

Подземное хранение газа и жидкости (ПХГ и Ж)

Презентация курса лекций (36 часов)

**Доцент отделения РЭНГМ
Донсков Константин Васильевич**

**О сколько нам событий чудных
Готовит просвещенья дух,
И опыт – сын ошибок трудных,
И гений – парадокса друг!**

А.С. Пушкин

ЛЕКЦИЯ 1



Тема 1

Стратегия развития газовой отрасли России

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ ОАО «ГАЗПРОМ» — ОСТАВАТЬСЯ ЛИДЕРОМ СРЕДИ ГЛОБАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ ПОСРЕДСТВОМ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ РЫНКОВ, ДИВЕРСИФИКАЦИИ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПОСТАВОК.

МИРОВЫЕ И РОССИЙСКИЕ ЗАПАСЫ

Мировые запасы природного газа, если учитывать только основные регионы его добычи, составляют по международным стандартам примерно 187,3 трлн. кубических метров. На долю России приходится 37,9 трлн. кубических метров, то есть порядка одной пятой мировых запасов. При этом примерно 70% российских запасов принадлежат «Газпрому».

«Газпром» располагает самыми богатыми в мире запасами природного газа. Его доля в мировых доказанных запасах газа составляет 17%, в российских — 72%.

По российской классификации запасов на 31.12.2013 г.:

запасы природного газа «Газпрома» — 35,7 трлн. куб. м

конденсата — 1,4 млрд. т

нефти — 1,8 млрд. т

Стоимость запасов (по состоянию на 31.12.2013): 299,6 млрд. долл. США.

В течение ближайших 20 лет месторождения на п. Ямал – станут основными объектами добычи газа и газового конденсата.

Запасы «Газпрома» оцениваются как по российской системе классификации, так и в соответствии со стандартами PRMS. Международный аудит запасов «Газпрома» с 1997 года проводится независимыми инжиниринговыми компаниями.

КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени их достоверности и изученности подразделяются на категории А, В, С1 и С2.

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные — категория Д0 и прогнозные — категории Д1 и Д2.

Категория А — запасы разрабатываемой (дренируемые запасы) залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте-и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа.

Категория В — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С1 — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Таблица 1. ОСТ-51-40

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов			
	Умеренный		Холодный	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
1 Точка росы газа по влаге, °С, не выше	-3	-5	-10	-20
2 Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	0	0	-5	-10
3 Температура газа, °С	Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			
4 Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	0,007	0,007	0,007 ^{*)}
5 Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	0,016	0,016	0,016 ^{*)}
6 Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0
7 Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5



На полуострове Ямал и в прилегающих акваториях открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, разведанные и предварительно оцененные (ABC_1+C_2) запасы газа которых составляют порядка 16 трлн. куб. м, перспективные и прогнозные (C_3-D_3) ресурсы газа — около 22 трлн. куб. м. Запасы конденсата (ABC_1) оцениваются в 230,7 млн. тонн, нефти — в 291,8 млн. тонн.

Лицензии на разработку Бованенковского, Харасавэйского, Новопортовского, Крузенштернского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского и Малыгинского месторождений принадлежат Группе «Газпром».

Наиболее значительным по запасам газа (ABC_1+C_2) месторождением Ямала является Бованенковское — 4,9 трлн. куб. м. Начальные запасы Харасавэйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений составляют около 3,3 трлн. куб. м газа.

Схема обустройства месторождений акватории Обской и Тазовской губ и полуострова Ямал

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ РОССИИ



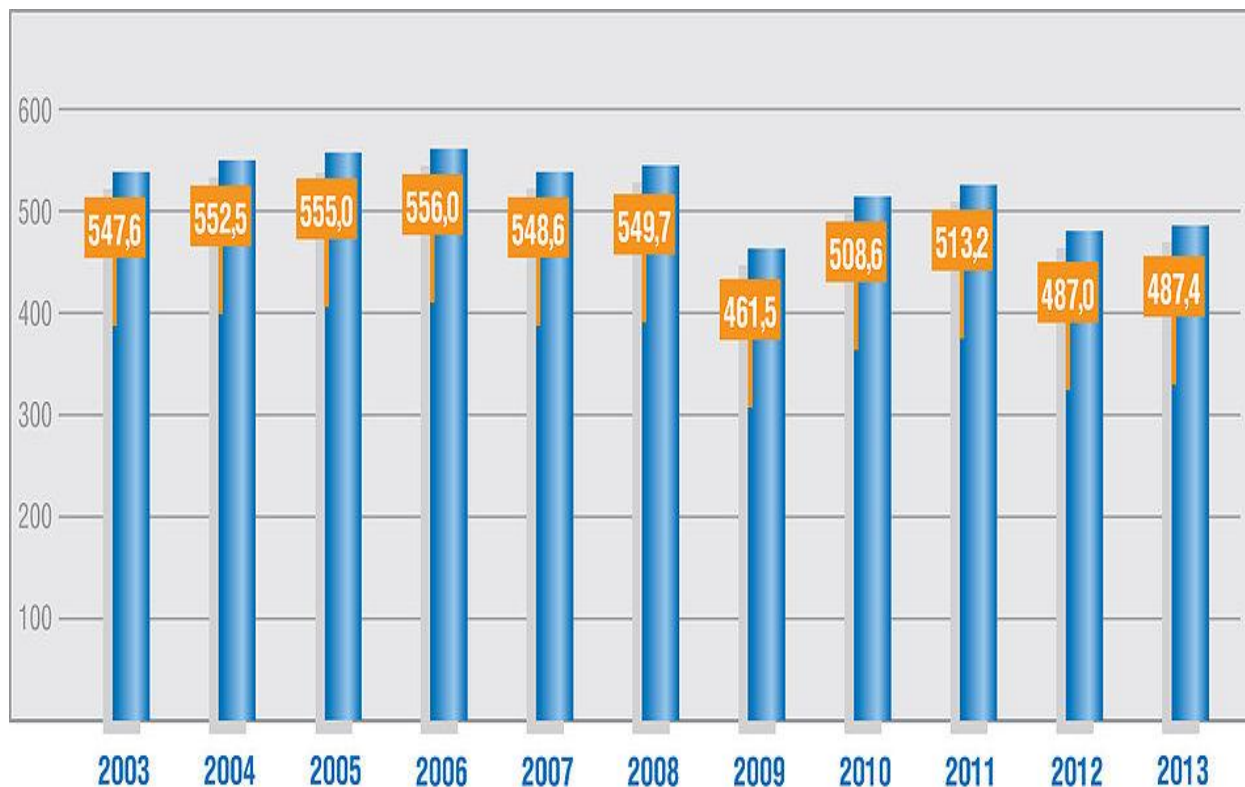
В настоящее время основными проектами «Газпрома» на континентальном шельфе России являются: [«Сахалин-2»](#) и [«Сахалин-3»](#) в Охотском море; [Штокмановское](#) месторождение в Баренцевом море; [Приразломное](#) и Долгинское месторождения в Печорском море; Северо-Каменномысское и Каменномысское-море месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ. Ресурсная база в объеме 6,8 млрд т у. т., из них газа — 6,3 трлн куб. м по промышленно значимым категориям (С1+С2).

ДОБЫЧА ГАЗА В РФ

Добыча газа

Группой «Газпром»:

в 2003 году 547,6 млрд. куб. м
в 2004 году 552,5 млрд. куб. м
в 2005 году 555,0 млрд. куб. м
в 2006 году 556,0 млрд. куб. м
в 2007 году 548,6 млрд. куб. м
в 2008 году 549,7 млрд. куб. м
в 2009 году 461,5 млрд. куб. м
в 2010 году 508,6 млрд. куб. м
в 2011 году 513,2 млрд. куб. м



Добыча газа в РФ в 2012 году составила 655,007 миллиарда кубометров, в т. ч. ОАО «Газпром» - 487,4 млрд. кубометров (74%), экспорт газа составил — 185,845 млрд. куб.м.

Добыча газа в РФ в 2013 году составила 668,024 ОАО "Газпром" — за 2013 год сократил добычу на 0,4%, добыв 487 миллиарда кубометров (73%). НОВАТЭК в 2013 году добыл 62,167 миллиарда кубометров (рост на 5,3%). Внутреннее потребление российского газа составив 456,222 миллиарда кубометров.

Объем добычи газа в РФ в 2014 году снизился на 4,2% по сравнению с аналогичным показателем 2013 года и составил 640,237 млрд . куб. м.

Объем газодобычи "Газпрома" за год составил 432,025 млрд куб. м, НОВАТЭКа – 53,556 млрд.куб.м

Экспорт газа в дальнее зарубежье за 2013 год составил 139,32 млрд. куб. м (рост на 23,9%), в ближнее — 51,095 млрд. куб. м (снижение на 13,6%). В 2014- 126,2 и 48,0 млрд. куб. м соответственно.

Экспорт сжиженного природного газа в страны АТР за 2013-2014 годы составил 14,495 миллиарда кубометров или около 10 млн. тонн.

**РЕШЕНИЕ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ОАО «ГАЗПРОМ»
ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ПУТЕМ РЕАЛИЗАЦИИ СЛЕДУЮЩИХ
ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ:**

- 1. Освоение ресурсов полуострова Ямал;**
- 2. Восточная газовая программа. Освоение рынка Китая;**
- 3. Освоение ресурсов российского Арктического шельфа;**
- 4. Развитие газотранспортной системы в России;**
- 5. Сжиженный природный газ;**
- 6. Освоение и использование углеводородных ресурсов республик Центральной Азии.**
- 7. Газопроводы «Северный поток» и «Южный поток».**
- 8. Международное участие компании в проектах более 50 стран Европы, Азии, Африки и Южной Америке,**

Освоение ресурсов полуострова Ямал

- Полуостров Ямал является стратегическим регионом компании по добыче газа. Это один из наиболее перспективных нефтегазоносных районов Западной Сибири. Освоение ресурсов Ямала — самый крупный энергетический проект в новейшей истории России, не имеющий аналогов по уровню сложности.
- По масштабам и значению проект равен освоению месторождений Западной Сибири в 70-х годах XX века. Он создает необходимую основу для обеспечения роста добычи газа в России. Промышленное освоение месторождений Ямала позволит довести добычу газа на полуострове к 2030 году до 310–360 млрд куб. м в год.
- Первым шагом на пути практической реализации мегапроекта «Ямал» является освоение крупнейшего по запасам газа месторождения полуострова — Бованенковского, добыча на котором началась в 2012 году.

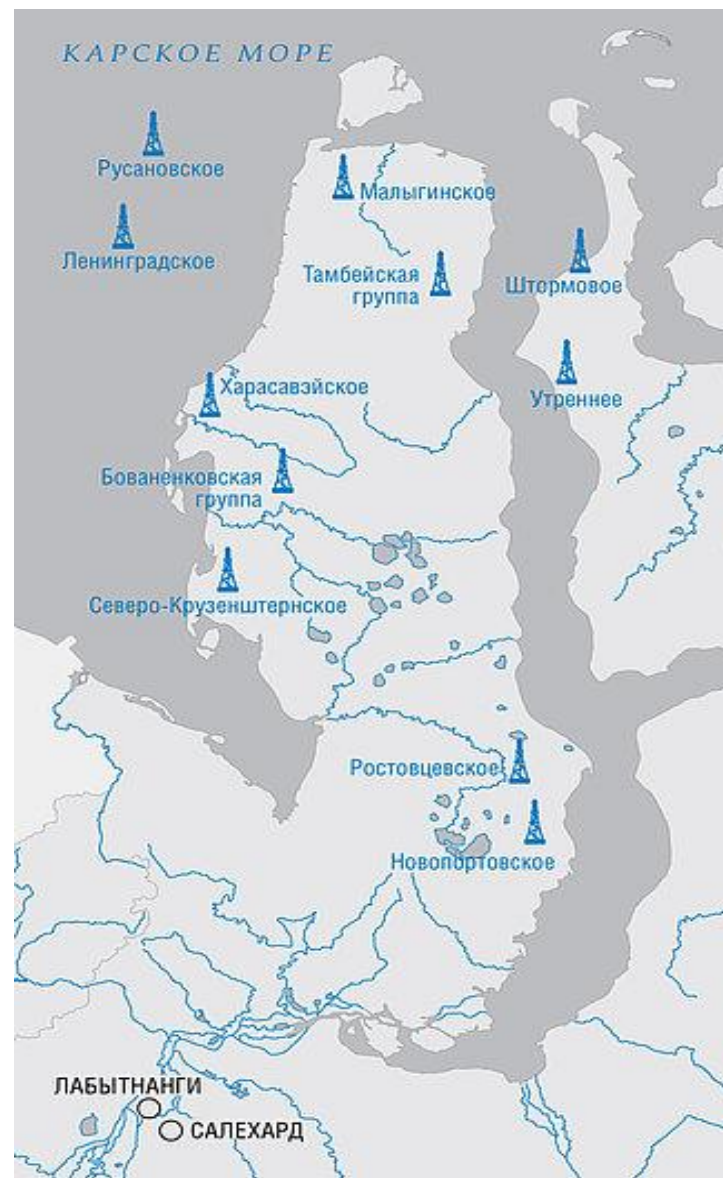


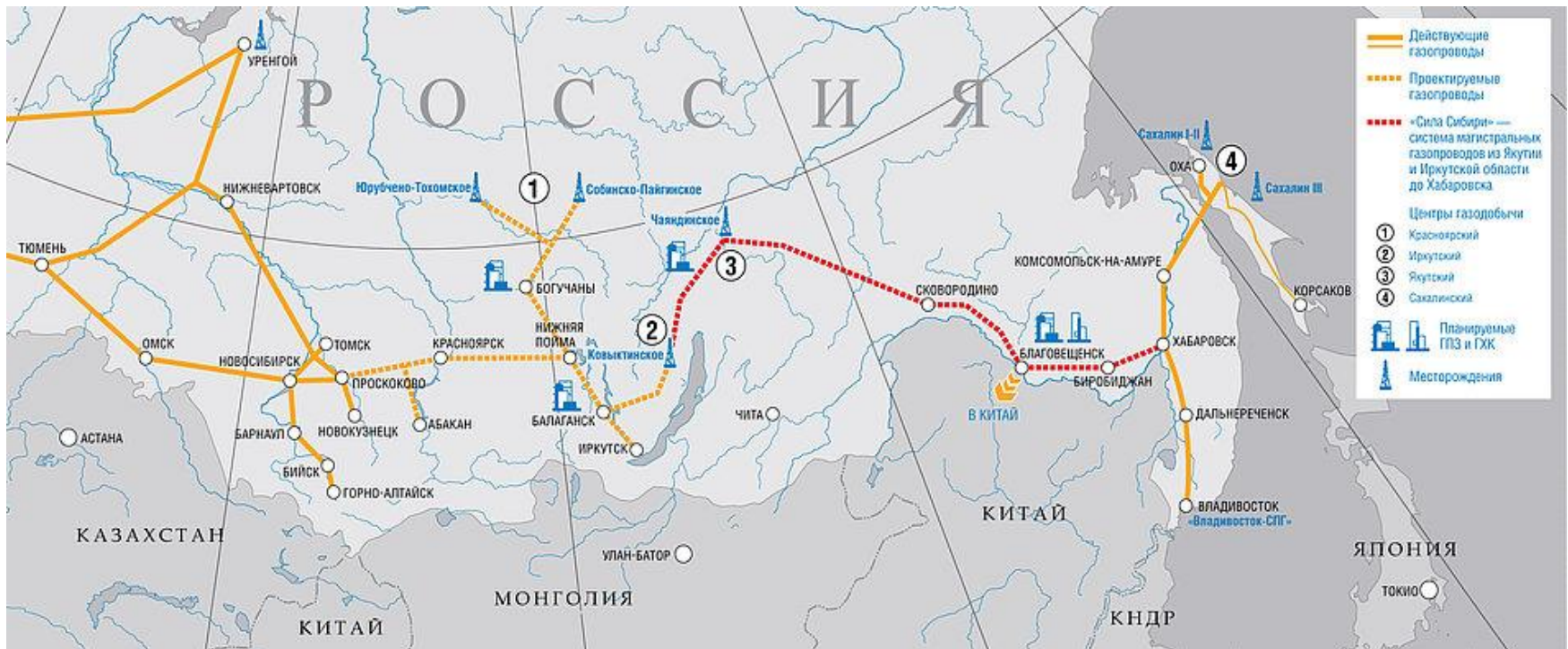
Схема размещения месторождений полуострова Ямал

Восточная газовая программа

Имеющиеся в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке ресурсы газа достаточны для удовлетворения перспективных потребностей Востока России, а также для организации поставок газа на экспорт. Начальные суммарные ресурсы газа на суше Востока России составляют 52,4 трлн куб. м, на шельфе — 14,9 трлн куб. м.

В 2007 утверждена Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке Единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР (Восточную газовую программу). В 2015 году начато строительство газопровода «Сила Сибири»

На Востоке России уже созданы новые центры газодобычи — в Сахалинской области и Камчатском крае, начато формирование центра в Республике Саха (Якутия), на очереди — Иркутская область и Красноярский край.



Построен первый пусковой комплекс газотранспортной системы (ГТС) «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» с целью развития газоснабжения Дальнего Востока мощностью 6 млрд куб. м в год. В сентябре 2010 года на Киринском участке недр компания открыла новое месторождение — Южно-Кириинское, с запасами газа 636,6 млрд куб. м. Осенью 2011 года здесь же было открыто Мынгинское месторождение с запасами газа 19,9 млрд куб. м.

В Республике Саха (Якутия) «Газпром» работает на Чайандинском месторождении. Добыча нефти начнется в 2014 году, газа — в 2018 году. Для вывода якутского, а затем и иркутского газа «Газпром» построит газотранспортную систему «Сила Сибири». В Амурской области будут созданы мощности по переработке газа и производству гелия.

В Иркутской области в 2008 году введено в опытно-промышленную эксплуатацию Чиканское месторождение, прорабатываются вопросы создания газотранспортных мощностей, в том числе для обеспечения природным газом городов Саянск, Ангарск и Иркутск. Также в 2007 году завершено строительство первой очереди газопровода для подачи газа Братского месторождения потребителям Братска.

В 2011 году «Газпром» стал владельцем лицензии на Ковыктинское месторождение с запасами около 2,5 трлн. куб. м газа.

Поставки трубопроводного газа в Китай

Формирование в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке крупных центров газодобычи, создание мощных транспортных коридоров позволяет организовать новый центр экспортных поставок российского газа, ориентированный на Азиатско-Тихоокеанский регион.

Весной 2014 года «Газпром» и Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация подписали 30-летний контракт на поставку российского трубопроводного газа в Китай. Контракт стал самым крупным за всю историю отечественной газовой отрасли и открыл для российского газа принципиально новый рынок с колоссальным потенциалом.

Газ в объеме 38 млрд. куб. м в год будет поставляться из Якутского и Иркутского центров газодобычи по газотранспортной системе «Сила Сибири».

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Российский арктический шельф рассматривается ОАО «Газпром» как один из наиболее перспективных регионов для выявления новых и освоения открытых месторождений углеводородов.

Начальные суммарные ресурсы углеводородов континентального шельфа России составляют порядка 100 млрд. т условного топлива, из которых около 80% — газ. Основные ресурсы углеводородов сосредоточены в недрах арктических морей — Баренцева, Печорского, Карского. При этом в недрах Баренцева и Карского морей преобладают газ и конденсат, в Печорском море — нефть.

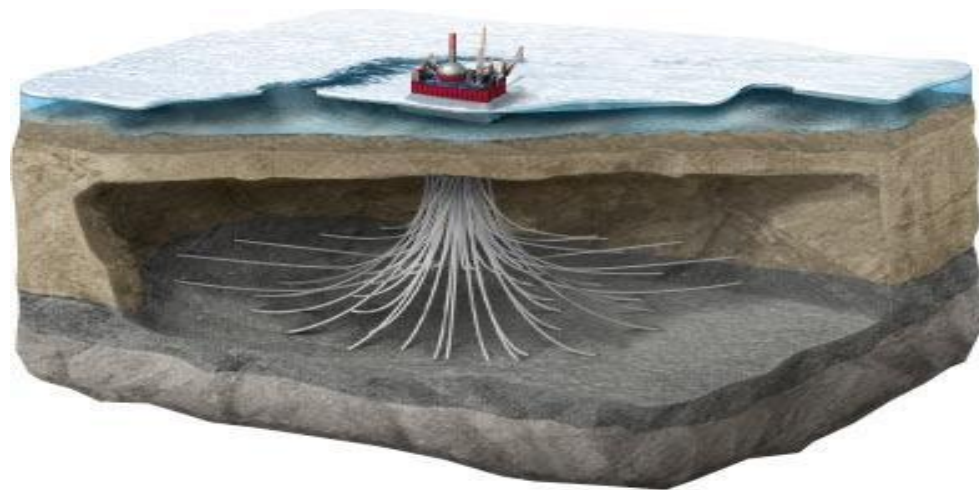
Штокмановское месторождение расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря. Разведанные запасы месторождения (по категории С1) составляют 3,9 трлн. куб. м газа и 56,1 млн. т газового конденсата. Суммарный уровень добычи на месторождении может составить более 70 млрд. куб. м газа в год.

Реализация проекта будет отправной точкой для формирования на арктическом шельфе России нового газодобывающего региона.

«Роснефть» и ExxonMobil начали бурение в Карском море с платформы West Alpha на самой северной разведочной скважине РФ "Университетская-1". Предполагается открыть Карскую нефтегазоносную провинцию, сопоставимую с ресурсной базой Саудовской Аравии. На трех Восточно-Приноземельских участках Карского моря найдено 30 структур, их ресурсы эксперты оценивают в 87 млрд. барр. нефти.

Полупогружную платформу West Alpha (водоизмещение - 30 700 тонн, длина – 70 м, ширина – 66 м, высота буровой вышки - 108,5 м) поставила норвежская NADL. Ее установили на участке Восточно-Приноземельский-1 с помощью восьмьякорной системы позиционирования. Проектная глубина вертикальной скважины - 2350 м от стола ротора, море здесь 81 м в глубину.

Приразломное месторождение открыто в 1989 году. Оно находится на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей). Глубина моря в районе месторождения составляет 19–20 м. Основным объектом обустройства месторождения является морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная», с которой будет пробурено 40 наклонно-направленных скважин



20 декабря 2013 года «Газпром» начал добычу нефти на Приразломном месторождении в Печорском море. Это первый в истории России проект по освоению ресурсов шельфа Арктики. Извлекаемые запасы нефти месторождения составляют 71,96 млн. т, что позволит добывать в год около 6 млн. т.

Выполнение всех технологических операций на месторождении — бурение, добычу, хранение нефти, подготовку и отгрузку готовой продукции — обеспечивает морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная». Это уникальная платформа, спроектированная и построенная в России по заказу «Газпрома».

