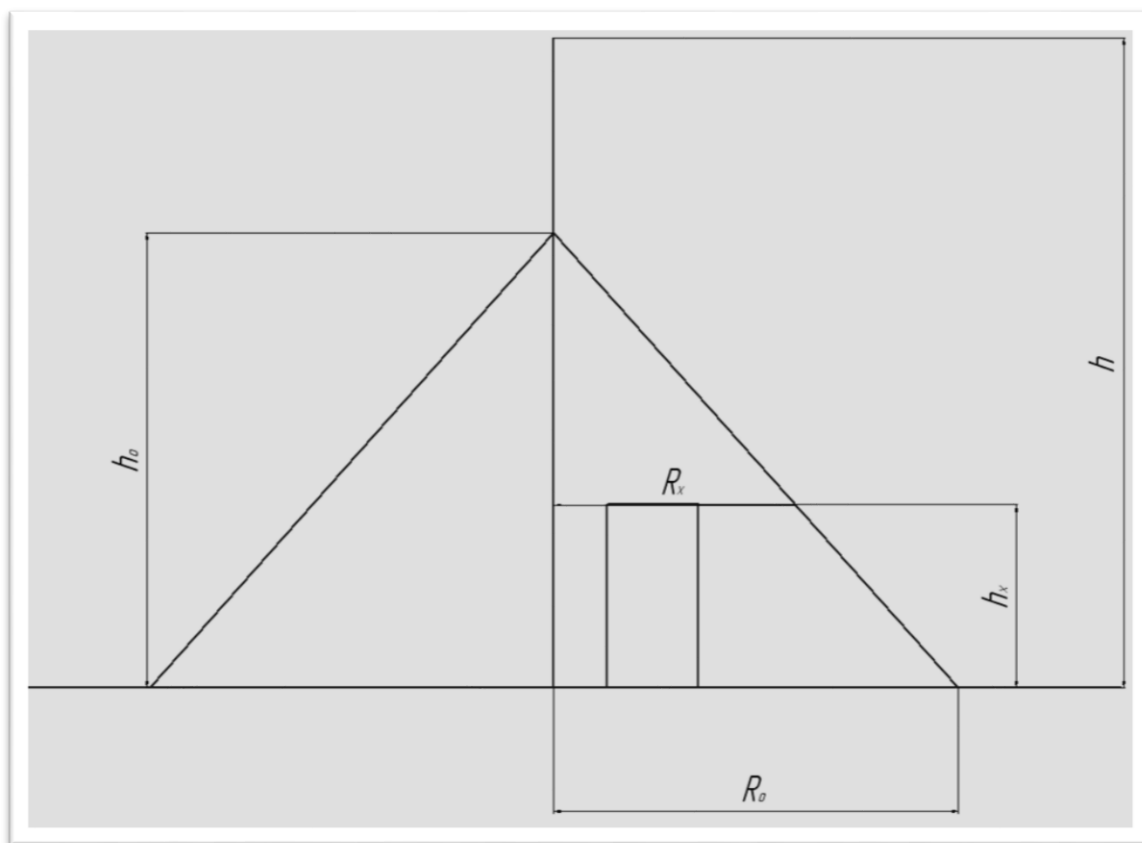


Рисунок 11. Схема для расчета молниезащиты буровой платформы

Здесь:

h_x – высота оборудования;

h – высота вышки с молниеотводом (примем $h=40$ м);

h_0 – высота вышки (примем $h_0=35$ м);

R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты оборудования;

R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Произведем расчет молниезащиты для нашей зоны:

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (1):

$$N = (S + 6 \cdot h_x) \cdot (L + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

где S – ширина основания буровой, м ($S=15$ м); L – длина основания буровой, м ($L=30$ м); n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км^2 (для Томской области $n = 6$); h_x – высота оборудования (отметка пола буровой), м ($h_x = 3$ м). [15]

Тогда:

$$N = (15 + 6 \cdot 3) \cdot (30 + 6 \cdot 3) \cdot 6 \cdot 10^{-6} = 5274 \cdot 10^{-6} = 0,005274 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (2) и (3):

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (2)$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x / 0,85) \quad (3)$$

Тогда:

$$\begin{aligned} R_0 &= (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ м;} \\ R_x &= (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (42 - 4 / 0,85) = 38,1 \text{ м.} \end{aligned}$$

Таким образом в результате расчетов радиус конуса защиты составляет 40,8 м на поверхности земли и 38,1 м на уровне высоты оборудования. Рисунок 12.