18 апреля 2014 года с Приразломного месторождения отгружена первая партия нефти объемом 70 тыс. т. Транспортировку нефти месторождения обеспечивают нефтеналивные танкеры усиленного ледового класса (Arc6) «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров». Танкеры построены по заказу «Газпрома» специально для транспортировки нефти месторождения.

РАЗВИТИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ В РОССИИ

Добываемый в России природный газ поступает в магистральные газопроводы, объединенные в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) России.

ЕСГ является крупнейшей в мире системой транспортировки газа и представляет собой уникальный технологический комплекс, включающий в себя объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа. ЕСГ обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя.



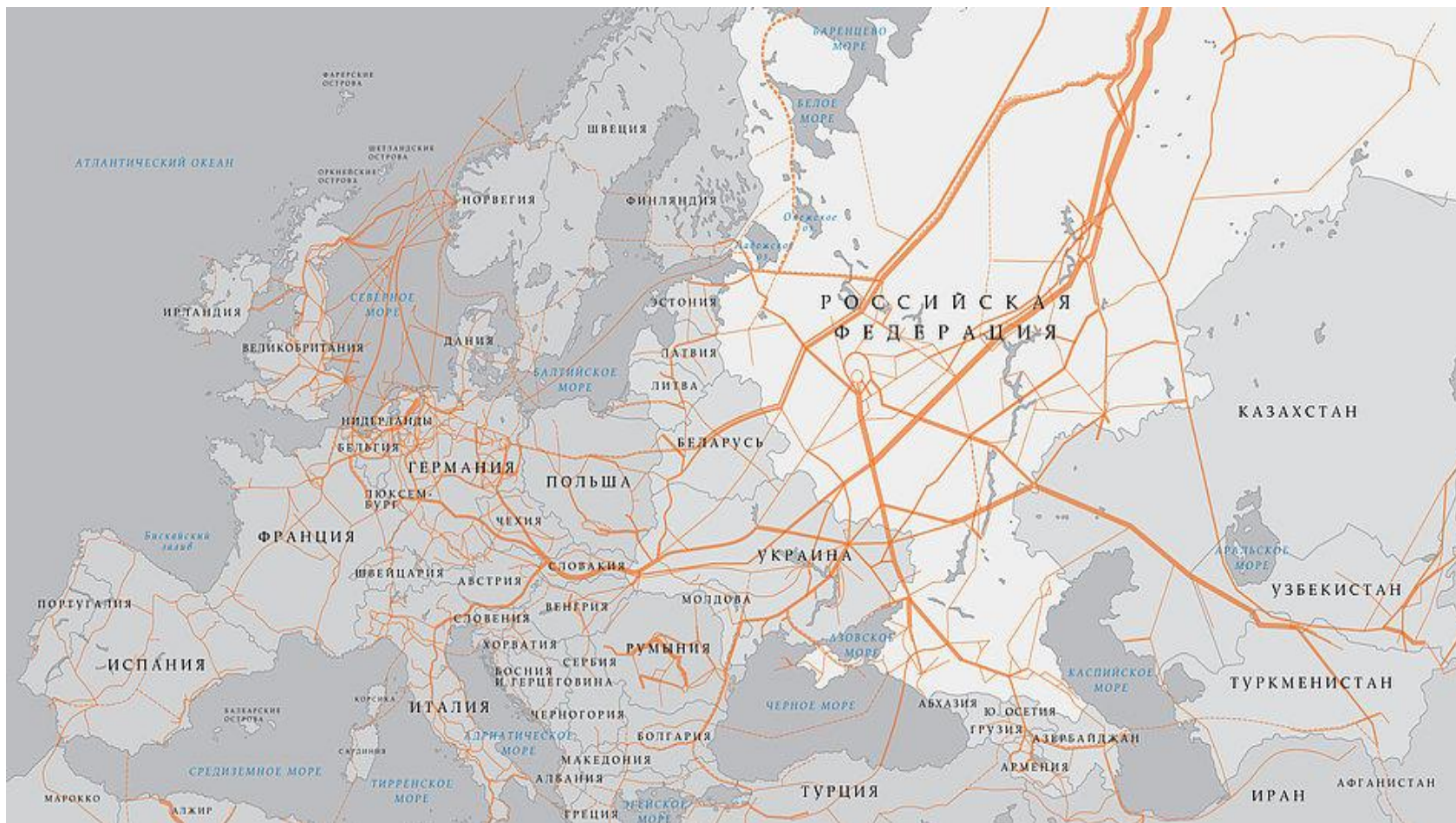
Единая система газоснабжения (ЕСГ)
России:

168,9 тыс. км магистральных
газопроводов и отводов

247 компрессорных станций мощностью
45,9 млн. кВт на газопроводах

22 подземных хранилища газа (ПХГ)

Газотранспортные системы СНГ и Европы



Единая система газоснабжения загружена практически полностью. Например, в 2013 году с учетом газа «Газпрома», независимых производителей и производителей из государств Средней Азии в ЕСГ поступило 659,4 млрд куб. м.



Благодаря централизованному управлению, большой разветвленности и наличию параллельных маршрутов транспортировки, ЕСГ обладает существенным запасом надежности и способна обеспечивать бесперебойные поставки газа даже при пиковых сезонных нагрузках. Протяженность ЕСГ составляет 168,9 тыс. км. Если вытянуть их в линию, она четырежды опоясала бы Землю

В настоящее время с точки зрения эффективности максимальным диаметром газопровода считается 1420 мм. Российская газотранспортная система является крупнейшей в мире. Средняя дальность транспортировки газа сегодня составляет около 2,6 тыс. км при поставках для внутреннего потребления и примерно 3,3 тыс. км при поставках на экспорт.

В транспортировке газа используются 247 компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 45,9 млн. кВт. Единая система газоснабжения России принадлежит «Газпрому».

Согласно существующим прогнозам потребление газа на мировых рынках будет увеличиваться. Например, Энергетической стратегией России до 2030 года предусмотрено, что к 2020 году в России будет добываться 803–837 млрд. куб. м газа, а к 2030 году — 885–940 млрд. куб. м газа. Поэтому пропускную способность ЕСГ необходимо наращивать

В 2013 году введены в эксплуатацию магистральные газопроводы и отводы протяженностью порядка 700 км.

К наиболее значимым относятся газопроводы: «Бованенково — Ухта», «Бованенково — Ухта», «Грязовец — Выборг», «Починки — Грязовец», Газотранспортная система «Сахалин — Хабаровск — Владивосток», Газопровод «Джубга — Лазаревское — Сочи»

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Глобальное газопотребление растет в среднем на 2,2% в год, причем большая часть этого прироста обеспечивается за счет сжиженного природного газа (СПГ).

СПГ стал неотъемлемой частью мировой торговли газом, перейдя в разряд одного из ключевых факторов формирования глобального рынка.

Поставки газа в сжиженном виде имеют преимущество с точки зрения возможностей охвата рынков независимо от их географического расположения.

ОАО «Газпром» реализует поэтапную стратегию наращивания присутствия на рынке СПГ. Поставка «Газпромом» газа в виде СПГ эффективно дополняет трубопроводные поставки и позволяет выйти на новые газовые рынки.

Общий объем продаж СПГ Группой «Газпром» за период 2005–2013 годов достиг 8,9 млн. т (12 млрд. куб. м). В 2013 году компаниями Группы была осуществлена поставка 24 партий СПГ (около 1,4 млн. т или 1,9 млрд. куб. м) в основном на рынки Японии, Индии, Южной Кореи, Китая, Тайваня.

«Газпром» нацелен на ускоренную реализацию новых СПГ-проектов, призванных увеличить долю компании на мировом газовом рынке. Это «Владивосток-СПГ» в Приморском крае и «Балтийский СПГ» в Ленинградской области.

Запланирован их ввод в эксплуатацию на 2018 год завода, общей мощностью до 15млн. т в год.

СВОЙСТВА И ПОЛУЧЕНИЕ СПГ

СПГ представляет собой жидкость без запаха и цвета, плотность которой в два раза меньше плотности воды. Не токсичен. Температура кипения $-158\dots-163$ °С. Современный СПГ состоит на 95 % из метана, в остальные 5 % входят [этан](#), [пропан](#), [бутан](#), [азот](#). Нижняя граница сгорания — 33 494 кДж/м³(50 116 кДж/кг). В процессе обработки природный газ очищают от воды, диоксида серы, оксида углерода и т. п.

СПГ получают из природного газа путём сжатия с последующим охлаждением. При сжижении природный газ уменьшается в объёме примерно в 600 раз. Процесс сжижения идет ступенями, на каждой из которых газ сжимается в 5—12 раз, затем охлаждается и передается на следующую ступень. Собственно сжижение происходит при охлаждении после последней стадии сжатия.

Процесс сжижения, таким образом, требует значительного расхода энергии — до 25 % от её количества, содержащегося в сжиженном газе. В процессе сжижения используются различные виды установок — дроссельные, турбодетандерные, турбинно-вихревые и пр.

Поскольку СПГ представляет собой некую смесь, *плотность сжиженного природного газа* изменяется незначительно с ее фактическим составом. *Плотность сжиженного природного газа*, как правило, находится в диапазоне 430–470 килограммов на кубический метр, а его объем составляет примерно 1/600 объема газа в атмосферных условиях.

Следствием этого является то, что СПГ имеет меньшую плотность, чем вода, что позволяет ему находиться на поверхности в случае разлива и вернуться к парообразному состоянию достаточно быстро.

Началом этапа реализации стратегии стал ввод в эксплуатацию завода по производству СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» в феврале 2009 года. В апреле 2009 года первый танкер с российским СПГ прибыл в Японию. В 2010 году завод СПГ на Сахалине не только вышел на полную проектную мощность, но и превысил ее, произведя свыше 10 млн. т СПГ. В 2013 году завод произвел 10,8 млн. т СПГ.



Проект «Сахалин-2»

ОСВОЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Узбекистан

В 2002 году ОАО «Газпром» и НХК «Узбекнефтегаз» подписали Соглашение о стратегическом сотрудничестве, в соответствии с которым предусматривается участие ОАО «Газпром» в проектах в области добычи природного газа на территории Узбекистана на условиях СРП. С середины 2004 года ОАО «Газпром» на условиях СРП участвует в восстановлении добычи газа на месторождении «Шахпахты». Общее количество добытого газа за период с августа 2004 года по январь 2014 года составляет более 2,4 млрд. куб. м.

Казахстан

В 2006 году между правительствами России и Казахстана подписано Соглашение о сотрудничестве по созданию хозяйственного общества на базе Оренбургского газоперерабатывающего завода. В Подписан также долгосрочный контракт на закупку газа Карачаганакского месторождения для переработки в объеме до 16 млрд куб. м ежегодно. Переработанный газ направляется в Казахстан, а также реализуется по экспортным контрактам. Российская сторона, представленная совместным предприятием ОАО «Газпром» и ОАО «ЛУКОЙЛ» — «ЦентрКаспнефтегаз», и Казахстан сотрудничают в рамках Соглашения о принципах совместного освоения углеводородных ресурсов геологической структуры «Центральная» в Каспийском море (101,4 млн. т нефти, 7,5 млн. т конденсата и 162,1 млрд. куб. м свободного и растворенного газа).

Туркменистан

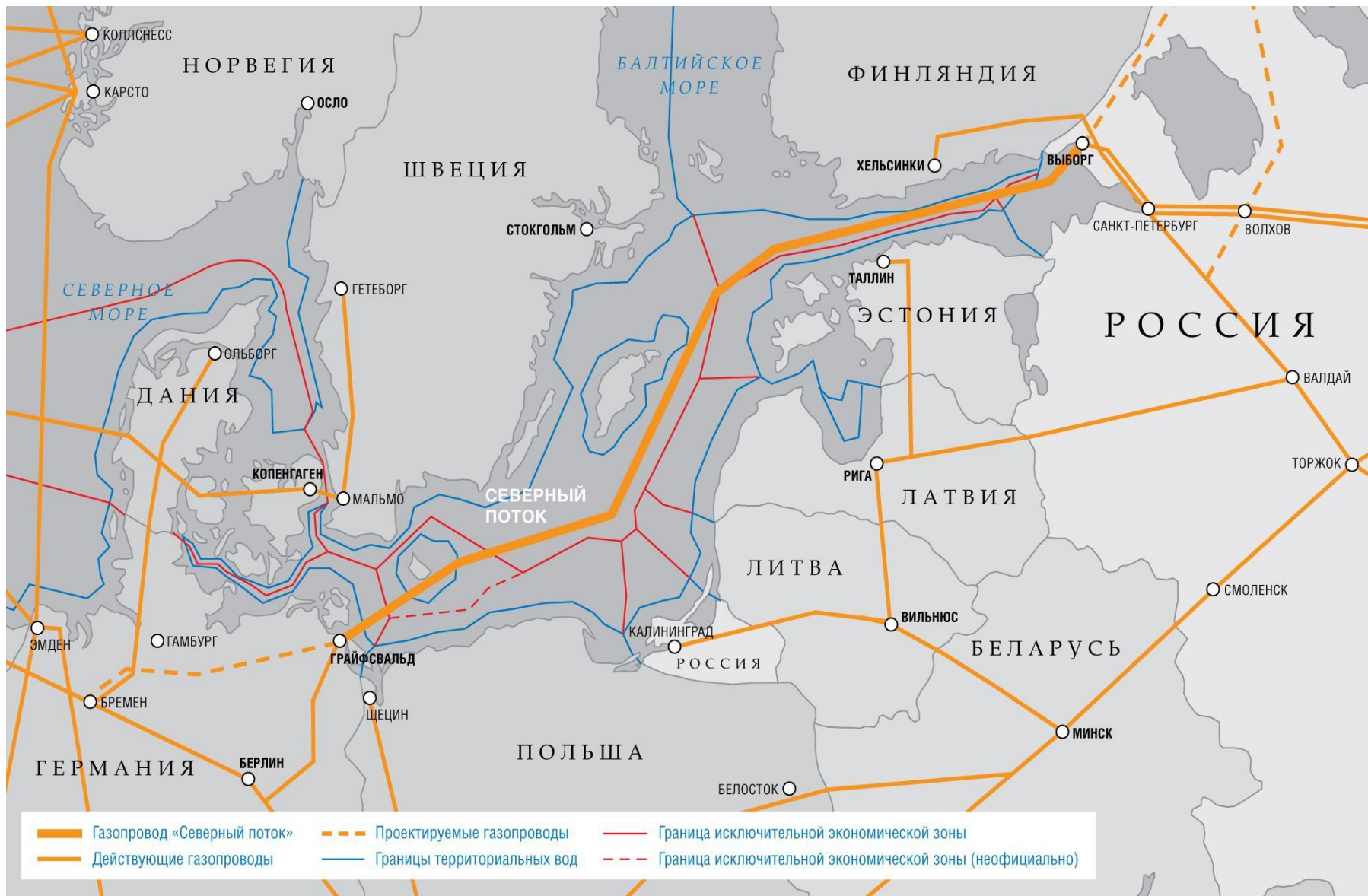
Поставки туркменского газа осуществляются через систему транзитных газопроводов «Средняя Азия — Центр», проходящих через территории Узбекистана, Казахстана и России. В соответствии с межправительственными соглашениями «Газпром» выполняет функции оператора транзита туркменского газа по территориям Узбекистана и Казахстана.

ГАЗОПРОВОДЫ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК» И «ЮЖНЫЙ ПОТОК»

Газотранспортные проекты «Северный поток» и «Южный поток» открывают принципиально новые маршруты поставок российского газа в Европу в целях повышения европейской энергетической безопасности.

Трасса газопровода **«Северный поток»** протяженностью 1224 км проходит через Балтийское море от бухты Портовая (район г. Выборг) до побережья Германии (район г. Грайфсвальд). В апреле 2010 года в Балтийском море началось строительство газопровода «Северный поток». В ноябре 2011 года введена в эксплуатацию первая нитка газопровода и начаты коммерческие поставки газа европейским потребителям. В апреле 2012 года укладка второй нитки газопровода была завершена досрочно. Вторая линия «Северного потока» позволила увеличить мощность газопровода с 27,5 до 55 млрд куб. м.

Проект транснационального газопровода **«Южный поток»** предполагает поставку российского голубого топлива через Черное море в страны Южной и Центральной Европы. Газопровод «Южный поток» берет начало от российского черноморского побережья из района г. Анапы Краснодарского края, далее следует по дну Черного моря с пересечением береговой линии побережья Республики Болгарии. Протяженность одной нитки морского газопровода составляет более 930 км, максимальная глубина укладки будет составлять 2250 м. Проектная мощность морского участка газопровода — 63 млрд .куб. м. Сейчас данный проект заморожен. Предложен новый маршрут – через Турцию. Соглашение о нем находится в стадии рассмотрения.



Проект «Северный поток»



Проект «Южный поток»

ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗА РУБЕЖОМ

Вьетнам

В течение последних лет «Газпром» проводит геологоразведочные работы в шельфовых зонах Вьетнама. 11 сентября 2000 года «Газпром» и компания Petrovietnam заключили Соглашение о проведении геологоразведочных работ (ГРР) на блоке № 112 континентального шельфа Вьетнама. Реализация контракта осуществляется совместной операционной компанией «Вьетгазпром». Так, в границах блока № 112 в 2007 году открыто газоконденсатное месторождение Бао Ванг, в 2009 году — месторождение Бао Ден.

В апреле 2012 года «Газпром» подписал с Petrovietnam соглашение о вхождении в проект по освоению блоков 05.2 и 05.3, расположенных на шельфе Вьетнама в акватории Южно-Китайского моря. В октябре 2013 года «Газпром» и Petrovietnam начали промышленную добычу газа с месторождений Мок Тинь и Хай Тхатъ,, извлекаемые запасы газа которых составляют 35,9 млрд куб. м, газового конденсата — 15,2 млн т.

В 2012 году создано совместное предприятие «ГазпромВьет», которое будет разрабатывать месторождения нефти и газа в России (Нагумановское) и месторождений нефти и газа на территории Вьетнама.

Венесуэла

В октябре 2005 года ОАО «Газпром» в рамках тендера «Рафаэль Урданета» стало обладателем двух лицензий на разведку и разработку месторождений природного газа на блоке «Урумако-1» в Венесуэльском заливе.

В октябре 2011 года «Газпром» и государственная компания Petroleos de Venezuela S.A. (PdVSA) подписали Меморандум о взаимопонимании по созданию совместного предприятия и разработке месторождения природного газа «Робало» в Венесуэльском заливе.

Страны Ближнего Востока

В настоящее время ведутся разведочные работы и работы по освоению запасов нефти и газа в Алжире, Ираке.

ДОБЫЧА НЕФТИ

Добыча нефти в России началась в 1820 году из колодца на Апшеронском полуострове в городе Баку.

В 1895 году Россия контролирует уже 45 % мирового рынка, добыча составила 6,5 млн тонн., а в 1914 году – она составила более 20 млн.т.

В советский период большая часть нефтедобычи шла из Северного Кавказа и из Баку. В 1940 году Баку давал 70 % добычи.

С середины 40-х и по конец 60-х центр нефтедобычи переместился в Урало-Поволжье (73 млн тонн).

С 1970-х годов начинается освоение месторождений Западной Сибири, где открыто 500 месторождений нефти, из них 9 месторождений относятся к гигантам, с запасами от 100 до 500 млн. тонн каждое, в частности, как сверх-гигант Самотлор, с запасами более 500 млн. тонн.

С 1970-х годов СССР начал экспортировать нефть в западные страны, Пик советского нефтеэкспорта был в 1984-м году — Советский Союз тогда экспортировал 172 млн. тонн нефти.

В 1987 году добыча нефти в РСФСР составила 570 млн. тонн. В 1991 году добыча нефти в России составила 415 млн. тонн. В 2009 году доля России в мировой добыче нефти составила 12,9%, Саудовской Аравии — 12%. По оценкам Росстата, добыча нефти, включая газовый конденсат, в России в 2010 году составила 505 млн. тонн.

По итогам 2011 года добыча нефти составила— 511 млн. т.

По итогам 2012 года добыча нефти составила— 518 млн. т.

По итогам 2013 года добыча нефти составила— 519 млн. т.

Нефтегазовые провинции

Добыча нефти в России в основном сосредоточена в двух нефтегазовых провинциях – Волго-Уральской и Западносибирской. Также ведется добыча в Северокавказской и Тимано-Печорской провинциях. Ведется освоение ресурсов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.



Нефтедобывающие компании

Сегодня добычу нефти в России производят 325 организаций. Более 90% добычи приходится на 8 вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний: «Роснефть», «Лукойл», «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Татнефть» и т.д.

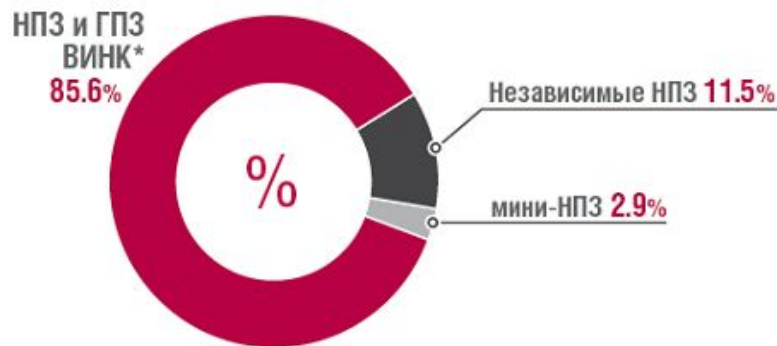
Перспективы добычи нефти в России

Главные проекты, которые смогут поддерживать добычу нефти в России на стабильном уровне, связаны с разработкой месторождений Каспия и Восточной Сибири. В будущем планируется развивать новые центры добычи нефти в Северной, Западной и Восточной Сибири.

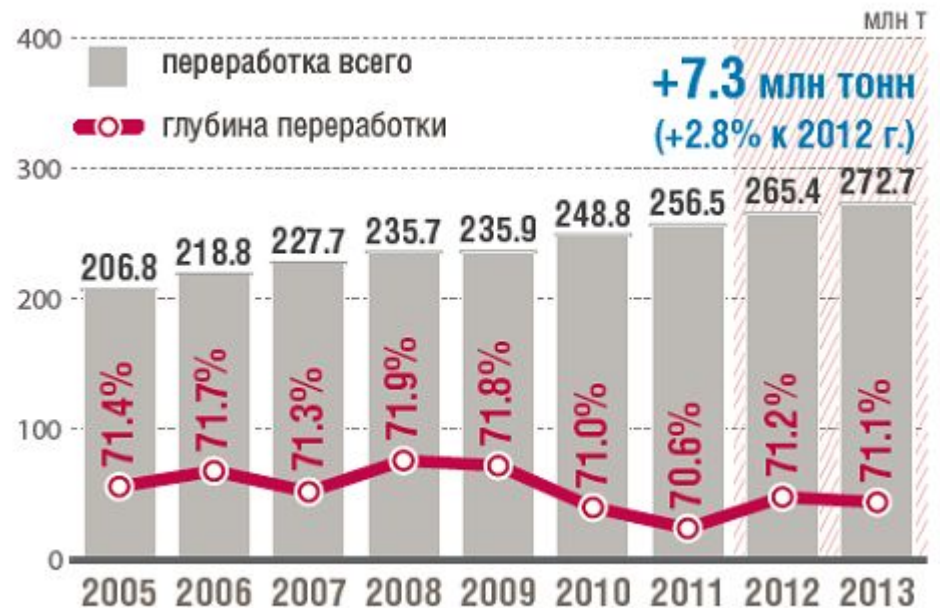
К 2025-2030 гг. добыча нефти в России при благоприятных внешних и внутренних условиях может составить 580-585 миллионов тонн в год.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

В 2013 г. переработку нефти и газового конденсата на территории страны и промышленное производство из всех видов нефтяного сырья товарных нефтепродуктов осуществляют 68 специализированных нефтеперерабатывающих предприятия (НПЗ и ГПЗ) мощностью первичной переработки нефтяного сырья (данные на 01.01.2014 г.) 299,0 млн т в год.



* – включая ОАО «Газпром»



2013 г. объем переработки нефти, по сравнению с предыдущим годом, увеличился на +7,3 млн т (+2,8%), достигнув максимального после распада СССР уровня в 272,7 млн тонн (рис. 25). При этом рост первичной переработки отмечен по всем категориям производителей (ВИНК — +1,7%, независимые производители — +7,6%, Мини-НПЗ — +17,6%).

ХРАНЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Подземные хранилища жидких углеводородов, в том числе в отложениях каменной соли создавались в Западно-Европейской части СССР в 50-х годах, как правило, для решения задач оборонного характера. Соответственно, после распада СССР хранилища нефтепродуктов, в основном, остались за пределами России.

В настоящее время доля России в объеме построенных хранилищ нефтепродуктов в каменной соли оставляет менее одного процента. Сейчас в России эксплуатируется пять таких хранилищ.

Для удовлетворения потребностей РФ по резервированию нефтепродуктов, для бесперебойного снабжения промышленности и создания государственного резерва, необходимо построить двенадцать хранилищ нефтепродуктов в каменной соли, которые бы обеспечивали объем 14-16% годового потребления.

ЛЕКЦИЯ 2



Тема 2

Подземные хранилища газа. Общие сведения.

Объектами подземного хранения газа (ПХГ) в России обладает только ОАО «Газпром». Развитие ПХГ – является одним из направлений Стратегии развития ОАО «Газпром».



Единая система газоснабжения (ЕСГ) России:

168,9 тыс. км магистральных газопроводов и отводов

247 компрессорных станций мощностью 45,9 млн. кВт на газопроводах

22 подземных хранилища газа

НАЗНАЧЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

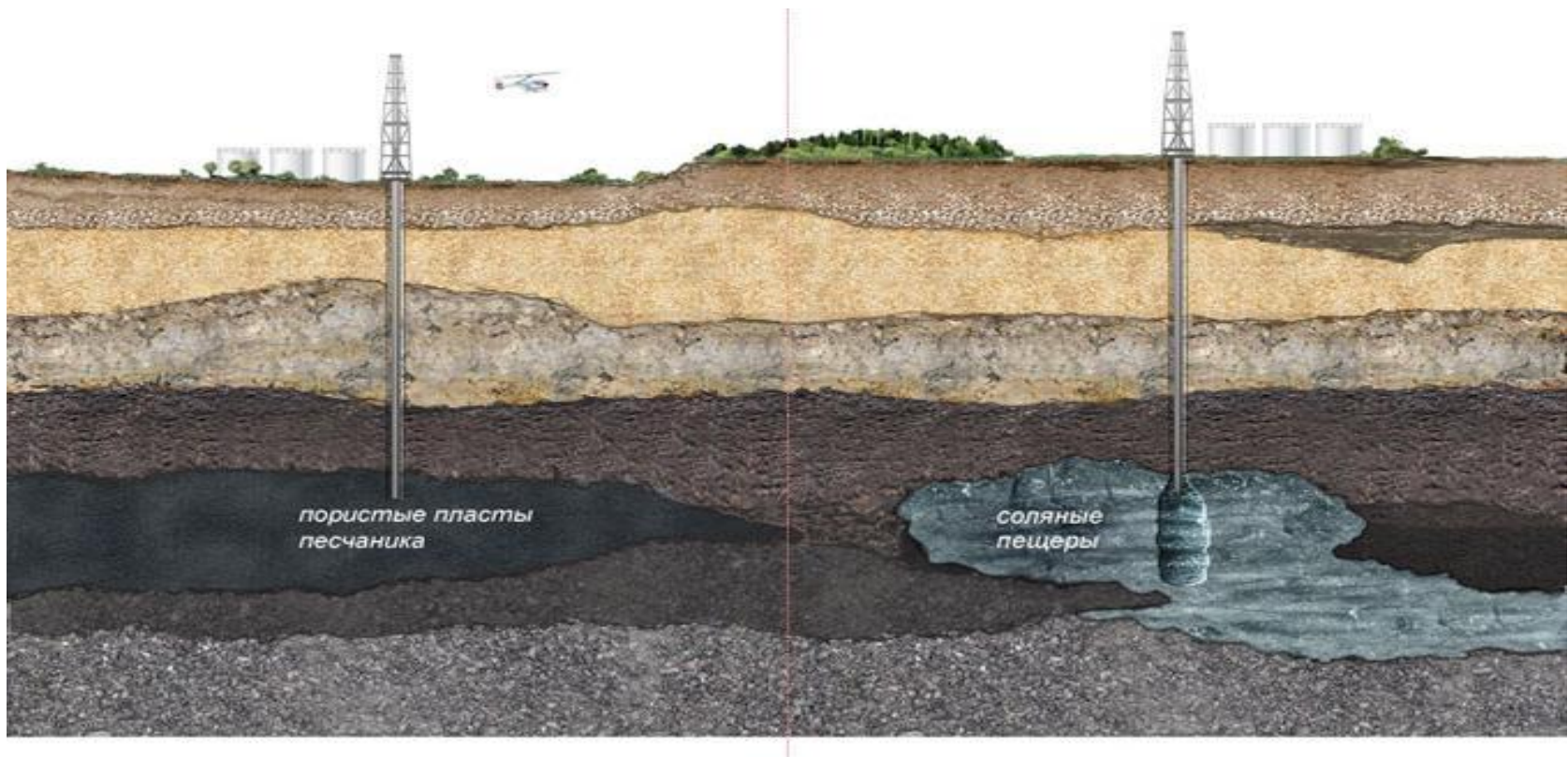
Подземные хранилища газа (ПХГ) являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России и расположены в основных районах потребления газа. Использование ПХГ позволяет регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки в ЕСГ, обеспечивать гибкость и надежность поставок газа. Сеть ПХГ обеспечивает в отопительный период свыше 20% поставок газа российским потребителям, а в дни резких похолоданий эта величина может превышать 40%.

На территории Российской Федерации расположены **22** подземных хранилища с объемом оперативного резерва 69 млрд. куб. м газа. С учетом трех ПХГ, расположенных на территории Беларуси, оперативный резерв газа «Газпрома» достигает 69,94 млрд куб. м.

31 января 2013 года «Газпром» достиг рекордной за всю историю подземного хранения газа в России производительности ПХГ — **725,2** млн куб. м газа в сутки, что практически соответствовало максимально возможной суточной производительности в начале сезона отбора (727,8 млн куб. м). Пиковый отбор газа из российских хранилищ составил более 40% от потребления газа в зоне Единой системы газоснабжения.

Расширение мощностей ПХГ — одна из стратегических задач «Газпрома». Затраты на создание мощностей подземного хранения газа для регулирования сезонной неравномерности в несколько раз ниже затрат на создание соответствующих резервных мощностей в добыче и транспортировке газа. Для повышения гибкости и обеспечения оптимальной загрузки системы «Газпром» расширяет мощности подземных хранилищ. В сентябре 2013 года введена в эксплуатацию первая очередь Калининградского ПХГ, созданного в отложениях каменной соли.

В настоящее время в России идет строительство Волгоградского и Беднодемьяновского ПХГ, продолжается расширение Калининградского ПХГ и реконструкция ряда действующих хранилищ газа. Планируется начать работы по созданию Новомосковского и Шатровского подземных хранилищ и ПХГ в Республике Татарстан.



Примеры создания хранилищ

В зимнее время действующие 25 хранилищ обеспечивают до четверти суточных ресурсов газа ЕСГ России, что сопоставимо с суммарным отбором из Ямбургского, Медвежьего и Юбилейного месторождений.

Газ занимает значительно больший объем, чем твердое тело или жидкость. Поэтому найти для него герметичные резервуары было бы затруднительно, если бы природа уже не построила их. Пористые пласты песчаника в земной коре, герметично закупоренные сверху куполом из слоя глины, являются природными ПХГ. В порах песчаника может находиться вода, но могут скапливаться и углеводороды .

В процессе создания ПХГ в водоносном слое газ, скапливающийся под глиняной покрывкой, вытесняет воду вниз.

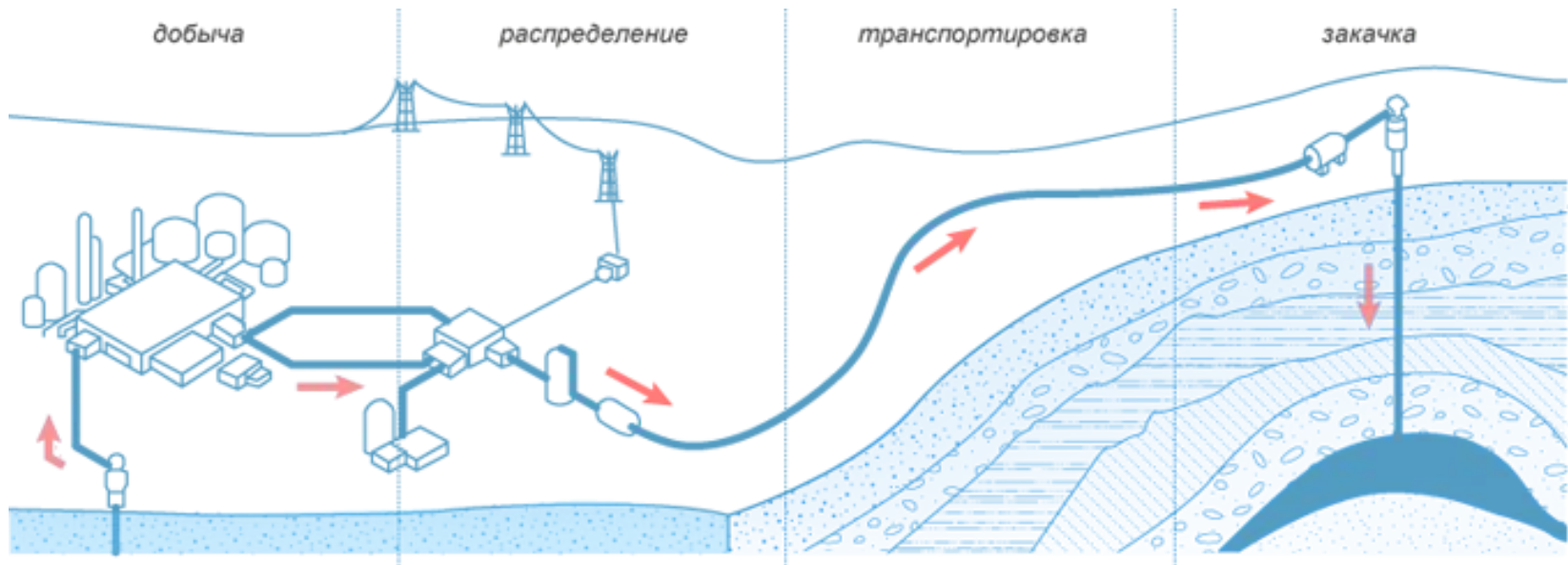
Если в пласте-коллекторе изначально содержатся углеводороды, то он является месторождением нефти или газа. Герметичность такой структуры уже доказана тем, что в ней скопились углеводороды.

Буферный и активный газ

В процессе создания хранилища часть газа аккумулируется и остается всегда в пласте-коллекторе, чтобы создать необходимое противодействие (пример , пружины рожка АКМ). Этот газ называется буферным. Его объем составляет приметно половину от всего газа, закачиваемого в хранилище.

Газ, который потом будут извлекать из ПХГ, называется активным или рабочим газом. Самое большое хранилище в мире — Северо-Ставропольское ПХГ. Его объем — 43 млрд. кубометров активного газа. Этого хватило бы, чтобы покрыть годовое потребление, например, Франции или Нидерландов. Северо-Ставропольское ПХГ было построено в истощенном газовом месторождении.

Хранилища в истощенном месторождении или водоносном слое отличаются большим объемом, но небольшой гибкостью. Гораздо быстрее закачка и отбор газа происходят в тех хранилищах, которые созданы в пещерах каменной соли (хотя они и проигрывают в объеме ПХГ, созданным в истощенных месторождениях).



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

Процесс хранения включает системный технологический, геологический и экологический контроль за объектом хранения газа и созданными производственными фондами.

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

ИСТОРИЯ

ПХГ

Первое в мире хранилище природного газа в истощенном месторождении на 60млн. м³ было создано в 1916 г. на базе месторождения Зоар было построено в США (штат Нью-Йорк). Бурное строительство ПХГ начинается после Второй мировой войны.

В СССР первое хранилище природного газа было создано в 1958 году на базе Башкатовской истощенной газовой залежи (Куйбышевская обл.), почти одновременно начаты работы по закачке природного газа в Елшанское (около г. Саратова) и Аманакское (Куйбышевская обл.).

В дальнейшем для обеспечения надежной эксплуатации ЕСГС были созданы ПХГ практически в каждой республике. В 80-х годах было создано крупнейшее Северо-Ставропольское ПХГ в истощенном газовом месторождении (активный объем 43 млрд. м³ по двум объектам).

О Совхозном ПХГ (Октябрьский р-н, Оренбургской области). Оно создано на базе газоконденсатного месторождения (без сероводорода), выработавшего свои запасы (4 млрд м³), в конце 70-х годов после ввода в эксплуатацию Оренбургского НГКМ.

Первое в мире хранилище природного газа в водоносном пласте было создано в США в 1946 году.

Первое хранилище природного газа в водоносном пласте в Советском Союзе было создано недалеко от г. Калуга (Калужское ПХГ), в 80-х годах было ведено в работу крупнейшее в мире Касимовское хранилище в водоносном пласте (активный объем 4,5 млрд. м³).

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ПХГ.

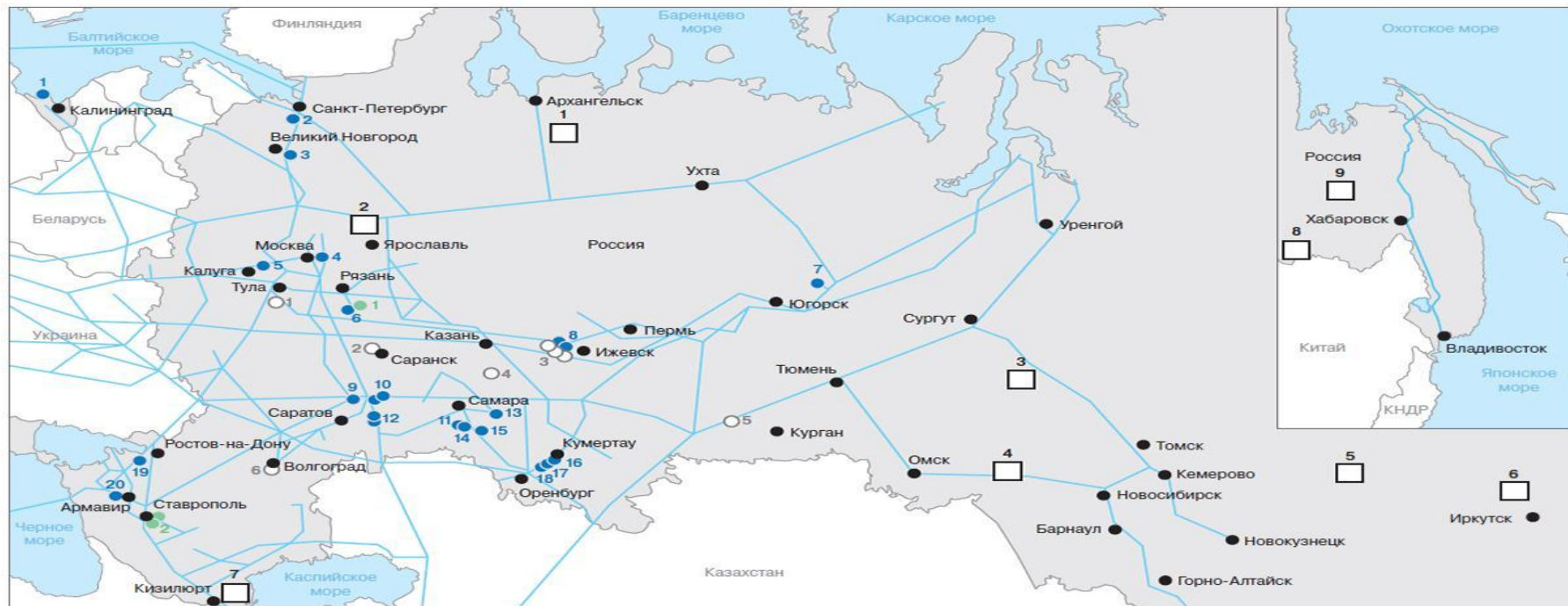
За рубежом. В последнее время в развитых зарубежных странах сохраняется устойчивая тенденция к приоритетному использованию ПХГ именно в каменной соли. Хранилища в каменной соли обладают уникальными возможностями: на них можно осуществлять до 20 циклов в год. Например, объем активного газа за последнее десятилетие в США, Канаде, Германии, Франции в каменной соли вырос от 40 до 100 %, при этом суточный отбор достиг, например, в США более 300 млн.м³, а в Германии более 200 млн.м³. Это позволяет с успехом использовать мощности ПХГ для покрытия экстремальных пиковых нагрузок газопотребления, для газоснабжения в чрезвычайных обстоятельствах, для сглаживания проблем при работе магистральных трубопроводов и т.д.

В России

Поскольку затраты на создание мощностей подземного хранения газа для регулирования сезонной неравномерности в 5-7 раз ниже затрат на создание соответствующих резервных мощностей в добыче и транспорте газа, «Газпром» для повышения гибкости и обеспечения оптимальной загрузки системы расширяет мощности подземных хранилищ за счет создания ПХГ **в соляных отложениях**: Волгоградское, Калининградское, Беднодемьяновское ПХГ с объемом активного газа более 1 млрд. куб.м

Планируется к 2020 году увеличить суточный максимальный объем отбираемого газа из ПХГ до 800 млн. куб. м, а перспективе **до 2030 года – до 1млрд. куб. м.** При этом объем активного газа довести **до 75-77 млрд. куб.м.**

На 31 декабря 2013 г. суммарная активная емкость по обустройству ПХГ «Газпрома» составила **70,4 млрд. куб. м.** В 2013 г. из российских ПХГ отобрано 32,7 млрд куб м газа, закачано 38,4 млрд. куб. м газа. Максимальная суточная производительность зафиксирована 20 декабря 2012 г. — 670,7 млн кубометров в сутки.



— Основные газопроводы

● Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м³

● Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м³

○ Строящиеся и проектируемые объекты ПХГ

□ Разведываемые площади под объекты ПХГ

- 1 Калининградское
- 2 Гатчинское
- 3 Невское
- 4 Щелковское
- 5 Калужское
- 6 Увязовское
- 7 Пунгинское
- 8 Карашурское
- 9 Песчано-Уметское
- 10 Елшано-Курдюмское
- 11 Дмитриевское
- 12 Степновское
- 13 Аманакское
- 14 Михайловское
- 15 Кирюшкинское
- 16 Канчуринское
- 17 Мусинское
- 18 Совхозное
- 19 Кушевское
- 20 Краснодарское

- 1 Касимовское
- 2 Северо-Ставропольское

- 1 Новомосковское
- 2 Беднодемьяновское
- 3 Удмуртский резервирующий комплекс
- 4 Арбузовское
- 5 Шатровское
- 6 Волгоградское

- 1 Архангельская
- 2 Скалинская
- 3 Тигинская
- 4 Колмаковская
- 5 Ачинская
- 6 Ангарская
- 7 Площадь в Дагестане
- 8 Благовещенская
- 9 Адниканская

ПХГ РОССИИ



Касимовское ПХГ (Россия)

Подземные хранилища газа (ПХГ) позволяют регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки, поддерживать гибкость и надежность поставок газа.

Сеть ПХГ обеспечивает в отопительный период около 20% поставок газа российским потребителям и на экспорт, а в дни резких похолоданий эта величина может достигать до 40%.

ДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ ЕДИНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

Газовые месторождения с ГПЗ, МГ, распределительные газопроводы с потребителями представляют собой в России взаимосвязанную организационно-технологическую систему, называемую Единой системой газоснабжения (ЕСГ) где изменение режима работы одного элемента системы отражается на всех остальных.

Наибольшее значение имеет неравномерность в системе потребления газа, которая при определенной длительности может повлиять непосредственно на процесс добычи газа.

Единая система газоснабжения обладает необходимыми динамическими свойствами, которые формируются за счет создания и эксплуатации соответствующих газотранспортных мощностей (магистральные трубопроводы, линейные компрессорные станции, ПХГ), адекватно реагирующих на изменение режимов, как производства, так и потребление газа.

Динамические свойства соотносятся с вероятностными свойствами Системы, которые связаны установлением с достаточной достоверностью границ (диапазона) возможных изменений режимов ГТС и всей Системы в целом.

Доминирующую роль в решении надежности работы ЕСГ играет система ПХГ, объекты которой по своей функциональной предназначенности, являются одновременно средствами и регулирования, и резервирования ЕСГ.

Наличие ПХГ компенсируют неравномерность потребления газа по временам года (лето, зима), по месяцам, неделям, суткам и часам суток.

ГРАФИКИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Самыми крупными по величине являются месячные (сезонные) колебания потребления газа, которые влияют на режим работы магистральных газопроводов. данные колебания, снижается эффективность эксплуатации МГ (недозагрузка летние месяцы).

Основными причинами месячных колебаний потребления являются сезонные изменения температуры воздуха (отопительные, коммунально-бытовые нужды, ТЭЦ. промышленные предприятия).

Основными причинами месячных колебаний потребления являются сезонные изменения температуры воздуха.

Коэффициент неравномерности потребления за конкретный период характеризуется как отношение расхода газа за конкретный период к среднему расходу газа за тот же период.