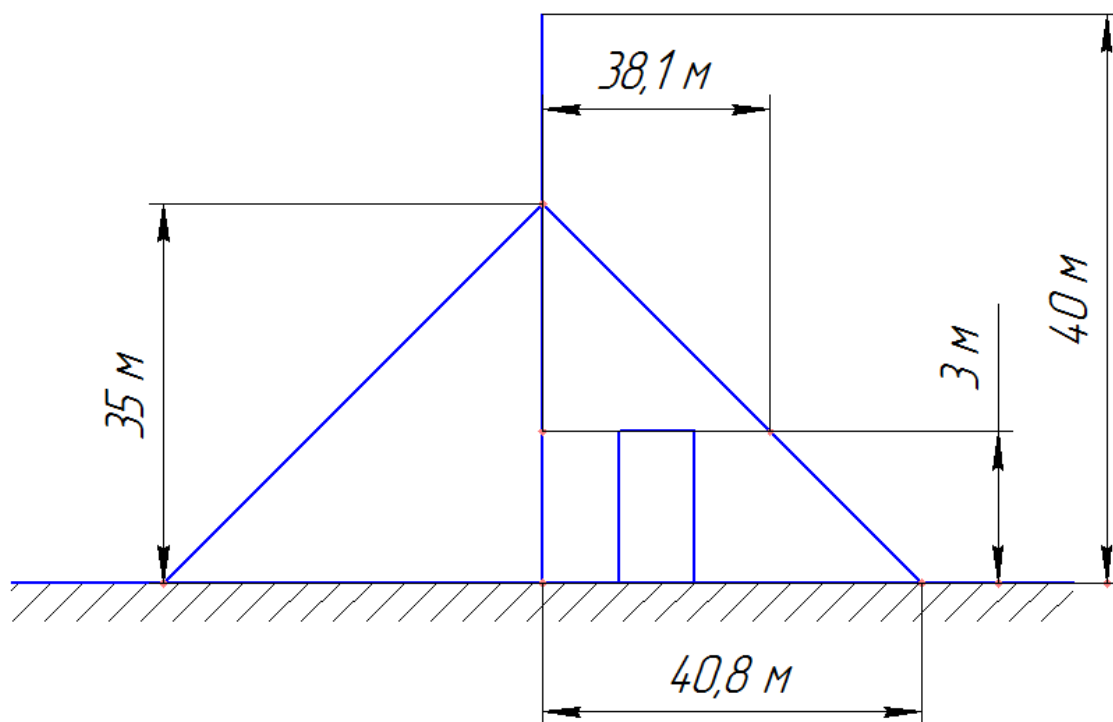


Рисунок 12. Рассчитанная схема молниезащиты для буровой платформы ПХГ

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ширковский, Аркадий Иосифович. Добыча и подземное хранение газа / А. И. Ширковский, Г. И. Задора. — Москва: Недра, 2005.
2. Коротаев, Юрий Павлович. Добыча, транспорт и подземное хранение газа : учебник / Ю. П. Коротаев, А. И. Ширковский. — Москва: Недра, 2001
3. Подземное хранение газа: [сборник статей] / Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина; под ред. М. В. Филинова. — Москва: МИНХИГП
4. Подземное хранение газа в единой системе газоснабжения / И. Я. Фурман. — Москва: Недра, 1992
5. Тышляр, Игорь Семенович. Экономика подземного хранения газа / И. С. Тышляр, В. Р. Гаспарян, А. Д. Бренц. — Москва: Недра, 1998
6. Экология подземного хранения газа / Э. Б. Бухгалтер, Е. В. Дедиков, Л. Б. Бухгалтер и др.; Под ред. Э. Б. Бухгалтера. — Москва: Наука/Интерпериодика, 2002.
7. Хранение газа в горизонтальных и пологозалегающих водоносных пластах / И. А. Черный [и др.]. — Москва: Недра, 1998
8. Левыкин, Евгений Владимирович. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е. В. Левыкин. — Москва: Недра, 2007
9. Коннова, Галина Витальевна. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа : учебное пособие / Г. В. Коннова. — Ростов-на-Дону: Феникс, 2006.
10. Сафарян, Мисак Карапетович. Металлические резервуары и газгольдеры / М. К. Сафарян. — Москва: Недра, 2003.
11. Котляревский, Владимир Абрамович. Безопасность резервуаров и трубопроводов / В. А. Котляревский, А. А. Шаталов, Х. М. Ханухов. — Москва: Экономика и информатика, 2000.
12. Корниенко, Виктор Степанович. Изготовление монтаж стальных резервуаров и газгольдеров / В. С. Корниенко, Б. В. Поповский, Г. В. Линевич. — Москва: Стройиздат, 1998.
13. СНиП 4.02-91; 4.05-91 RU. Сборники сметных норм и расценок на строительные работы; Металлические конструкции / Госстрой СССР. Сборник 9. — Изд. офиц. — Утверждены постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29 декабря 1990 г. № 115; Взамен сборников элементных сметных норм и единых районных единичных расценок на

строительные конструкции и работы (ЕРЕР-84). Сборник 9. Металлические конструкции. — Москва: Стройиздат, 1993. — 58 с.: ил. — Строительные нормы и правила.

14. Майорец, Максим. Сжиженный газ - будущее мировой энергетики / М. Майорец, К. Симонов. — Москва: Альпина Паблишер, 2013.

15. Букшпун, Илья Давыдович. Устройство и эксплуатация установок сжиженного газа / И. Д. Букшпун, О. А. Бутаев. — Москва: Стройиздат, 1999.

16. Стаскевич, Николай Лукич. Справочник по сжиженным углеводородным газам / Н. Л. Стаскевич, Д. Я. Вигдорчик. — Ленинград: Недра, 1996.

17. Берхман, Евгений Исаевич. Экономика систем газоснабжения / Е. И. Берхман. — 2-е изд., перераб. и доп. — Ленинград: Недра, 1995.

18. Бармин, Игорь Владимирович. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / И. В. Бармин, И. Д. Кунис ; под ред. А. М. Архарова. — Москва: Изд-во МГТУ, 2009.

19. ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности».

20. Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

21. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

22. ГОСТ 12.0.001-82 ССБТ. СИСТЕМА СТАНДАРТОВ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА. Основные положения.

23. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96

24. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

25. СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»

26. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны/

27. ПБ 08-621-03 «Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах»

28. Методические указания. «Лабораторная работа №5. Расчет молниезащиты». ТПУ.

29. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г.

30. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.
31. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г
32. ГОСТ Р 22.0.01-94 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ
33. СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы. Методики расчета средств защиты.