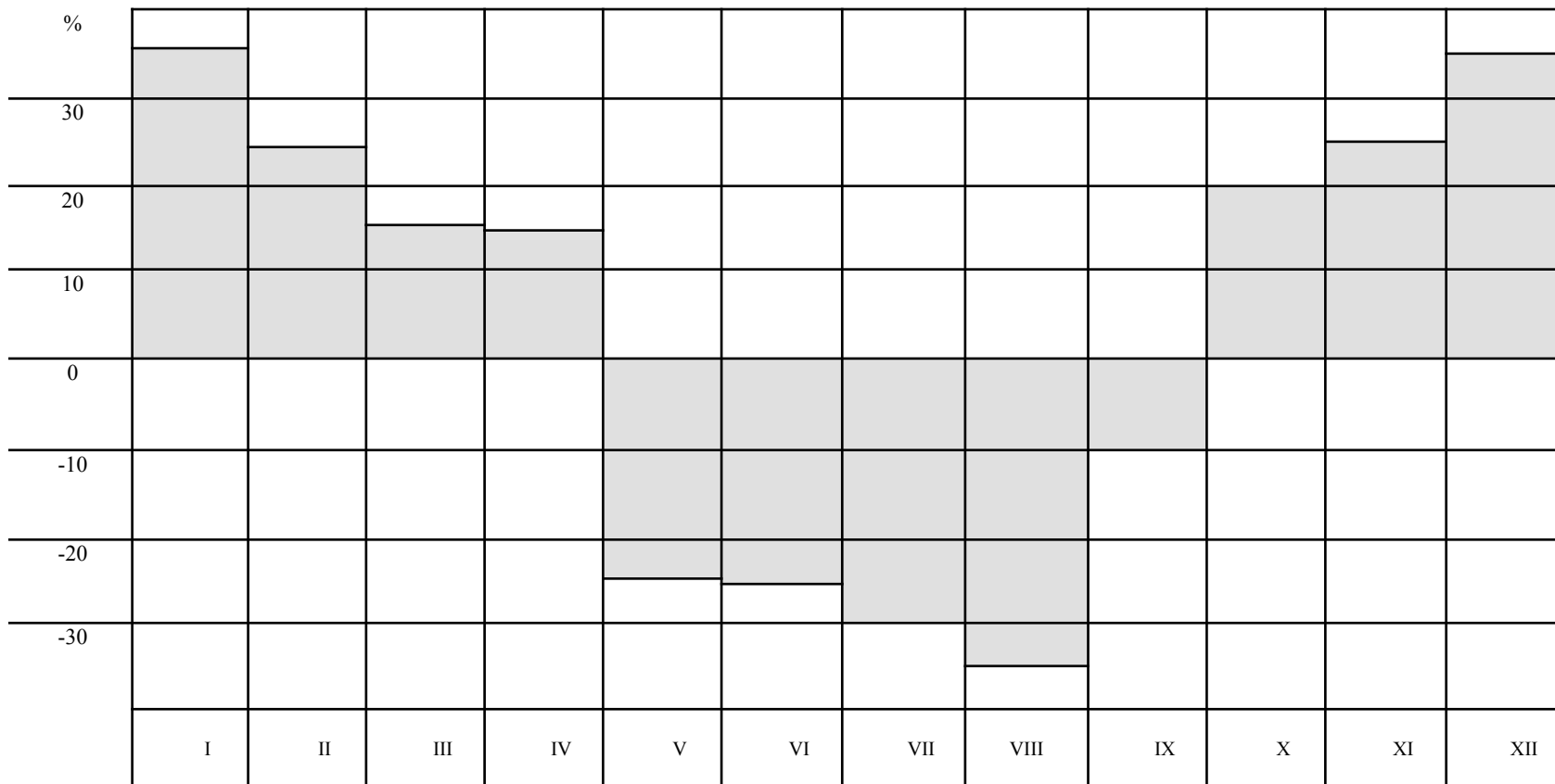
$$K_{im} = Q_{im} / Q_{ср.м}; \quad \text{где } Q_{ср.м} = Q_{год} / 12$$

$Q_{год}$ – объем годового потребления газа в м³

В 2013 году сезонная неравномерность внутреннего газопотребления составила более 20%, а суточный максимум потребления газа зимой более чем в 3 раза превысил летний суточный минимум.

ПХГ, созданные в истощенных месторождениях нефти и газа и водоносных структурах предназначены, как правило, для регулирования сезонной неравномерности потребления.

График сезонной неравномерности потребления газа крупного объекта потребления



Нулевая горизонталь соответствует среднегодовой подачи газа, что выше и ниже ее – это фактическое отклонение потребления (в процентах) по месяцам от среднемесячного потребления.

КЛАССИФИКАЦИЯ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ

Все хранилища углеводородов делятся на два основных типа в зависимости от агрегатного состояния хранимого продукта:

Хранилища для газообразного продукта.

Хранилища для жидкого продукта

КЛАССИФИКАЦИЯ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ

Классификация хранилищ для жидкого продукта

По пространственному расположению хранилища

Наземные хранилища жидких УВ

С наземной установкой резервуаров.

Днище резервуара располагается не ниже уровня нижней точки планировочной отметки прилегающей площадки

Металлические

С подземной установкой резервуаров.

Наивысший уровень нефтепродукта в резервуаре находится не менее чем на 0,2 м ниже наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки

Железобетонные

Резервуары низкого давления (P меньше или равно 0,02 МПа)

резервуары высокого давления (P больше 0,02 МПа).

Вертикально цилиндрические, горизонтально-цилиндрические, шаровые, каплевидные.

Резервуары низкого давления (P меньше или равно 0,02 МПа)

Вертикальные, горизонтальные, цилиндрические, прямоугольные

Подземные хранилища жидких УВ

По экранующим свойствам пород

1. В непроницаемых горных породах.
2. В трещиноватых горных породах

По прочностным свойствам пород

1. В устойчивых горных породах.
2. В неустойчивых горных породах.

По технологии строительства

1. Полученные методом растворения горных пород.
2. Полученные горнопроходческим способом.

По технологии эксплуатации

1. С взаимозамещением продукта;
2. С насосным способом эксплуатации.

КЛАССИФИКАЦИЯ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ

По агрегатному состоянию:

хранилища для жидкого продукта;

хранилища для газообразного продукта.

Классификация хранилищ для газообразного продукта

По пространственному расположению хранилища

Наземные хранилища для газообразных УВ
(Газгольдеры)

Резервуары высокого давления (сохраняют свой объем, но не сохраняют давление). Изготавливаются на давление - 0,07-3,0 МПа и вместимостью от 50 до 270 м³.

Резервуары низкого давления (меняют свой объем, но сохраняют давление - 400-500 мм. вод. ст).

Мокрые (телескопическая конструкция с водяными затворами) Вместимость - от 10 до 30 000 м³

Сухие ((стальные корпус и кровля, цилиндрический поршень). Вместимость - 10 000 -100 000 м³.

Подземные хранилища для газообразных УВ
(ПХГ)

Созданные в проницаемых породах

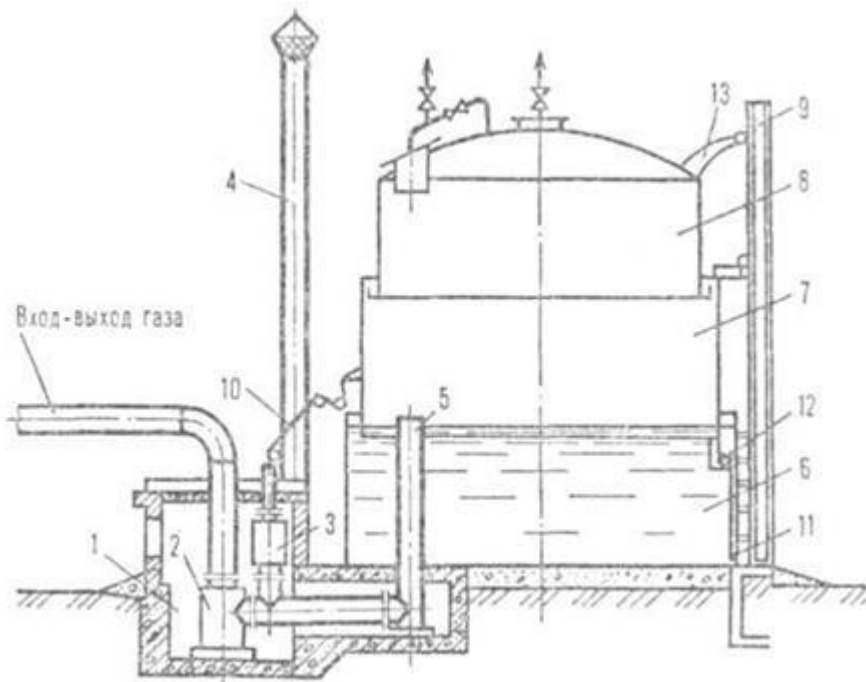
Созданные в непроницаемых породах

Созданные на базе истощенных нефтяных месторождений

Созданные на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений

Созданные в водоносных пластах

Созданные в отложениях каменной соли

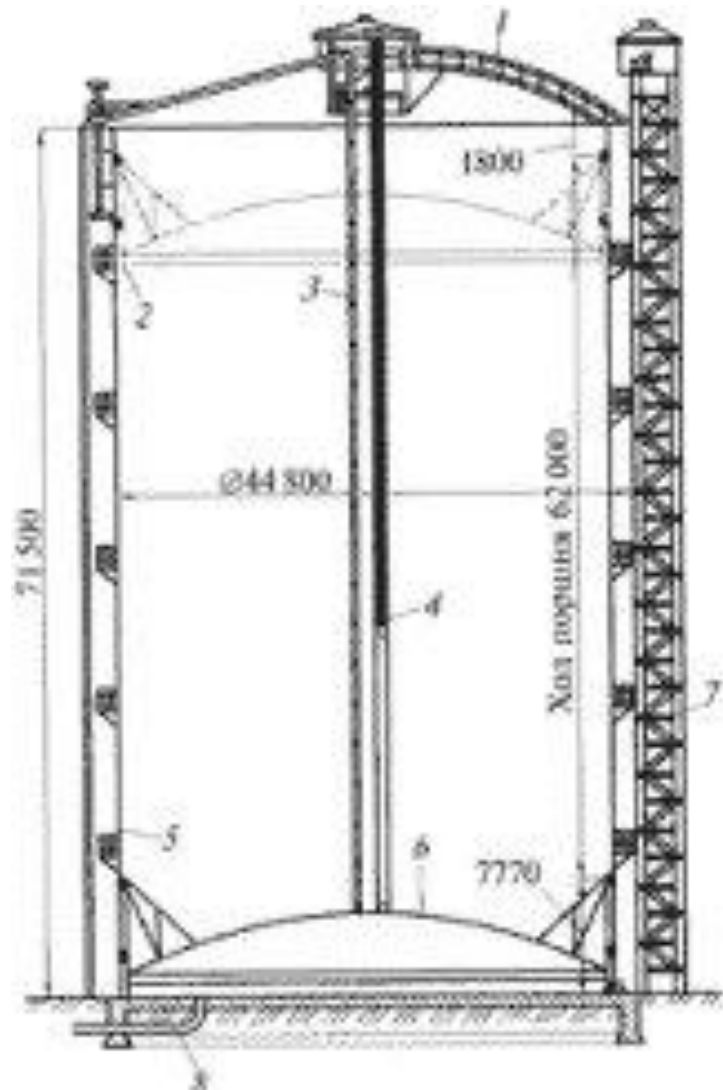


Газгольдер «мокрый»

Мокрый газгольдер состоит из стального резервуара для воды с внешними и внутренними направляющими, одного (колокол) или двух (колокол и телескоп) подвижных звеньев для хранения газа, т. наз. камеры газового ввода (вывода), автоматической системы указания объема газа и сигнализации положения колокола, а также предохранит устройств и систем отопления и вентиляции камеры и подогрева воды в резервуаре газгольдера в зимнее время.

Колокол и телескоп – вертикальные цилиндрические резервуары (первый, монтируемый внутри второго, с крышей, но без дна, второй – без крыши и дна), устанавливаемые в другом вертикальном цилиндрическом резервуаре (с дном, но без крыши) большего диаметра, заполненном водой, которая обеспечивает герметизацию газового пространства внутри подвижных звеньев при работе газгольдера.

Мокрый газгольдер: 1 - камера газового ввода (вывода); 2 - гидравлич. затвор; 3 - клапанная коробка автоматического сброса газа; 4 - труба сброса газа; 5 - газовый стояк; 6 - резервуар с водой; 7 - телескоп; 8 - колокол; 9, 11 – соотв. внешняя и внутренняя направляющие; 10 - подъемное приспособление; 12, 13 - соотв. нижний и верхний ролики.



Газгольдер низкого давления
(переменного объема,
«сухой»)



Газгольдеры высокого
давления
(переменного
давления)



Газгольдер низкого
давления
(переменного объема)



Газгольдеры высокого
давления
(переменного
давления)



Тема 4.

УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ХРАНИЛИЩ ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СИСТЕМЕ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

1. *Географические условия расположения хранилищ газообразных и жидких углеводородов относительно технологической системы « добыча – переработка – транспортирование – распределение – потребление».*

ОБЪЕКТЫ СИСТЕМЫ	ВИД УВ	ТИП ХРАНИЛИЩ	УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ
Объекты добычи	Жидкие	Наземные	Всегда в местах сбора нефти после подготовки перед транспортировкой
	Газ	Подземные	Редко и при условии наличия геологических структур для хранения
Объекты переработки	Жидкие	Наземные и подземные	При условии неравномерности поступления сырья и сбыта готовой продукции
	Газ	Подземные	
Магистральный транспорт	Жидкие	Наземные и подземные	Всегда
	Газ	Подземные	
Распределение и потребление	Жидкие	Наземные и подземные	Около крупных населенных пунктов и промышленных объектов с большими объемами и неравномерностью газопотребления.
	Газ	Наземные и подземные	

2. Зависимость удельных капитальных вложений по созданию хранилища и эксплуатационных расходов от общего объема хранимого продукта с учетом расстояния до потребителя.

Удельные капиталовложения и по созданию хранилищ и удельные эксплуатационные расходы снижаются по мере увеличения объема хранимого продукта по гиперболической кривой.

Уменьшение удельных капитальных вложений с увеличением емкости хранилища связано с тем, стоимость наземных сооружений хранилища в значительно меньшей степени зависит от объема емкости, поскольку на любой объем емкости строительство сооружений осуществляется в полном наборе, меняется лишь их техническая характеристика, что не ведет к пропорциональному изменению величины затрат.

Уменьшение удельных эксплуатационных расходов с увеличением емкости хранилища связано с тем, что часть статей затрат (амортизация, зарплата и др. расходы в общей сумме до 75%) имеют условно-постоянный характер, и мало зависят от увеличения объема емкости.

Удельные капиталовложения по созданию хранилищ и удельные эксплуатационные расходы имеют практически линейную зависимость от расстояния до потребителя (для ПХГ, как правило, до первой линейной КС).

3. Глубина залегания пласта для строительства подземного хранилища.

Выбранный пласт для строительства ПХ должен быть герметичным для предотвращения потери продукта при его хранении, что достигается, если горные породы кровли (покрышки) представлены плотными пластичными глинами, крепкими без трещин и разломов известняками, каменными солями.

Обычно мощность кровли в несколько десятков метров достаточно для обеспечения герметичности резервуара.

а) минимальная глубина заложения кровли выработки – емкости подземного резервуара сооружаемого **в непроницаемых породах** определяется по формуле:

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\varphi \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot gh}$$

где

P_{\max} - максимально допустимое эксплуатационное давление, Па;

φ - коэффициент надежности по нагрузке;

$\rho_{\text{ср}}$ - усредненная плотность пород, залегающих выше кровли, кг/м³;

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m m_i \cdot \rho_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^m m_i h_i}$$

m_i - число слоев пород;

ρ_i - плотность породы i -го слоя, кг/м³;

h_i - мощность i -го слоя, м;

g - ускорение свободного падения, м/сек².

б) глубина пласта для хранения газа в геологических **пористых коллекторах** (отработанные газовые залежи, водоносные структуры) определяется в соответствии с существующими параметрами расположения кровли данных коллекторов.

Приемлемые глубины для сооружения ПХГ с учетом параметров ЕСГС (5,5 -7,5 МПа) составляют до 2000 м.

4. Максимально допустимое и минимально необходимое давление при эксплуатации хранилищ.

Высокое давление в ПХ это технологически и экономически целесообразно, но только в тех пределах, за которыми возникают риски, связанные с промышленной и экологической безопасностью (потери герметичности кровли, грифоны, гидраты, разгерметизация оборудования и трубопроводов и т.).

Максимально допустимое давление для предотвращения потери герметичности кровли приближенно можно определить по формуле:

$$P_{\max} \leq \eta \cdot \rho_{\text{горн}}$$

где

η - коэффициент для пластических пород. Определяется расчетным путем с учетом данных по углу внутреннего трения пород. (Своего рода коэффициент запаса прочности пород и меняется от 0,4 до 0,75).

$P_{\text{горн}}$ - горное давление пород разреза, залегающего над кровлей ПХ, определяемое как:

$$P_{\text{горн}} = \sum_{i=1}^m \rho_i g h_i = \rho_{\text{ср}} \cdot g \cdot H$$

где

ρ_i - средняя плотность горных пород, кг/м³; h_i - мощность отдельной породы;
 $\rho_{\text{ср}}$ - средняя плотность пород разреза, кг/м³; H - общая мощность пород разреза над кровлей хранилища.

Как показывает опыт, создание ПХ проходит без осложнений при максимально допустимом давлении, которое может превышать гидростатическое на глубине залегания хранилища в 1,3 – 1,5 раза.

4. Минимально необходимое давление в ПХГ.

Для ПХГ, создаваемых в истощенных месторождениях нефти и газа, минимальное давление газа определяется технологическим проектом эксплуатации ПХГ в зависимости от:

- горно-геологических характеристик газоносного пласта;
- объема буферного газа в хранилище;
- давления в магистральном газопроводе;
- наличия компрессорных станций на ПХГ.

Для ПХ, создаваемых из резервуаров – выработок в пластичных породах, в том числе каменной соли, минимальное эксплуатационное давление определяется расчетом из условия сохранения целостности резервуара от действия горного давления (см. предыдущий расчет).

5. Общий, активный и буферный газ в хранилище.

Общий объем газа в хранилище состоит из двух частей:

Q_a - **активного объема газа**, т.е объема газа, который ежегодно закачивается и отбирается из хранилища в соответствии с технологическим режимом (регламентом) эксплуатации ПХГ.

Численное значение объема активного газа определяется с использованием коэффициентов месячной неравномерности газопотребления, вычисленных из графика годового потребления газа:

$$Q_a = \frac{Q_g}{12} \cdot \sum_{i=1}^n (K_i - 1) \quad \text{где } K_i - \text{коэффициент месячной неравномерности;} \\ n - \text{число коэффициентов больше единицы}$$

Q_b - **буферного объема газа**, т.е газа, который всегда находится в пласте – коллекторе для поддержания энергетического потенциала хранилища и зависит от горно-геологических параметров пласта, мощности и глубины залегания пласта – коллектора, технологического режима эксплуатации.

Тема 3

ПХГ в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях

1. Условия применимости месторождения газа для ПХГ.

Использование истощенного газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения в качестве объекта для создания ПХГ возможны при:

- благоприятных фильтрационно-емкостных свойств коллектора;
- приемлемой глубине залегающих пластов коллекторов – не более 3000 м;
- наличия и инфраструктуры добывающего комплекса;
- техническое состояние фонда эксплуатационных скважин и их количество, требуемое для обеспечения нужного отбора;
- удобство ПХГ с точки зрения расположения по отношению к МГ и крупным объектам газопотребления.

2. Давление в ПХГ:

Максимально допустимое давление газа в хранилище должно быть, в любом случае, не выше значения горного давления пород разреза, залегающего над кровлей ПХГ. При определении максимального давления учитывают также параметры технологического процесса закачки и отбора газа, глубину залегания продуктивных отложений и др.

Минимально допустимое давление газа в ПХГ, создаваемых в истощенных месторождениях, определяется технологическом проекте эксплуатации ПХГ в зависимости от:

- горно-геологических характеристик газоносного пласта;
- объема буферного газа в хранилище;
- давления в магистральном газопроводе;
- наличия компрессорных станций на ПХГ.

3. Общий объем газа в хранилище состоит из двух частей:

- **активного объема газа**, т.е объема газа, который ежегодно закачивается и отбирается из хранилища в соответствии с технологическим режимом (регламентом) эксплуатации ПХГ.

Численное значение объема активного газа определяется с использованием коэффициентов месячной неравномерности газопотребления, вычисленных из графика годового потребления газа.

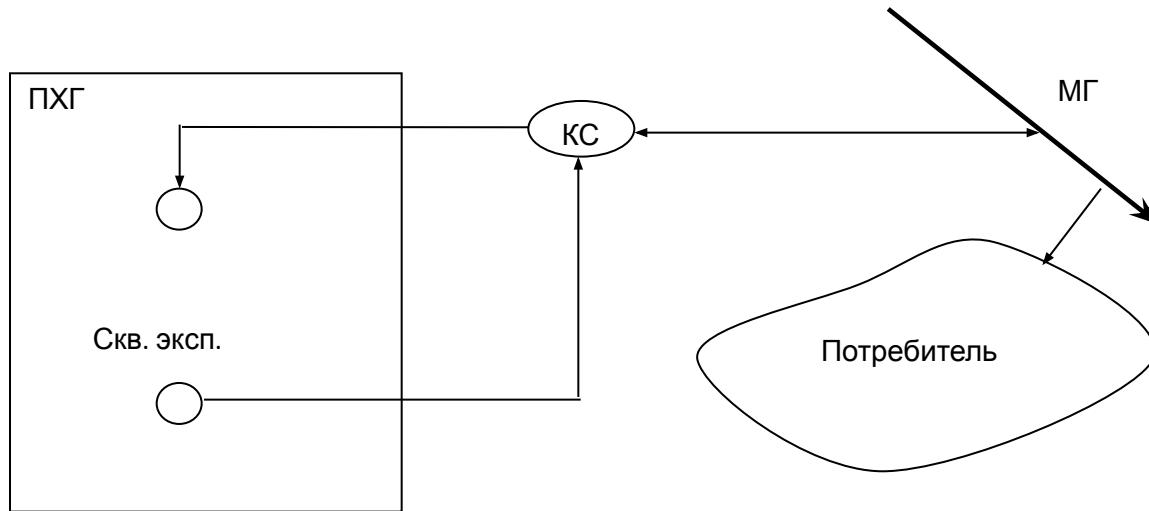
- **буферного объема газа**, т.е газа, который всегда находится в пласте – коллекторе для поддержания энергетического потенциала хранилища и зависит от горно-геологических параметров пласта, мощности и глубины залегания пласта – коллектора, технологического режима эксплуатации.

Численное значение объема буферного газа для газового режима эксплуатации определяется из условий знания объема порового пространства коллектора и минимального давления в хранилище.

4. Число нагнетательных скважин.

Количество скважин определяется расчетом, используя средний расход газа при закачке в скважину (при использовании КС производительность единичного агрегата), среднее устьевое давление при закачке и время, отведенное на заполнение хранилища газа (не более 6 месяцев).

Газогидродинамическая расчетная схема ПХГ



ЗАКАЧКА ГАЗА.

При составлении технологического проекта эксплуатации хранилища, созданного на базе истощенного газового месторождения, к основным параметрам относятся:

Q_{\max} - максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище;

$Q(t)$ - объем закаченного газа на момент времени t , приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре, определяемый по формуле:

$$Q(t) = \frac{\Omega \cdot z_{am}}{P_{am}} \left[\frac{P(t)}{z(p)} - \frac{P(n)}{(z_n)} \right]$$

$\Omega = \alpha \Omega_0$ - газонасыщенный объем порового пространства, м³;

Здесь Ω - общий объем порового пространства пласта - коллектора, м³;

α - коэффициент газонасыщенности;

$P(t)$ - средневзвешенное по объему порового пространства пласта давление в момент времени (t), бар;

$z(P)$ - коэффициент сжимаемости газа при $P(t)$ и $T_{пл}$;

P_H - начальное (до закачки) давление газа в хранилище, бар;

z_H - коэффициент сжимаемости газа при P_H и $T_{пл}$.

Соответственно максимальный объем закаченного газа при максимально допустимом давлении равен:

$$Q_{\max} = \frac{\Omega \cdot z_{ам}}{P_{ам}} \left[\frac{P_m}{z_m} - \frac{P(H)}{z_H} \right]$$

При постоянном темпе закачки, время закачки будет равно: $\tau_3 = \frac{Q_{\max}}{q_3}$

Используя уравнение движения газа при нелинейной фильтрации:

$$P_3^2(\tau) - P(\tau)^2 = A \cdot q_c(\tau) + B \cdot q_c(\tau)^2$$

и уравнение связи потребного числа скважин, общего расхода и расхода по одной скважине, т. е.:

$$q_3 = q_3(\tau) \quad q_c = q_c(\tau) \quad q_3(\tau) = q_c(\tau) \cdot n(\tau)$$

После преобразований получаем следующее расчетное уравнения для определения забойного давления:

$$P_3 = \sqrt{P(\tau)^2 + \frac{q_3}{n} \left(A + \frac{B \cdot q_3(\tau)}{n} \right)} \quad \text{где} \quad P(\tau) = P(H) + \frac{P \cdot Q(\tau)}{\Omega}$$

$n = q(t) / q(t)$ - число нагнетательных скважин.

Отбор газа

Эксплуатация ПХГ в период отбора имеет много **общего с разработкой газовых месторождений**. Это касается определения количества и размещения скважин по площади объекта, разработки, контроль ГВК, контроль за технологическими режимами эксплуатации, в том числе исследование скважин и др.

При составлении технологического проекта эксплуатации хранилища, созданного на базе истощенного газового месторождения в период отбора газа **необходимо определение численных значений изменений во времени пластового и забойного давлений, потребное число эксплуатационных скважин и их дебит**.

Математическая модель для расчета данных показателей представляет собой систему, состоящую **четырёх уравнений** (по аналогии с известными уравнениями из курса по разработке газовых месторождений).

1. Уравнение материального баланса для хранилищ:

$$P(\tau) = P_m - \frac{P_{atm} \cdot Q_{om}(\tau)}{\Omega}$$

2. Уравнение технологического режима эксплуатации скважин (Режим допустимой депрессии на пласт)

$$\Delta P = P_{nl}(\tau) - P_3(\tau) = const$$

3. Уравнение притока газа к забою скважин

$$P_{nl}^2(\tau) - P_3^2(\tau) = A \cdot q_{cp}(\tau) + B q_{cp}^2(\tau)$$

4. Уравнение связи потребного количества эксплуатационных скважин, отбора газа и дебита одной скважины.

$$n\tau = \frac{q_m(\tau)}{q_{cp}(\tau)}$$

Порядок расчета показателей эксплуатации ПХГ:

1-ый шаг. Определяем значения $P_{пл}(t)$, в зависимости от известных по данным проекта или эксплуатации величин отборов газа $Q(t)$ по уравнению материального баланса (1).

2-ой шаг. Определяем при известном (заданном) значении депрессии значения забойных давлений $P_z(t)$ по уравнению 2.

3-ий шаг. Определяем при известных значениях $P_{пл}(t)$ и $P_z(t)$ дебит «средней» скважины $q_{cp}(t)$, используя уравнение.

4-ый шаг. Определяем при известных значениях дебита средней скважины $q_{cp}(t)$ и величины отбора $Q(t)$ количество скважин в зависимости от времени отбора из хранилища по уравнению 4.

Тема 4

ПХГ в выработанных нефтяных месторождениях

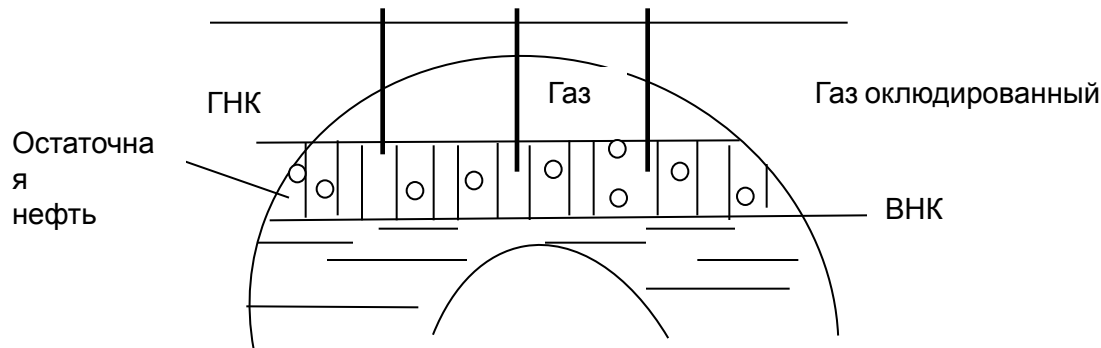
Для перевода и переоборудования нефтяного месторождения в ПХГ требуется оценить пригодность месторождения для выполнения функций хранилища. Данная оценка включает следующее:

- а)** установление факта наличия непроницаемой кровли (по факту существования месторождения);
- б)** анализ, исследование и определение параметров и характеристик нефтяной залежи как объекта хранения газа, в том числе:
 - производительности закачки и отбора газа;
 - объемов добычи остаточной нефти;
 - режима работы ПХГ как технологического объекта;
 - разработка мероприятий по интенсификации скважин;
- определение изменений состава отбираемого газа из-за наличия остаточной нефти.
- в)** определение технического состояния и возможности использования промышленного оборудования, в том числе:
 - проведение обследования, диагностики эксплуатационных скважин, восстановление выведенного из эксплуатации фонда скважин;
 - диагностическое обследование шлейфов и промысловых трубопроводов, оборудования УПНГ (емкостное, сепарационное, насосно-компрессорное, теплообменное и другое оборудование);
- г)** установление требуемых объемов ремонта и реконструкции промышленного оборудования, в том числе:
 - реконструкция и строительство (при необходимости), промысловых газопроводов, установок для очистки и осушки газа, бурение новых нагнетательно-эксплуатационных скважин.

Структура и максимальный объем газа

Максимальный объем газа, который можно закачать в ПХГ, включает объем в газовой шапке, объем растворенного в оставшейся нефти, объем окклюдированного газа (рассеянного в виде мелких пузырьков в массе оставшейся нефти).

$$Q_{max} = Q_{ш} + Q_p + Q_o$$



Разрез нефтяной залежи в конце разработки

1. Объем газа, закаченного в газовую шапку от начального давления P_n до максимально допустимого P_m :

$$Q_{ш} = \frac{\Omega_g \cdot z_{am}}{P_{am}} \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_n}{z_n} \right),$$

Ω_g - объем порового пространства газовой шапки, m^3 ;

2. Объем газа, растворенного в оставшейся нефти:

$$Q_p = \frac{\Omega_K \cdot z_{am}}{v_n} \cdot \alpha \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_n}{z_n} \right), \quad \text{где}$$

$$\Omega_K = \frac{(G_n - G_d) \cdot b_n}{\rho_n} \quad \text{где}$$

$$\Omega_K = \frac{(G_n - G_d) \cdot b_n}{\rho_n} \quad - \text{объем порового пространства, занимаемой оставшейся нефтью, м}^3;$$

G_n - начальные запасы нефти, кг;

G_d - добытое количество нефти, кг;

ρ_n - плотность нефти при стандартных условиях, кг/м³;

α - коэффициент растворимости нефти в газе, м³/кг;

b_n - объемный коэффициент пластовой нефти.

3. Объем окклюдированного газа, который можно закачать в освободившееся поровое пространство:

$$Q_o = \frac{G\delta \cdot b_H \cdot z_a}{\rho_H \cdot P_{am}} \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right),$$

Итоговое уравнение для определения максимального объема закачиваемого газа имеет вид:

$$Q_{\max} = \left(\Omega_g + \frac{\Omega_k \cdot P_{am}}{b_H \cdot z_a} \cdot \alpha + \frac{G\delta \cdot b_H}{\rho_H} \right) \cdot \left(\frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right),$$

Расчеты параметров для цикла отбора газа аналогичны расчетам, рассмотренным выше для ПХГ, созданного на базе истощенного газового месторождения.

Для ПХГ, созданных на базе нефтяных месторождений, производительность эксплуатационных скважин во время отбора газа во времени увеличивается. Это связано с уменьшением фильтрационных сопротивлений из-за снижения нефтеводонасыщенности призабойной зоны, что, в свою очередь, ведет к увеличению коэффициента фазовой проницаемости для газа.

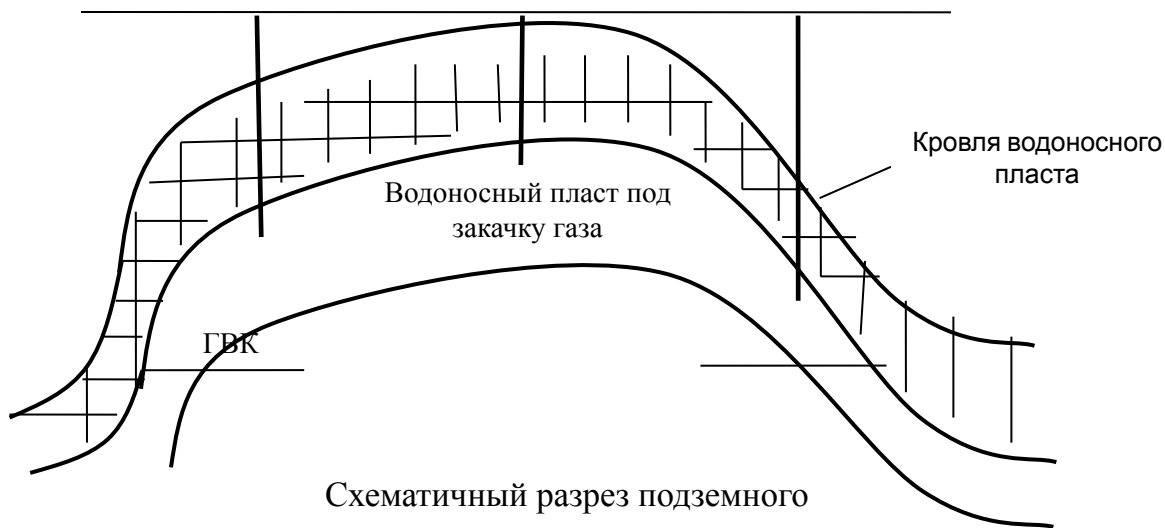
Тема 5.

ПХГ в ловушках водонасыщенных коллекторов

Такие хранилища создают, как правило, в местах, где нет истощенных месторождений нефти и газа. В настоящее время в России созданы и действуют в системе газоснабжения восемь ПХГ, созданных (начиная с 1958 г.) в водоносных системах, в т.ч. самое крупное хранилище в мире – Касимовское, с объемом хранения до 4,5 млрд. м³.

Основное требование, предъявляемое к водоносным пластам для подземного хранения газа, - наличие непроницаемого экрана в кровле водоносного пласта. Это определяется в процессе разведки и опытной закачки газа.

Герметичность кровли проверяют методом пробной откачки воды из пласта коллектора при одновременном наблюдении за статическими уровнями в скважинах, пробуренных выше кровли пласта. При обнаружении реакции наблюдательных скважин на откачку воду кровлю признают не герметичной.



Схематический разрез подземного хранилища в ловушке водоносного пласта.

На основе комплексного анализа приемлемости указанных параметров водоносного пласта, а также оценки технической возможности и экономической целесообразности его использования для хранения газа принимается решение о создании ПХГ.

Водоносная структура может быть надежной для строительства ПХГ, если при всех иных благоприятных условиях толщина кровли, представленной глиняными породами, составляет не менее 10 м.

РЕЖИМЫ ХРАНИЛИЩ

Водонапорный режим - режим, при котором газ движется в пласте к скважинам в том числе под напором краевых (или подошвенных) вод. При этом залежь наполняется водой из поверхностных источников в количествах, равных или несколько меньших количества отбираемой жидкости и газа из пласта в процессе его разработки.

Упругий (упруговодонапорный) режим - режим работы залежи, при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы. При упруговодонапорном режиме вода внедряется в разрабатываемую газовую залежь за счет падения давления в системе и связанного с этим расширения пород пласта, а также самой воды. Причем количество воды, внедряющейся за счет расширения газа, значительно меньше того количества, которое необходимо для полного восстановления давления.

ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ХРАНИЛИЩА

На первом этапе создания хранилища в водоносных пластах осуществляется закачка газа в купольную часть в одну скважину с вытеснением воды.

На втором этапе дополнительные скважины подключаются под закачку газа после подхода к ним границы раздела «газ-вода».

Третий этап -- циклическая эксплуатация хранилища в режиме «отбор –закачка».

В процессе закачки и нахождения в пласте газ насыщается влагой, а при его отборе вместе с ним может также выноситься механические примеси, связанные со прочностными свойствами призабойной зоны скважины и пласта-коллектора.

При строительстве наземных сооружений в обязательном порядке предусматриваются сепараторы механической очистки газа и установки по осушке газа (НТС, сорбционные).

Методика проектирования ПХГ в водонапорных системах предусматривает составление газогидродинамической расчетной схемы., целью которой является нахождение взаимосвязи основных технологических показателей закачки газа при его заданном расходе.

Для первого этапа создания хранилища объем вытесненной воды при закачке газа в ловушку определяется по формуле:

$$Q_g = q_g t, \text{ где}$$

q_g - расход воды при ее движении в пласте при вытеснении газом;

t - время закачки газа.

Расчетное уравнение расхода воды:

$$q_g = \frac{4\pi k h \cdot (P(\tau) - P_o(\tau))}{\mu v \cdot \ln \frac{0,562}{\xi}},$$

где:

k – коэффициент проницаемости, мД;

h – мощность пласта, м;

μ_g – вязкость воды, г/см с;

$$P_o = \rho_g \cdot g (H + h)$$

где H_o – расстояние от поверхности земли до кровли пласта, м;

$P(t)$ – среднее давление в газоносной зоне пласта на

Значение ξ определяется как: границе раздела «газ-вода», бар;

$$\xi = 0,135 \frac{P(t) - P_o}{\beta c \cdot \tau} \cdot \left[1 + 27,5 \frac{p(t) - P_o}{\beta c \cdot \sigma} \right]$$

где βc - модуль упругости пласта, бар;

σ - коэффициент газонасыщенности.

Для второго этапа - промышленной закачки (вытеснение воды до контура ловушки), объем воды, вытесненной газом, можно рассчитать, зная количество закаченного газа:

$$Q_v = \frac{P_{атм} \cdot Q_z(t) - \sigma \Omega_0 \cdot \left[\frac{P(t)}{z(p)} - \frac{P_H}{z(P_H)} \right]}{\frac{P(t)}{z(P)}}$$

Q_z - количество закаченного газа к моменту t , м³;

Ω_0 - начальный газонасыщенный объем порового пространства к началу промышленного освоения, м³;

P_H - начальное давление в газоносной области пласта, бар.

Максимальный объем газа в хранилище в конце закачки:

$$Q_{\max} = Q_b + Q_a = \Omega_{\text{ср}} \cdot \frac{P_{\max}}{P_{\text{ат}}}$$

Где Q_a – активный объем хранилища, м³.

Технико-экономическое определение числа эксплуатационных скважин, объема буферного газа и мощности компрессорной станции при заданной мощности хранилища.

Число эксплуатационных скважин определяется в зависимости от активного объема закаченного газа, суточных значений объемов отбора газа и времени, отведенного на отбор газа с учетом коэффициента эксплуатации скважин, установленных для данного хранилища.

Кроме того, важным моментом является учет падения пластового давления после завершения закачки (перераспределение давления между водо- и газонасыщенной частью хранилища).

Количество скважин должно быть увеличено на некоторую расчетную величину для того, что бы избежать повышенных депрессий при отборе газа, поскольку это может привести к образованию и прорыву конуса подошвенной воды в скважины.

Общая мощность компрессорной станции рассчитывается по формуле:

$$N_k = 0,0038 \ln \frac{P_1}{P_y}$$

где:

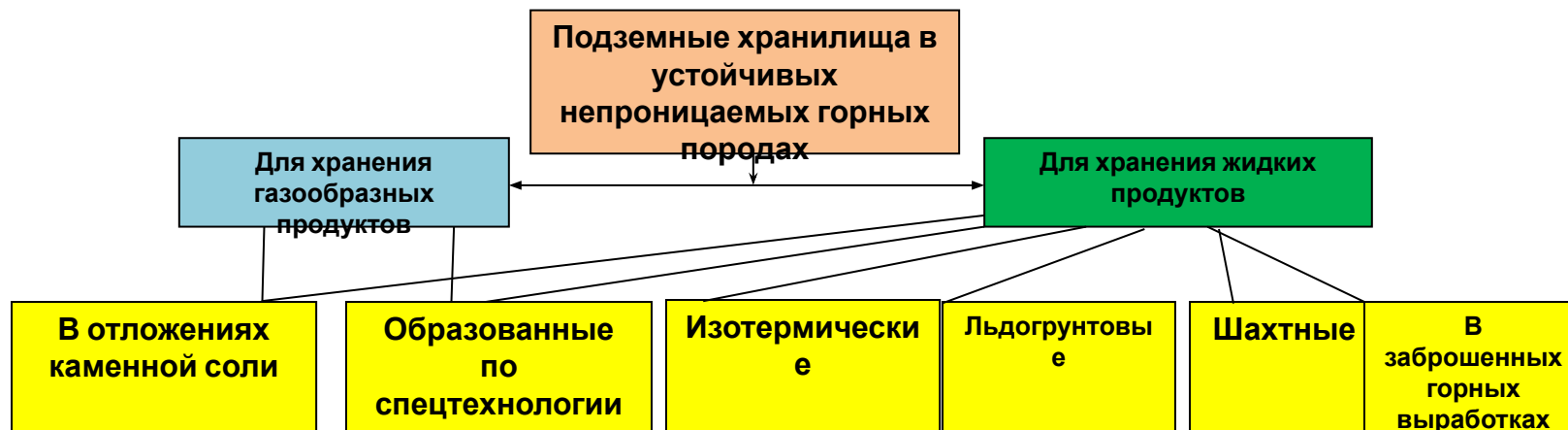
Q_o - средний расход отбираемого газа из ПХГ, млн.м³/сут.

P_1 - давление в начале газопровода по выходу из ПХГ, кг/см²;

P_y - давление на входе в КС перед закачкой в пласт, кг/см².

Тема 6. Подземные хранилища в устойчивых непроницаемых горных породах

Подземные хранилища в устойчивых непроницаемых породах применяются, в отличие от ПХГ, создаваемых в пористых структурах, и используемых для покрытия сезонной неравномерности потребления, преимущественно для покрытия «пиковых» нагрузок, в «рывковом режиме», на порядок выше с темпами отбора продукта



Подземным хранилищем в непроницаемых горных породах называется естественная или искусственная созданная полость (емкость) в комплексе с наземным и подземным технологическим оборудованием, обеспечивающим прием, хранение и отбор продуктов.

Оценка пригодности горных пород для создания в них хранилищ определяется из условия обеспечения герметичности емкости, что определяется физико-химическими свойствами и геологией слагаемых пород, и особенно пород, покрывающих пласт, где размещается хранилище, а также с учетом гидрогеологических, тектонических, карстовых проявлений.

Строительство подземных хранилищ возможно только, при наличии вблизи промышленного предприятия отложений каменной соли, ангидритов, гипса и других пригодных геологических структур. Удаленность от предприятия благоприятных структур для подземных хранилищ вызывает необходимость строительства дополнительных трубопроводов, насосных станций и других сооружений и при определенных условиях применение подземных хранилищ становится нерентабельным.

В настоящее время широкое внедрение получает эффективный способ хранения сжиженных углеводородных газов при низкой температуре и под давлением, близком к атмосферному, — так называемое **изотермическое хранение**. Например, при температуре -42°C пропан можно хранить уже при атмосферном давлении.

В этом случае уменьшается расчетное давление при определении толщины стенок резервуаров; становится достаточным, чтобы стенки емкости выдерживали только гидростатическое давление залитого продукта. Следовательно, для хранения переохлажденных сжиженных газов могут быть использованы тонкостенные резервуары. Это позволяет сократить расход металла в 8—15 раз в зависимости от хранимого продукта и объема резервуара.

Хранилище состоит из двух основных частей: термоизолированной низкотемпературной емкости и комплекса холодильного и технологического оборудования.

Хранилища сжиженных газов могут быть подземными и наземными.

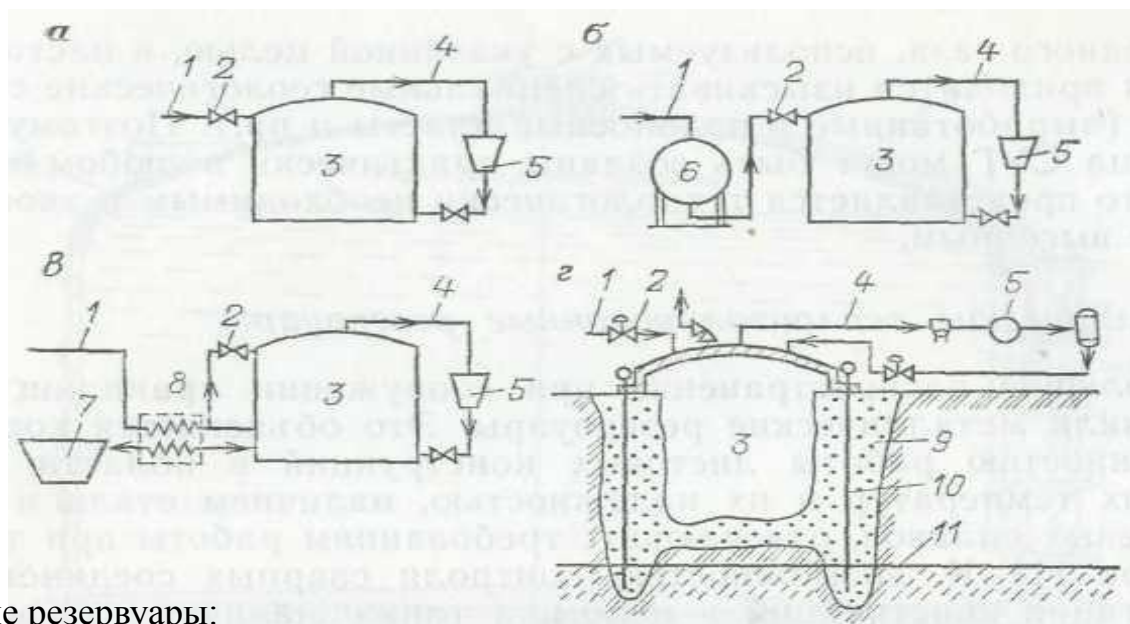
Для хранения больших объемов ЛВЖ и СУГ следует применять преимущественно подземные изотермические хранилища.

В подземных хранилищах как правило, хранят большие объемы сжиженных углеводородных газов (пропан, изобутан, пропилен, пропан-бутановые смеси и др.) и ЛВЖ, так как этот способ хранения является более безопасным и в значительной мере позволяет уменьшить масштабы и тяжесть последствий возможных пожаров и взрывов.

Для хранения больших объемов ЛВЖ и сжиженных углеводородных газов следует применять преимущественно подземные изотермические хранилища.

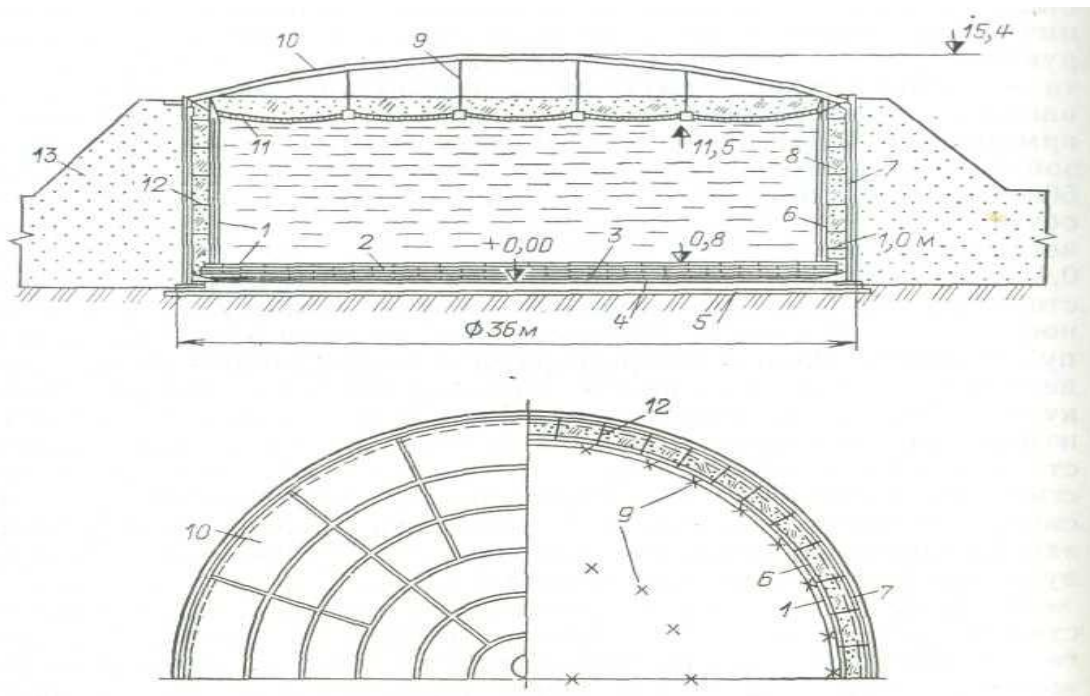
Хранилища сжиженных газов могут быть подземными и наземными.

В подземных хранилищах в большинстве случаев хранят сжиженные углеводородные газы под незначительным избыточным давлением (изотермические хранилища) при температуре несколько ниже температуры кипения углеводорода при данном давлении. В этих хранилищах, как правило, хранят большие объемы сжиженных углеводородных газов (пропан, изобутан, пропилен, пропан-бутановые смеси и др.) и ЛВЖ, так как этот способ хранения является более безопасным и в значительной мере позволяет уменьшить масштабы и тяжесть последствий возможных пожаров и взрывов.



Изотермические резервуары:

а — с холодильной установкой; б — с буферными емкостями; в — с промежуточным хладагентом; г — льдогрунтовый; / — сливной трубопровод; 2 — дроссельное устройство; 3 — резервуар; 4 — трубопровод паровой фазы; 5 — компрессорная холодильная установка; 6 — буферная емкость; 7 — емкость для промежуточного хладагента; 8 — теплообменник; 9 — льдогрунтовая оболочка; 10 — морозильные колонки; 11 — водонепроницаемый слой подстилающих пород



Железобетонный резервуар с покрытием для хранения сжиженного метана объемом 10 000 м³:

1 — внутренняя емкость; 2 — пеностекло толщиной 700 мм; 3 — днище из предварительно напряженного железобетона; 4 — гидроизоляция; 5 — трубы для обогрева; 6 — подпорная стенка; 7 — стенка наружной железобетонной емкости; 8 — вспученный перлит толщиной 1000 мм; 9 — подвески; 10 — сборный железобетонный купол; 11 — дополнительная нагрузка из керамзитобетона; 12 — растяжки из стали Х18Н9Т; 13 — обсыпка грунтом

Шахтные хранилища— подземные ёмкости шахтного типа для хранения нефти и газа, сооружаемые в мощных устойчивых отложениях естественно непроницаемых горных или пород, поддающихся герметизации с помощью несложных инженерных решений. Пригодными для сооружения нефте- и газохранилищ считаются горные породы, если они не фильтруют хранимый продукт, не содержат включений, влияющих на кондицию хранимого продукта, устойчивы к горному давлению.

Для пропана минимальная глубина шахтных хранилищ не должна быть менее 90 м, для бутана — 50 м. Затраты на строительство и эксплуатацию шахтных хранилищ нефти и газа пропорциональны глубине его заложения.

Обычно выработки-ёмкости имеют высоту не менее 5 м. В комплекс шахтных хранилищ входят вскрывающие выработки (стволы, штольни), выработки вспомогательного назначения (коллекторные выработки, камеры насосных станций, эксплуатационных скважины) и др. Отработанные выработки шахт могут быть использованы при обеспечении герметичности и прочности вмещающих горных пород.

По схеме вскрытия шахтные хранилища подразделяются на хранилища с вертикальными стволами, наклонной вскрывающей выработкой и штольней (горизонтальной выработкой).

Для герметизации внутренней поверхности шахтных хранилищ используют кремний-органические соединения типа силикон, а также эмульсии для водорастворимых полимеров в сочетании со смолистыми цементами.

Изоляцию напыляют или наклеивают на внутреннюю поверхность шахтных хранилищ. Наземный комплекс шахтных хранилищ оснащается устройствами приёма и выдачи продуктов хранения.

В основу технологических схем эксплуатации шахтных хранилищ положено использование насосных или самотечных схем заполнения и насосных или безнасосных способов опорожнения подземных ёмкостей.

В качестве шахтных хранилищ используются подземные полости, образованные в результате отработки полезных ископаемых: во Франции (железорудный рудник с объёмом полостей 5 млн. м³), Германии (соляной рудник — 4,8 млн. м³), США (угольная шахта — 4,25 млн. м³).

При строительстве **хранилищ в отложениях каменной соли** следует соблюдать следующие условия:

1. Подземные резервуары могут создаваться в отложениях каменной соли всех морфологических типов: пластовых, линзообразных, в куполах и штоках. Наличие достаточной мощности соляной залежи (не менее 10 м) и на необходимой глубине (в зависимости от вида продукта, ожидаемого внутреннего давления, плотности вышележащих пород, как правило, на глубине 100 -1000 м);

2. Максимальная глубина залегания кровли соленосной толщи, как правило, не должна превышать 1500 - 1700 м, целесообразность строительства ПХГ при большей глубине залегания соленосной толщи определяется технико-экономическим расчетом

3. Наличие источника пресной или слабоминерализованной воды для осуществления размыва емкости методом растворения;

4. Возможности удаления (утилизации) технологического рассола с площадки строительства;

5. Наличие приемлемого химического состава, т.е. число посторонних примесей нерастворимого не должно превышать 35 % (ангидриты, гипсы, карбонаты и др.);

6. Мощность единичных прослоев нерастворимых пород должна быть не более 2,5 м.

7. Соблюдение принципа химической инертности пород хранилища и хранимого продукта.

8. В интервале глубины заложения хранилища **не должны** находиться прослойки быстрорастворяемых солей (калиевые, магниевые), а также включения битумов, серы, газа.

9. Максимальная глубина заложения кровли выработки-емкости H_{max} в непроницаемых устойчивых породах, в т.ч. в отложениях каменной соли:

$$H_{max} = \frac{P_{max}}{\eta \rho_n g} + a, \text{ (м)}$$

где P_{max} – максимально допустимое эксплуатационное давление, на уровне башмака обсадной колонны, Па;

$\eta=0,85$ –коэффициент надежности по нагрузке;

a – длина необсаженной части скважины, м;

ρ_n – усредненная плотность пород, залегающих выше башмака колонны, кг/м³, определяемая как

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

где n – число слоев пород;

ρ_i – плотность i -го слоя, кг/м³; m_i – мощность i -го слоя, м;

g – ускорение свободного падения, м/сек².

Тема 7. Применение подземных резервуаров в каменной соли в различных отраслях промышленности.

В газовой промышленности в России резервуары, созданные в каменной соли, для хранения природного газа используются с 2013 года (Калининградское ПХГ).

Надежность системы газоснабжения обеспечивается за счет ПХГ, созданных в пористых структурах истощенных месторождений и в водоносных пластах, которые, имея большой объем активного газа и относительно малую единичную мощность по отбору, решают проблему покрытия **сезонной** неравномерности потребления.

Для покрытия **суточной и недельной** неравномерности потребления требуются ПХГ с возможностью быстрого наращивания объема отбираемого газа. Это достигается в хранилищах с устойчивыми коллекторами, например, такими как отложения каменной соли.

В США создана сеть хранилищ газа, где на долю ПХГ в каменной соли приходится порядка 25% всего объема активного газа, с суммарным отбором 300 млн. м³/сутки, и строительство таких ПХГ продолжается с приростом суточного отбора из них на 60% за каждые пять лет.

Причина в повышенном внимании к ПХГ в каменной соли является возможность их создания и эксплуатации в управляемом режиме, в том числе форсированном, что отвечает коммерческим интересам компаний, ответственных за надежность и качество предоставляемых услуг по газоснабжению.

Резервуары в каменной соли используются, например, в ООО «Газпром добыча Оренбург» для хранения сжиженных углеводородных газов (СУГ), гелиевого концентрата (на площадке гелиевого завода), газового конденсата (на площадке ГПЗ), метанола (УКПГ-6 ГПУ).

Последний указанный резервуар емкостью порядка 50 тыс. м³, построенный в 1982 году в зоне УКПГ-6, предполагался к использованию в качестве подземного сепаратора для промышленной подготовки газа и подключался к группе добывающих скважин зоны УКПГ-6. В то время для реализации этой технологии еще были достаточно высокие статические давления на устье скважин (до 11,5 МПа). Вытеснение рассола плотностью не менее 1,18 г/см³ из емкости (глубина на уровне башмака - 910 м) требовало давление газа не менее 11,0 МПа. Вытеснение продолжалось несколько месяцев. После освобождения емкости была проведена пробная эксплуатация, которая была завершена после наполнения емкости жидкостью, поступившей в смеси с газом от скважин.

В нефтяной и нефтехимической промышленности в качестве хранилищ сырой нефти, сжиженных газов, нефтепродуктов. Для промышленной подготовки нефти.

В развитых странах законодательно урегулирован вопрос создания стратегического резерва нефти на 90 суток (или 25% годового потребления), хранимой, как правило, в созданных за последние десятилетия нефтехранилищах в отложениях каменной соли. У нас аналогичные ресурсы сосредоточены в наземных хранилищах (Резервуары емкостью от 5 000 - 20 000 м³).

Есть примеры использования в качестве хранилищ сырой нефти резервуаров, созданных в отложениях каменной соли. Они являются технологическим звеном в системе подготовки нефти, где происходит отделение попутного растворенного газа (стабилизация), отстой, обезвоживание нефти (разрушение эмульсий) с последующей насосной откачкой в наземные промышленные сооружения. Такие схемы в настоящее время используются на месторождениях республики Башкирии (Ишимбайское), Оренбургской области (Тереклинское).

Кроме того в нефтедобыче такие резервуары могут быть использованы для сбора и последующей регламентированной утилизации низконапорных газов (сжигание на факелах, использование в технологических печах нагрева, ЭСН и т.д).

Перспективные направления использования хранилищ, созданных в отложениях каменной соли:

В атомной энергетике в качестве хранилища водорода и захоронения радиоактивных отходов;

- В сельском хозяйстве в качестве хранилища сельскохозяйственных продуктов и захоронения ядохимикатов;
- В здравоохранении в качестве лечебных учреждений;
- В Министерстве обороны в качестве хранилища нефтетоплив и захоронения радиоактивных и химических отходов.

В настоящее время существуют значительные неравномерности в реализации сжиженного углеводородного газа на ОГХК. Реализацию осуществляют по железной дороге. Существующий наземный резервуарный парк СУГ (У-300) имеет объем 8000 м³ (предназначен для хранения СУГ ГПЗ и ГЗ, в том числе две емкости по 200 м³ для хранения пропана-хладоагента), кроме того на ГПЗ имеется склад хранения широкой фракции легких углеводородов, 5200 м³ которого также предназначены для хранения ШФЛУ, СУГ газоперерабатывающего и гелиевого заводов. Создание регулирующего звена в виде подземного хранилища СУГ на базе существующего двухскважинного подземного резервуара позволит обеспечить устойчивую работу в системе «производство-потребление».

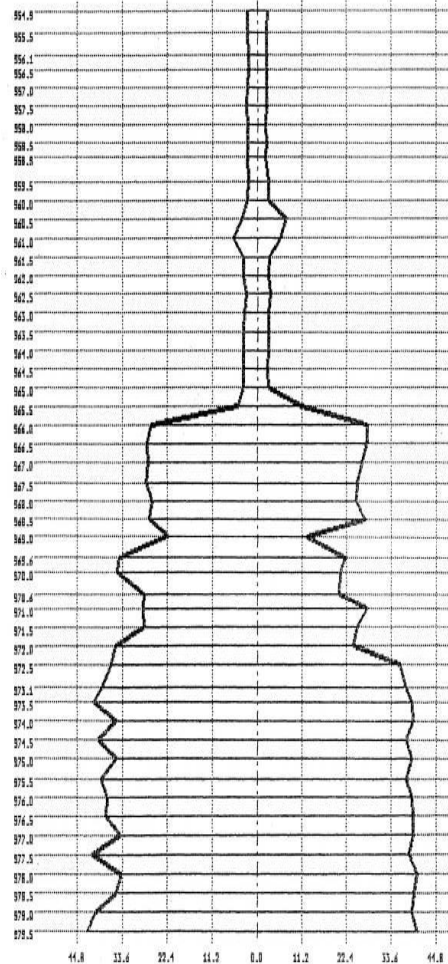
Геометрический объем подземного резервуара составил 51205,1 м³. Существенное увеличение объема подземного резервуара начинается с глубины 965 м.

Подробный расчет оценки длительной устойчивости подземного резервуара СК-1 ОГХК выполнен в [3], на основании которого максимально допустимое эксплуатационное давление в резервуаре на уровне башмака обсадной колонны составляет $P_{max} = 17,5$ МПа, а допустимое минимальное противодействие $\sim 2,0$ МПа.

В зависимости от возможности использования азота в качестве рабочего агента (единовременная закачка азота в ПР или регулярное его использование при отборе-закачке продукта) для подземного хранилища сжиженного углеводородного газа на существующем подземном резервуаре на скважинах СК-1 и СК-1А разработаны следующие две схемы эксплуатации подземного резервуара для СУГ:

- с погружным насосом и азотом, аккумулированным в подземном резервуаре;
- с погружным насосом и азотом, выдаваемым на поверхность в процессе закачки продукта.

АКУСТИЧЕСКИМ ГИДРОЛОКАТОР «ГАЛОС»
Объект: ОГПЗ (ФЗЗ)
Номер скважины: 1-СК
Колонна: 957
Диапазон исследованных глубин: 954,9...979,5м
Объем: 51205,1куб.м



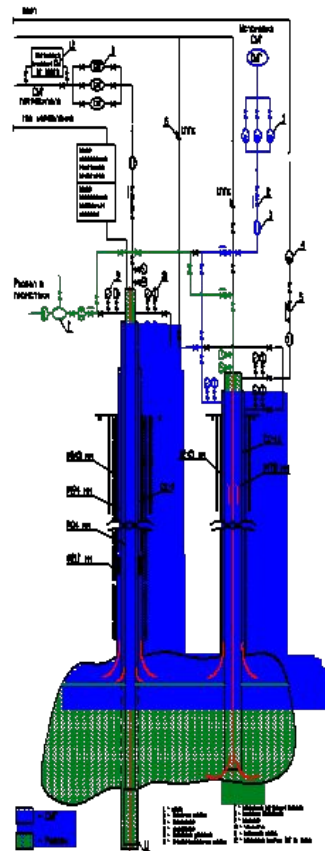
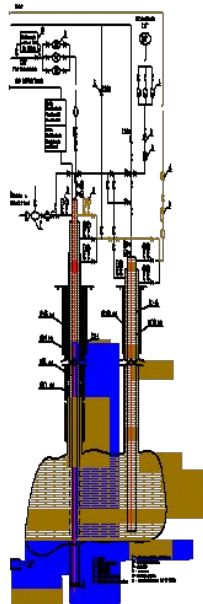


Схема первоначального
заполнения подземного
резервуара СУГ погружным
насосом и азотом,
аккумулированным в
подземном резервуаре

Схема отбора продукта погружным насосом и азотом, аккумулярованным в подземном резервуаре



Сжиженный углеводородный газ в начале отбора при давлении в подземном резервуаре $P = 12,5$ МПа вытесняется на поверхность по эксплуатационной колонне $\varnothing 0,178$ м скважины СК-1А за счет избыточного давления в подземном резервуаре .

Для вытеснения СУГ с производительностью $200 \text{ м}^3/\text{ час}$ при противодавлении на устье скважины скважины $\geq 2,5$ МПа давление в выработке-емкости должно быть $P_{\text{рез}} = 8,1$ МПа.

Тема 8. Конструкция технологических скважин ПХГ.

1. Конструкции технологических скважин ПХГ в проницаемых породах, т.е. созданных на базе истощенных месторождений, по своим функциям и, соответственно, по конструкции аналогичны эксплуатационным скважинам для добычи нефти и газа.

В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60 - 80 % в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

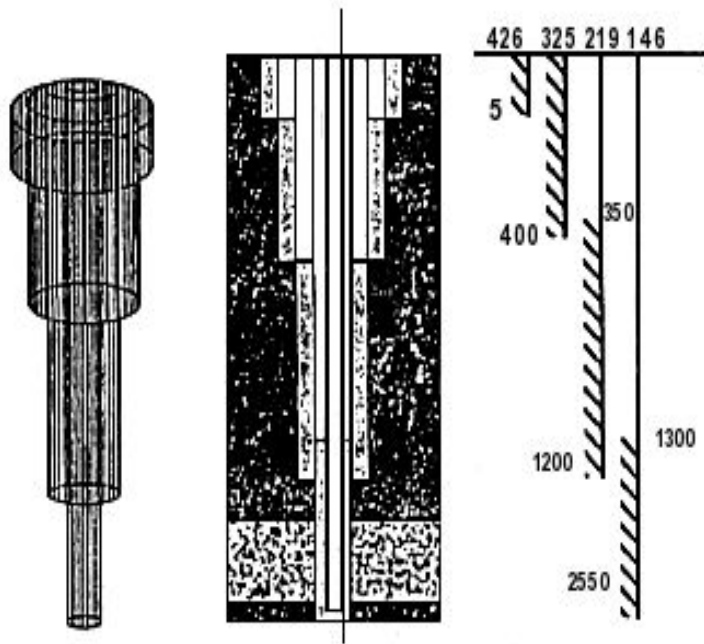
Для обеспечения работоспособности скважины необходимо **крепить ствол и разобщать (изолировать)** пласты, содержащие различные флюиды. С этой целью в скважину опускают обсадные трубы определенного назначения, что и определяет конструкцию скважины.

Таким образом, **конструкцией скважины** называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем, поднимаемым за трубами на определенную высоту.

Конструкция технологической скважины должна обеспечивать:

- герметичность скважины;
- надежное разобщение и изоляцию подземных водоносных горизонтов;
- защиту от коррозии основной обсадной колонны;
- смену колонн НКТ, установку скважинного оборудования (клапан-отсекатель, циркуляционный клапан, пакер и др.);
- проведение необходимого комплекса геофизических и исследовательских работ в скважине в процессе эксплуатации;
- проведение периодических профилактических и ремонтных работ.

Согласно ПБ 08-621-03 «Правила создания и эксплуатации ПХГ в пористых средах» конструкция технологической скважины на ПХГ должна включать, как правило, **направление, кондуктор и основную обсадную колонну**. В условиях сложного геологического разреза и наличия в нем водоносных горизонтов следует предусматривать применение в конструкции промежуточных обсадных колонн.



Конструкция скважины

КОЛОННЫ

- **направление** - самая большая обсадная колонна, предназначенная для предохранения устья скважины от размыва, предохранения стенок скважины от осыпания, направления промывочной жидкости в желобную систему. В зависимости от прочности пород глубина спуска составляет от 5 до 40 м;
- **кондуктор** - изолирует водоносные пласты, перекрывает неустойчивые породы, обеспечивает возможность установки противовыбросового оборудования. Глубина спуска от 200 до 800 м;
- **техническая колонна** - служит для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения (несовместимые по пластовым давлениям пропластки, зоны высокого поглощения, отложения, склонные к набуханию, осыпанию и т.п.);
- **эксплуатационная колонна** - необходима для эксплуатации скважины. Она спускается до глубины залегания продуктивного пласта. Ввиду сложности ее назначения большое внимание уделяется прочности и герметичности колонны.

Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов, в частности *от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений.*

Затрубное пространство всех обсадных колонн должно **цементироваться по всей их длине до устья** скважины. Если коллектор сложен прочными породами, то забой оставляют незакрепленным.

При наличии осыпания и обвалов породы в скважину оборудуется фильтром или же скважина обсаживается до забоя, цементируется, а затем перфорируется в зоне пласта, куда предполагается закачка газа

Проектирование конструкции скважины ведут снизу (после выбора диаметра эксплуатационной колонны) вверх.

2. Технологические скважины подземных хранилищ газа, созданных в непроницаемых горных породах, например, каменной соли, по конструкции в основном аналогичны скважинам ПХГ на базе истощенных месторождений нефти и газа, но и имеют свои особенности.

Требования к скважинам ПХГ в каменной соли устанавливаются ПБ-08-83-95 «Правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли»

Конструкция технологической скважины должна обеспечивать:

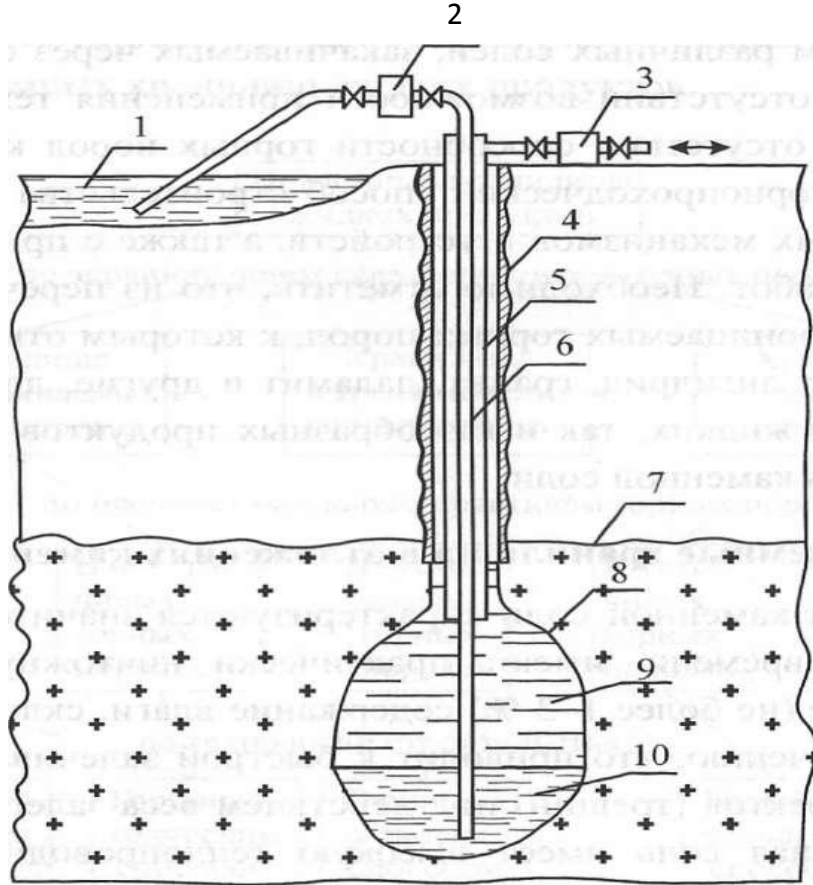
- герметичность скважины и **подземного резервуара**;
- надежное разобщение и изоляцию подземных водоносных горизонтов;
- защиту от коррозии основной обсадной колонны;
- смену подвесных рабочих колонн**, установку скважинного оборудования (клапан-отсекатель, циркуляционный клапан, пакер и др.);
- проведение необходимого комплекса геофизических и исследовательских работ в скважине и в **подземной выработке** в процессе эксплуатации;
- проведение периодических профилактических и ремонтных работ.

Конструкция технологической скважины ПХГ в каменной соли должна включать, как правило, **направление, кондуктор и основную обсадную колонну. Затрубное пространство всех обсадных колонн должно цементироваться по всей их длине до устья скважины.**

Отличительной особенностью конструкции скважин ПХГ в каменной соли является **увеличение числа подвесных колонн (до 3-х)**, связанное с особенностями строительства и эксплуатации подземного резервуара.

В проекте на бурение технологических скважин необходимо предусматривать **сплошной отбор керна в интервале заложения выработки подземного резервуара и до 100 м выше соленосной толщи.**

Применяемые керноотборочные средства должны обеспечивать получение керна диаметром не менее 70 мм и выход керна не менее 80%.



- 1 - хранилище рассола;
- 2 - насосная на линии рассолопровода;
- 3 - насосная на линии продуктопровода;
- 4 - основная обсадная колонна;
- 5 - внешняя подвесная колонна;
- 6 - центральная подвесная колонна;
- 7 - кровля соляного пласта;
- 8 - выработка-емкость;
- 9 - хранимый продукт;
- 10 - рассол

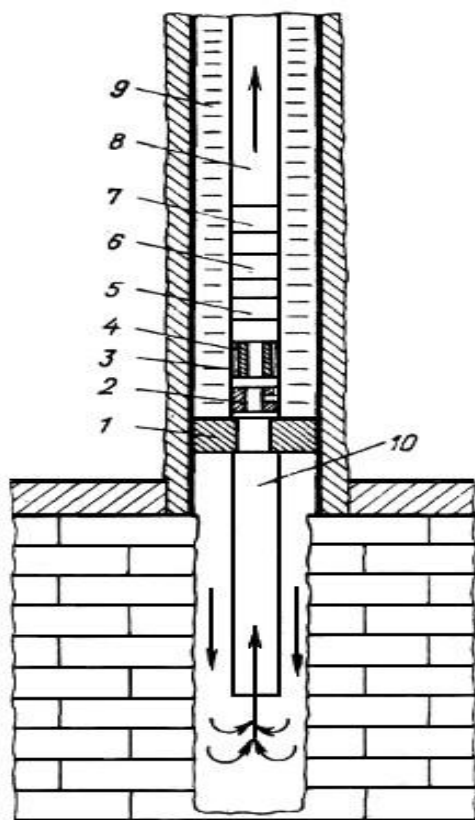
Принципиальная схема подземного хранилища
в каменной соли

При проектировании подземных резервуаров должно предусматриваться проведение работ по контролю за глубиной расположения границы раздела нерастворитель-рассол, формы и объема выработки при ее образовании. По окончании строительства должны контролироваться конечная форма и объем подземного резервуара.

3. Подземное оборудование технологических скважин ПХГ (оборудование ствола и забоя)

Подземное оборудование обеспечивает:

- 1) защиту скважины от открытого фонтанирования;
- 2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью;
- 3) воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока газа к скважине;
- 4) эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме;
- 5) замену колонны насосно-компрессорных (фонтанных) труб без задавки скважины жидкостью.



Пакер (разобщитель) предназначен для постоянного разъединения пласта и затрубного пространства скважины с целью защиты эксплуатационной колонны и НКТ от воздействия высокого давления, высокой температуры.

Колонна НКТ спускается в скважину для предохранения обсадной колонны от абразивного износа и высокого давления, для создания определенных скоростей газожидкостного потока и выработки газонасыщенного пласта снизу вверх.

Циркуляционный клапан обеспечивает временное сообщение центрального канала с затрубным пространством с целью осуществления различных технологических операций.

Клапан-отсекатель - предназначен для аварийного перекрытия потока газа из скважины при критическом увеличении скорости потока.

Ниппель служит для установки, фиксирования и герметизации в нем забойного клапана-отсекателя. Он спускается в скважину на колонне НКТ и устанавливается обычно выше пакера.

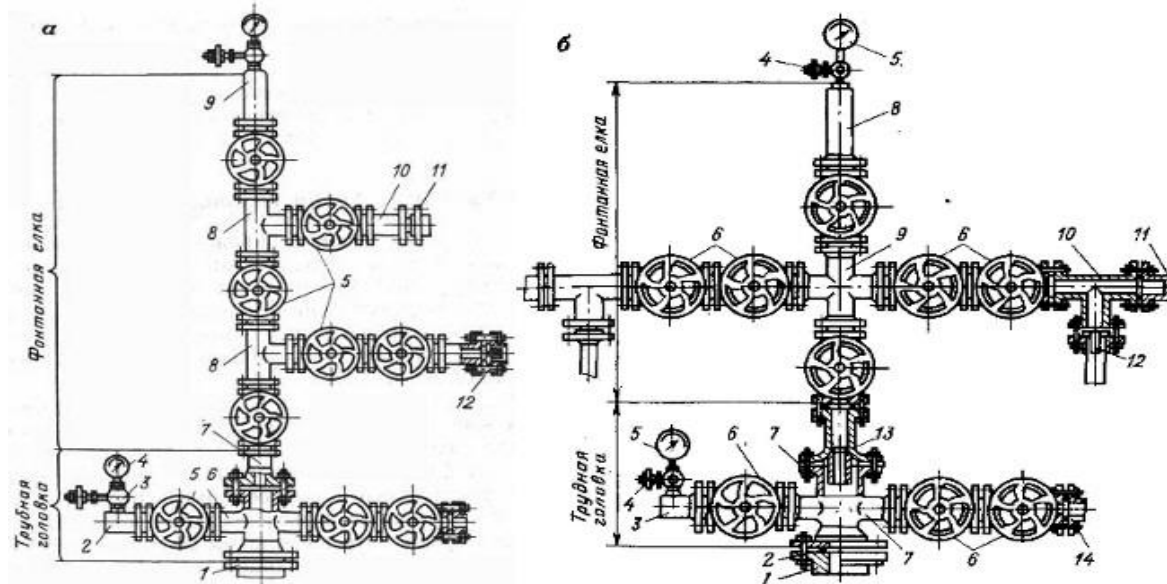
Ингибиторный клапан предназначен для временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну.

Схема компоновки подземного оборудования газовой скважины.

4. Оборудование устья технологической газовой скважины

Оно предназначено для соединения верхних концов обсадных колонн и фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования, осуществления мероприятий по контролю и регулированию технологического режима эксплуатации скважин. Оно состоит из трех частей:

- 1) колонной головки; 2) трубной головки; 3) фонтанной арматуры (елки).



Колонная головка соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки с фонтанной елкой.

Трубная головка служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами. На трубную головку непосредственно устанавливают фонтанную елку крестовикового (б) или тройникового (а) типа.

Фонтанная елка монтируется выше верхнего фланца трубной головки и предназначена для:

- 1) освоения скважины; 2) закрытия скважины; 3) контроля и регулирования технологического режима работы скважины.

Наземное оборудование (обвязка) устья скважины **в процессе строительства ПХГ в непроницаемых породах** должно обеспечивать: ввод воды и нерастворителя в создаваемую выработку в интервале ее заложения, отбор образующегося рассола на поверхность; возможность изменения направления подачи воды и отбора рассола.

Тема 8. Особенности строительства скважин подземных хранилищ в каменной соли

Строительство скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного в соответствии с требованиями ПБ 08- 624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Инструкции о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно- сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86, Миннефтепром СССР, 1986) в унифицированной форме (макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ, РД 39-0148052-537-87, М., 1987), СНиП 2.11.04-85 (Подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов, М., 1986), РД 51-98-85 (Строительство скважин на подземных хранилищах газа, М., 1985).

1 этап. Проводка скважины для строительства подземных резервуаров

2 этап. Сооружение подземных резервуаров

Проводка скважины для строительства подземных резервуаров

При проводке скважины для строительства подземных резервуаров осуществляется следующий порядок ведения буровых работ:

- Отбор керна, начиная со 100 м до проектной отметки потолочины подземной выработки;
- На глубине спуска башмака основной обсадной колонны устанавливается цементный мост;
- Ствол скважины расширяется, прорабатывается и подготавливается под спуск основной обсадной колонны.
- Колонна спускается на требуемую глубину и цементируется до устья. Интервал от башмака до глубины на 100 м выше кровли соли цементируется раствором, затворенным на насыщенном водном растворе хлористого натрия (плотность не менее 1,190 кг/куб. м). Для цементирования оставшегося интервала затрубного пространства применяется цементный раствор, затворенный на пресной воде;
- Проводятся испытания на герметичность основной обсадной колонны, а после разбуривания башмака и углубления ствола скважины на 1 - 3 м - цементного камня. В качестве испытательной жидкости при опрессовке основной обсадной колонны используется пресная вода, а при испытании цементного камня и затрубного пространства в "прибашмачную" зону закачивается насыщенный рассол.
- После испытания скважины на герметичность цементный мост разбуривается, ствол скважины в местах посадок и затяжек прорабатывается, на забое промывается до восстановления параметров промывочной жидкости до требуемых по проекту.

Сооружение подземных резервуаров

Создание резервуаров подземных хранилищ в каменной соли следует предусматривать циркуляционным растворением соли водой, нагнетаемой в скважину, с одновременным вытеснением образующегося при этом рассола на земную поверхность.

Перед началом растворения каменной соли при сооружении подземной выработки межтрубное пространство основной обсадной и внешней подвесной колонн в технологической скважине следует **заполнить жидким или газообразным нерастворителем** в соответствии с проектом.

Процесс растворения соленосной толщи при сооружении выработки осуществляется **с подачи растворителя в центральную колонну с одновременным отводом образующегося рассола по межтрубному пространству подвесных колонн** (прямоточный режим).

Переход на режим работ с подачей растворителя в межтрубное пространство внешней и центральной рабочих колонн и выдачей рассола по центральной колонне (противоточный режим) производится после 10-20 мин. работы на прямоточном режиме.

Количество подаваемой воды для ведения процесса растворения на каждой ступени создания подземной выработки должно соответствовать значению, заданному технологическим регламентом.

В процессе растворения каменной соли крупные фракции нерастворимых включений, а также обломки нерастворимых прослоев выпадают на дно создаваемой подземной выработки.

При зашламовании центральной колонны нерастворимыми включениями осуществляется приподъем колонны на 1 - 2 м, предусмотрев для выполнения этой операции необходимый набор патрубков соответствующей длины.

Создание резервуаров подземных хранилищ следует предусматривать, как правило, через одну скважину.

В период создания подземной выработки осуществляется :

- контроль границы раздела "нерастворитель-рассол" электроконтактным, радиометрическим, термокаротажным методом;
- определение формы и объема выработки с помощью звуколокационной съемки подземного резервуара;
- определение интервалов глубин;
- определение горизонтальных сечений подземной выработки с указанием масштаба регистрации сечения;
- определение отметки глубин съемки каждого сечения, площади сечения и азимутальной привязки;
- определение вертикальных сечений выработки, с указанием азимутальных направлений каждого сечения;
- определение положения башмака основной обсадной колонны и дна подземной выработки.

В процессе и по окончании создания выработки объем подземного резервуара определяется по результатам измерения количества выданного на поверхность рассола и его концентрации.

Обсадная колонна должна заглубляться, как правило, в толщу каменной соли. Между кровлей резервуара и башмаком основной обсадной колонны должна оставаться, как правило, необсаженная часть скважины длиной от 5 до 15 м.

Глубина спуска в скважину подвесных рабочих колонн перед началом сооружения резервуара принимается в соответствии с выбранным интервалом заложения резервуара и принятой технологической схемой ее создания.

Основная рабочая колонна на период эксплуатации резервуара устанавливается, как правило, не менее, чем на 1,5 м выше дна резервуара. Для резервуаров СУГ может быть установлены две подвесные соосные рабочие колонны.

Тема 9. Методы определения герметичности технологических скважин и системы «скважина-выработка»

После установки оголовка скважина должна быть опрессована под давлением, величина которого превышает рабочее давление не менее чем на 20%.

При сдаче скважины в эксплуатацию и периодически в ходе ее эксплуатации герметичность проверяют:

- С помощью **объемного метода**. Он заключается в установлении методом расчета разницы между измеренными объемами закаченного газа (жидкости) и отобранного газа (жидкости) при одинаковых давлениях начала закачки и конца отбора.
- С помощью **весового метода**. Он заключается в расчете материального баланса поступившего в резервуар продукта и отобранного из резервуара продукта при одинаковых давлениях начала закачки и конца отбора.
- С помощью **изотопного метода**. Сущность метода заключается в закачке газа (жидкости), включающих изотопные вещества, в скважину с последующим контролем появления изотопов в наблюдательных или соседних скважинах из-за отсутствия герметичности исследуемого объекта.

Объемный и весовой метод имеют количественные показатели нарушения герметичности. При этом весовой метод более предпочтителен для жидкого продукта, а объемный метод - для газа. Изотопный метод применяется для установления самого факта наличия утечек.

Испытательные среды в зависимости от свойств пород, в которых создан резервуар, его назначения, объема и типа хранимого продукта могут быть **жидкие и газообразные**.

В качестве испытательной жидкости используются:

- **рапа** при небольших объемах хранилищ в отложениях каменной соли;
- **вода пресная**, для хранилищ небольших объемов, созданных в нерастворимых породах.

В качестве испытательного газа используются:

- **воздух** при отсутствии возможности создания взрывоопасных концентраций смесей для хранилищ жидких продуктов;
- **азот** при испытании резервуаров для хранения углеводородных газов, в том числе СУГ, ЛВЖ, в том числе нефти;
- **природный газ** без создания взрывоопасных смесей для хранилищ газа (СУГ);
- **углекислый газ** для небольших хранилищ ЖУВ.

Тема 10. Технология строительства подземных выработок-емкостей в каменной соли.

Технология, с помощью которой добывается соль (рассол) или сооружаются подземные выработки-емкости в каменной соли через буровые скважины, называется **гидроциркуляционной**.

Она основана на принципе циркуляционного воздействия воды (растворителя) на растворяющуюся поверхность массива каменной соли.

Подача растворителя в выработку и отбор раствора каменной соли из нее могут осуществляться через одну или через две скважины, пробуренные для одной выработки. Растворитель, выходя из водоподдающей колонны скважины, вступает в контакт с соляной породой, растворяет ее, затем в виде раствора каменной соли поступает в рассолоподъемную колонну и выходит на дневную поверхность.

Главной задачей строительства подземных выработок-емкостей является оптимальное преодоление противоречия между процессом развития верхней части выработки-емкости вследствие расслоения рассола по высоте и требованием к формированию геометрической формы выработки-емкости, устойчивой под действием горного давления.

Различают в основном пять способов подземного растворения каменной соли с целью её добычи. Два способа характеризуются режимами подачи растворителя - **прямоточный и противоточный**. Третий способ реализуется с применением **гидровруба**.

Два последующих способа растворения соли осуществляются **послойно (с заглубленной водоподачей или без нее)** снизу-вверх или сверху-вниз после создания гидровруба.

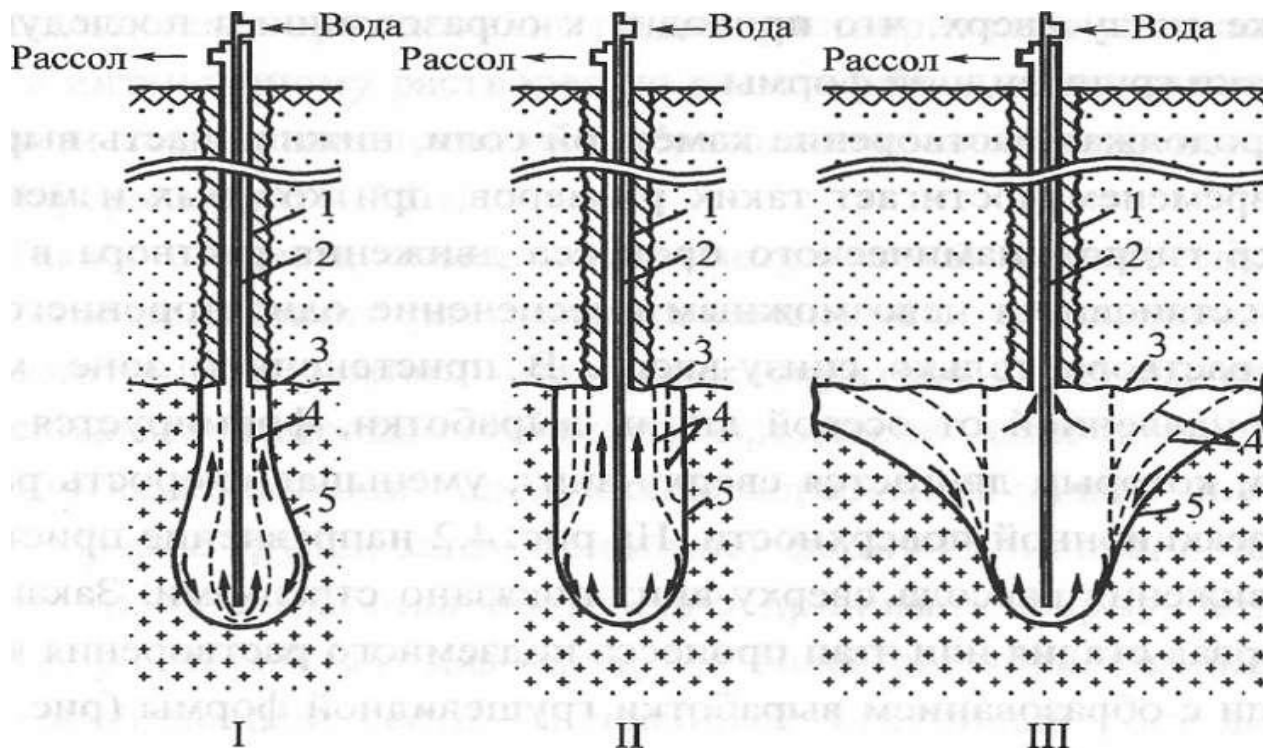
Прямоточным называется режим подачи растворителя, когда его закачка в выработку осуществляется по центральной подвесной колонне, а эвакуация образованного раствора по межтрубному пространству.

Противоточным называется режим подачи растворителя, когда его закачка в выработку осуществляется по межтрубному пространству, а эвакуация образованного раствора по центральной подвесной колонне.

Прямоточный режим. После спуска и крепления основной обсадной колонны, башмак которой находится на уровне или выше кровли залежи каменной соли, скважина углубляется дальше по соляной толще до проектной отметки.

По окончании бурения в скважину опускается одна подвесная колонна, которая закрепляется в колонной головке устьевого оборудования. Диаметр подвесной колонны должен быть таким, чтобы площади кольцевого сечения между основной обсадной колонной и подвесной и внутреннего сечения подвесной колонны были примерно одинаковыми.

Нижний конец (башмак) подвесной колонны устанавливается в скважине на уровне 1-2 м выше ее забоя. Устье скважины оборудуется так, чтобы воду можно было подавать по подвесной колонне, а рассол выходил на поверхность земли по межтрубному кольцевому пространству. **Процесс можно разделить на три этапа.**



I, II, III - этапы развития выработки.

I этап - выработка грушевидной формы;

II этап - выработка цилиндрической формы;

III этап - выработка воронкообразной формы с щелью под потолочиной;

1 - основная обсадная колонна; 2 - подвесная колонна; 3 - кровля соляного пласта или потолочина выработки; 4 - контур промежуточных этапов развития выработки; 5 - окончательный контур выработки в конце данного этапа

Схема прямого режима подачи растворителя

Противоточный метод. После закрепления основной обсадной колонны скважина углубляется до подошвы соляного массива. По окончании бурения в скважину опускается только одна подвесная колонна, которая закрепляется в колонной головке устьевого оборудования. Башмак подвесной колонны устанавливается в скважине на уровне 1-2 м выше ее забоя.

Устье скважины оборудуется так, чтобы вода подавалась в выработку по межтрубному пространству. Движение раствора каменной соли в образованной выработке происходит **сверху-вниз**. Образующийся рассол накапливается в низу выработки и эвакуируется **из нее по подвесной колонне**.

Весь процесс подземного растворения каменной соли и образования выработки можно разделить на три этапа: цилиндрическая форма, бочкообразная форма, воронкообразная форма с целью небольшой высоты под плоской потолочиной

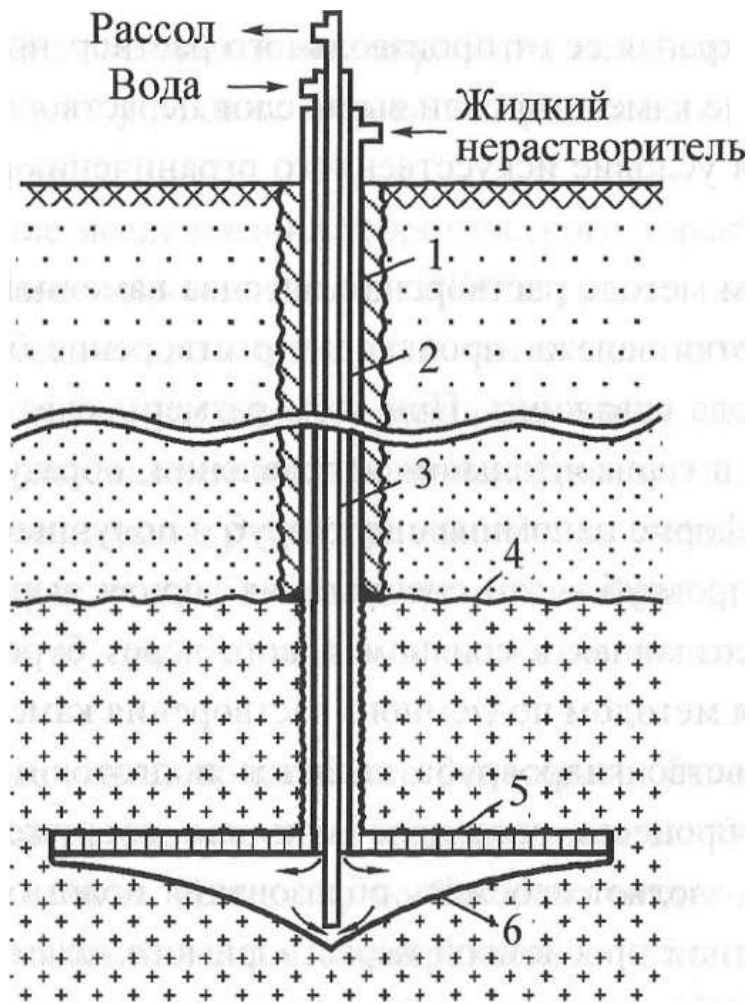
Технология создания гидровруба с применением жидкого нерастворителя осуществляется следующим образом.

В технологическую скважину опускаются две концентрически расположенные одна в другую колонны труб, которые закрепляются в соответствующих колонных головках устьевого оборудования. В стволе скважины образуются **три разобщенных между собой пространства**. Пространство между основной обсадной и внешней подвесной колоннами предназначено для заполнения нерастворителем.

Перед началом процесса межтрубное пространство заполняется нерастворителем до уровня потолочины сооружаемого **гидровруба**.

По внешней подвесной колонне в выработку подается вода. Рассол, образованный в выработке, удаляется по центральной подвесной колонне. Башмак центральной подвесной рассолоподъемной колонны устанавливается на 1-2 м выше забоя скважины. Башмак внешней подвесной водоподающей колонны устанавливается на отметке потолочины гидровруба.

Первоначально в прямоточном режиме закачивают воду с расходом 20-30 м³/ч в течение 5-15 суток, чтобы создать предварительную грушевидную выработку для оседания нерастворимого осадка при последующем создании **гидровруба**.



Технологическая схема строительства гидровруба с применением жидкого нерастворителя

- 1 - основная обсадная колонна;
- 2 — внешняя обсадная колонна;
- 3 - центральная подвесная рассолоподъемная,
- 4 - кровля залежи каменной соли;
- 5 - слой жидкого нерастворителя;
- 6- поверхность гидровруба.

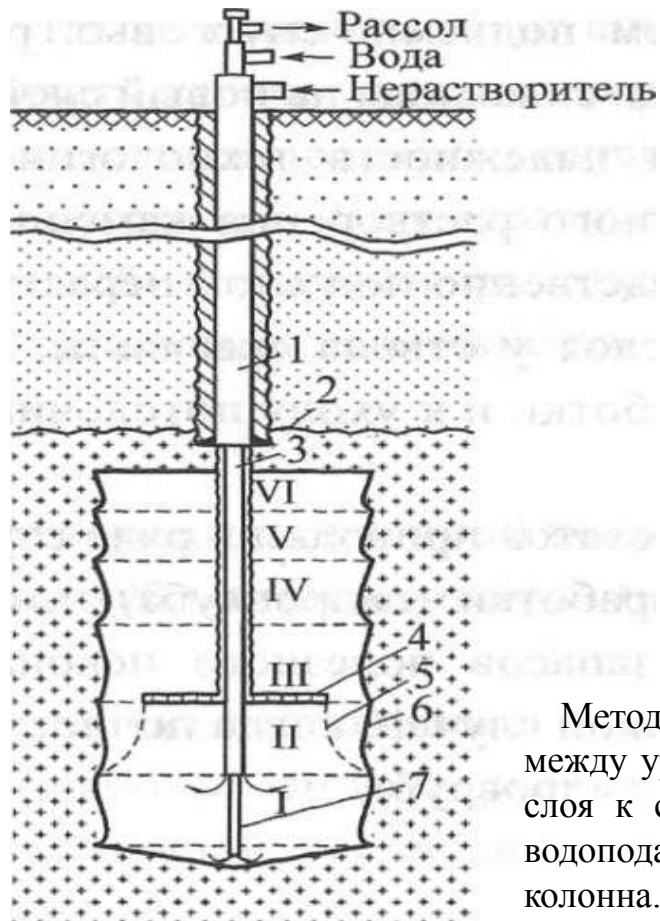
При умеренных содержаниях до 5-8 % нерастворимых включений в массиве каменной соли для создания гидровруба эффективнее использовать противоточный режим подачи растворителя.

Послойный способ растворения каменной соли ступенями в направлении снизу-вверх.

Технология создания гидровруба с применением нерастворителя послужила основой для разработки **многоступенчатого или послойного растворения.**

После создания гидровруба интервал обработки соли разбивается по высоте на несколько ступеней слоев, которые послойно в направлении «снизу-вверх» обрабатываются. При этом растворитель подается в верхнюю часть слоя, где также поддерживается слой нерастворителя.

При переходе от одного слоя к следующему одновременно приподнимается внешняя подвесная водоподающая колонна.



Технологическая схема растворения каменной соли слоями (ступенями) снизу-вверх без перемещения подвесных колонн на каждой ступени при противоточном режиме подачи растворителя:

- 1 - основная обсадная колонна;
 - 2 - кровля соляного пласта;
 - 3 - внешняя подвесная водоподающая колонна;
 - 4 - слой нерастворителя;
 - 5 - растворимая боковая поверхность второй ступени обработки каменной соли;
 - 6 - окончательный контур боковой поверхности выработки;
 - 7 - центральная подвесная рассолоподъемная колонна;
- I ...VI - ступени растворения каменной соли

Метод заглубленной вододачи основан на сохранении расстояния между уровнями ввода воды и выводом рассола. При переходе от одного слоя к следующему одновременно приподнимается внешняя подвесная водоподающая колонна и центральная подвесная рассолоподъемная колонна. Переход от ступени к ступени сопровождается перемещением вверх слоя нерастворителя.

Технология рассолодобычи году была освоена на основе послойного способа отработки каменной соли через вертикальные буровые скважины в направлении «снизу-вверх» с использованием жидкого нерастворителя. Эта технология в максимально возможной степени обеспечивала управляемую отработку месторождений каменной соли.

Но данная технология **не могла автоматически** быть перенесена в сферу строительства резервуаров подземных хранилищ газонефтепродуктов в связи с отсутствием в стране до 1964 года специальных приборов для контроля за формой выработок. Методы расчёта параметров отработки массива каменной соли не могли быть надёжно сопоставлены с фактическими результатами.

В связи с этим появился метод послойного растворения солей **«сверху-вниз»**. Отличительной особенностью технологии строительства выработки-емкости методом «сверху-вниз» являлось то, что эта технология предусматривает применение большого количества нерастворителя.

В дальнейшем совершенствовалась технология сооружения выработок-емкостей по части сокращения количества **нерастворителя и замены его на газообразный**.

К настоящему времени при строительстве подземных резервуаров применяется в основном технология, основанная в принципе на комбинированной схеме, когда значительная часть выработки обрабатывается послойно «снизу-вверх», а остальная «сверху-вниз» при заглубленной водоподаче, но с применением относительно небольшого объёма нерастворителя. Такая схема применяется в основном при строительстве резервуаров в пластах средней и большой мощности.

Позднее для целенаправленного воздействия на процесс растворения соли была предложена технология с использованием энергии затопленных струй. При этом методе вода подаётся через центральную колонну в выработку в виде четырёх горизонтально направленных затопленных струй, формируемых с помощью специальных насадок.

Таким образом, управление формообразованием выработок-ёмкостей в процессе строительства осуществляется за счёт следующих факторов:

- количеством растворителя, подаваемого в выработку-ёмкость;
- регулированием уровня нерастворителя;
- установлением пространственных положений рабочих колонн по отношению друг к другу и по высоте выработки;
- организации режимов подачи растворителя в выработку;
- организации системы ввода растворителя в выработку.

Тема 11 Методы утилизации строительного рассола.

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

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

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

Наиболее применяемый способ утилизации рассола при создании хранилищ в каменной соли на территории Оренбургского НГКМ – сброс в поглощающие скважины в соответствующие для этого водоносные горизонты.

Одновременно практиковалась передача строительного рассола организациям, испытывающим в нем потребность, а именно: дорожные, теплогенерирующие, геолого-разведочные, буровые организации, а также конторы по капитальному ремонту скважин.

Тема 12. Технология строительства тоннельных резервуаров в каменной соли

В настоящее время известные месторождения каменной соли на территории России, представленные пластами **мощностью до 60 м, составляют 25% от общего** количества месторождений. Вовлечение залежей каменной соли такой мощности в сферу строительства подземных хранилищ жидких и газообразных продуктов **возможно при создании резервуаров в виде протяженной (тоннельной) выработки с поперечными** сечениями, ограниченными мощностью пласта.

Сооружение подземных вертикальных резервуаров для хранения газообразных углеводородов в указанных условиях через вертикальные скважины технически возможно, но экономически нецелесообразно. Подземный резервуар получается небольшого геометрического объема при дорогостоящей скважине. Поэтому требуются другие технические решения.

Использование большого количества месторождений с маломощными пластами каменной соли вынудило специалистов разработать технологию строительства хранилищ газообразных и жидких продуктов с резервуарами тоннельного типа, экономически целесообразных и технически осуществимых.

Создание подземного резервуара осуществляется через наклонно-горизонтальную скважину, причем горизонтальный ствол должен пройти по низу пласта и по его падению или простиранию.

Требование к проводке горизонтального ствола скважины по низу пласта вытекает из необходимости максимального использования мощности соляного пласта. Скважина закрепляется обсадной колонной, башмак которой устанавливается на отметке кровли соляного пласта.

По окончании бурения скважина оборудуется одной рабочей колонной труб, башмак которой располагается непосредственно у забоя скважины.

Создание тоннельных резервуаров при рассматриваемом способе реализуется в пределах горизонтальной части ствола скважины.

Технологические схемы сооружения тоннельных резервуаров можно классифицировать по следующим признакам:

- по количеству скважин на один резервуар;
- по виду и компоновке скважин резервуара;
- по занимаемому положению центральной колонны в горизонтальном стволе скважины в процессе сооружения резервуара;
- по способу подачи растворителя в выработку в процессе ее сооружения.

Процесс создания подземной выработки-емкости тоннельного типа, как и вертикально расположенной выработки, сводится к управлению процессом растворения соляной поверхности растворителем, подаваемым через скважину.

Отвод образованного рассола осуществляется по межтрубью водоподающей скважины (схема с одной вертикально-горизонтальной скважиной) или через вторую вертикальную скважину (схема с вертикально-горизонтальной и вертикальной скважинами или с двумя вертикальными скважинами).

Основными параметрами процесса сооружения выработки являются:

- производительность подачи растворителя;
- число этапов перемещения центральной колонны (если оно имеет место);
- количество соли, добываемой на каждом этапе;
- численное значение концентрации рассола, выдаваемого в процессе образования выработки.

При сооружении резервуаров тоннельного типа в маломощных пластах каменной соли результатом управления процессом подземного растворения соляной поверхности является получение геометрических характеристик (площади поперечных сечений по длине и их конфигурация) выработки, максимально близких к проектным. Только в этом случае можно получить максимально возможный геометрический объем резервуара в конкретных горно-геологических условиях площадки строительства хранилища.

Создание выработок-емкостей производится через одну вертикально-горизонтальную скважину

Технологическая схема подразделяется по способам подачи растворителя:

- через центральную рабочую колонну (прямоточный режим подачи растворителя);
- внешнюю подвесную рабочую колонну (противоточный режим),
- комбинированная подача растворителя, через просверленные по длине отверстия на горизонтальной части центральной колонны.

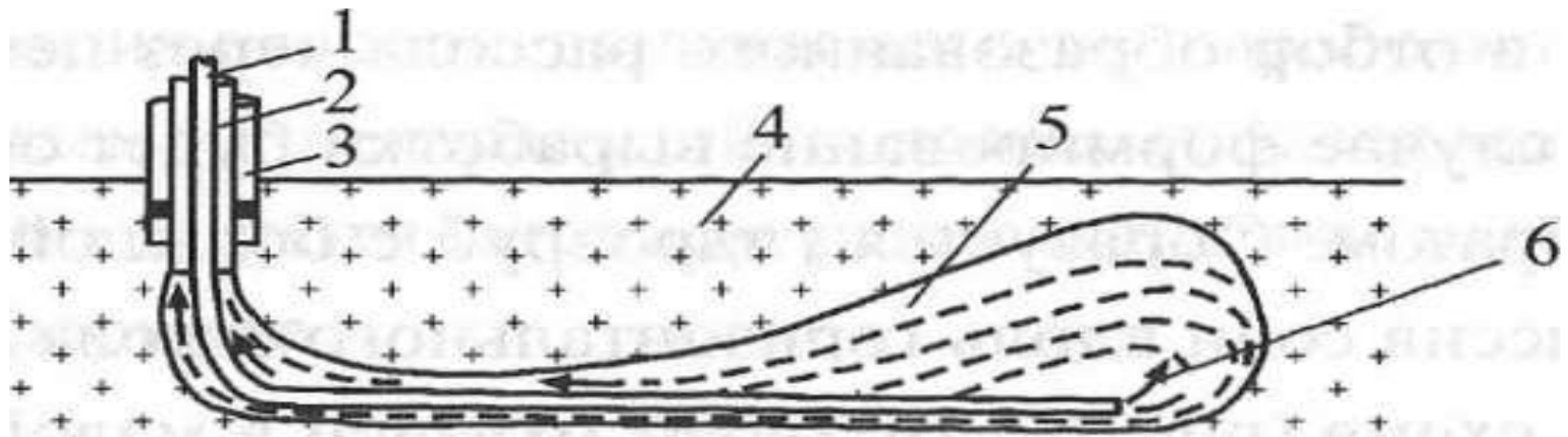


Схема строительства тоннельного резервуара при неизменном положении рабочих колонн скважины

1 - центральная рабочая колонна; 2 - внешняя рабочая колонна;
3 - обсадная колонна; 4 - соляной шток; 5- выработка.

**Технологическая схема создания тоннельных резервуаров через две скважины:
вертикально - горизонтальную и вертикальную.**

Бурение вертикально-горизонтальной скважины желательно осуществлять так, чтобы ее горизонтальная часть была направлена по падению соляного пласта.

Обе скважины закрепляются обсадными колоннами с установкой башмаков колонн на уровне низа верхнего защитного целика соли.

Перед началом процесса подземного растворения соли (строительства выработки) башмак центральной рабочей колонны вертикально-горизонтальной скважины устанавливается на границе первого участка формирования резервуара.

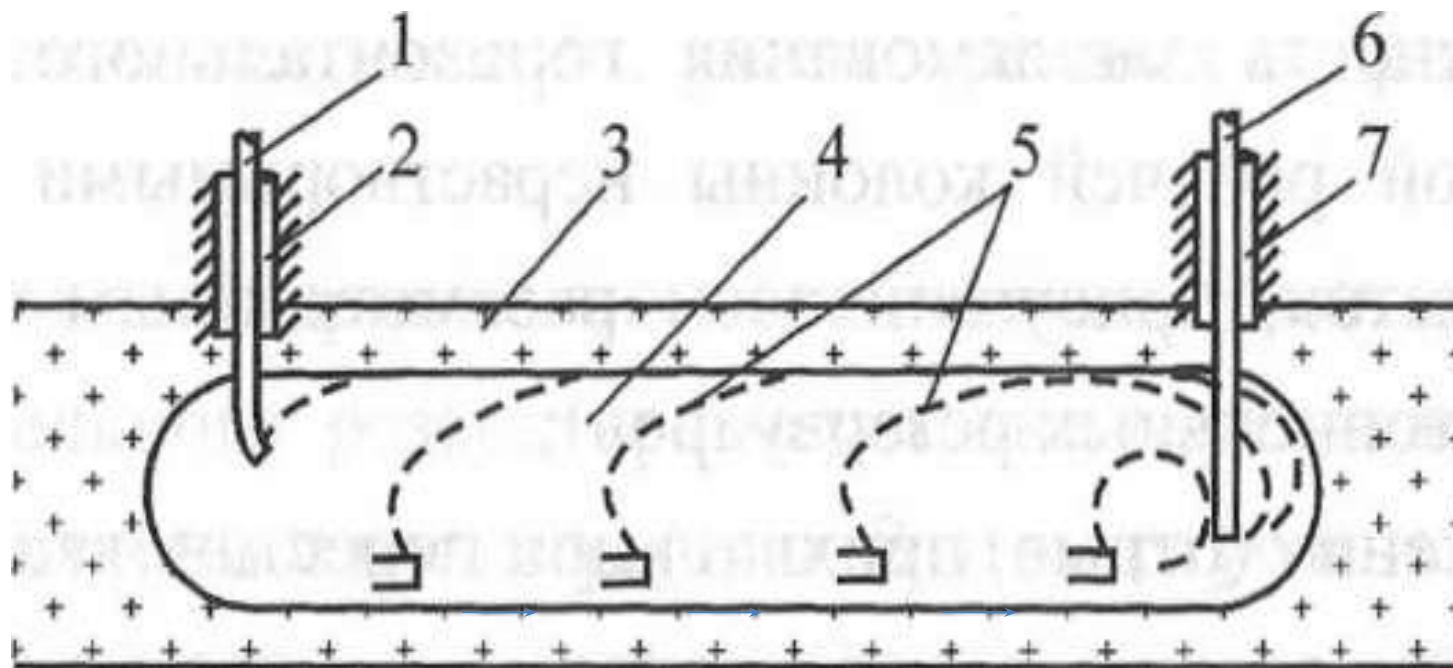
В вертикальной скважине центральная подвесная рабочая колонна размещается так, чтобы башмак ее находился на уровне или ниже горизонтального ствола скважины.

Процесс растворения соли идет с подачей воды через центральную рабочую колонну вертикально-горизонтальной скважины.

После отработки первого и каждого последующего участка центральная колонна укорачивается на длину, соответствующую длине отработанного участка.

Отбор рассола в течение процесса сооружения выработки происходит через центральную рабочую колонну вертикальной скважины. Расположение башмака центральной подвесной рабочей колонны вертикальной скважины в процессе сооружения резервуара остается неизменным.

Схема строительства резервуара с вертикально-горизонтальной и вертикальной скважинами при периодическом перемещении центральной колонны вертикально-горизонтальной скважины



- 1 - центральная рабочая колонна вертикально-горизонтальной скважины;
- 2 - обсадная колонна вертикально-горизонтальной скважины;
- 3 - массив каменной соли;
- 4 - выработка;
- 5 - контур промежуточных ступеней строительства выработки;
- 6 - центральная подвесная рабочая колонна
- 7 - обсадная вертикальной скважины колонна

Процесс создания выработки происходит с постепенным увеличением объема от участка к участку и без применения нерастворителя.

Основными недостатками существующих технологических схем строительства тоннельных резервуаров являются:

- затруднение при спуске на забой вертикально-горизонтальной скважины центральной рабочей колонны
- возможность зашламования горизонтального участка центральной рабочей колонны нерастворимыми включениями;
- осложнения (отрыв, прихват) при перестановках центральной рабочей колонны в горизонтальном участке скважины (недостаток, присущий всем рассмотренным схемам сооружения тоннельных резервуаров);
- неравномерность поперечного сечения по длине резервуара (недостаток, присущий всем рассмотренным схемам сооружения односкважинных резервуаров и частично двухскважинным резервуарам).

Технология строительства резервуаров методом рециркуляции растворителя

Данная технология позволяет осуществить строительство тоннельного резервуара через две вертикальные скважины методом рециркуляции растворителя. Спуск колонны труб в вертикально-горизонтальной скважине осуществляется только в пределах вертикального участка.

При этом положение колонн в скважинах не меняется в течение всего периода сооружения резервуара, а для получения более равномерного развития камеры по длине используется прием периодической смены направлений ввода растворителя и вывода рассола.

На первом этапе создается вертикальная скважина. В зависимости от горно-геологических условий конкретного участка строительства резервуара определяется глубина спуска обсадной колонны и отметка установки ее башмака.

Вторым этапом строительства резервуара после закрепления обсадной колонны является углубление скважины для определения мощности соляного пласта и отбора керна. На этой скважине с помощью вихреобразователя сооружается выработка-«мишень» геометрическим объемом 3-5 тыс. м³.

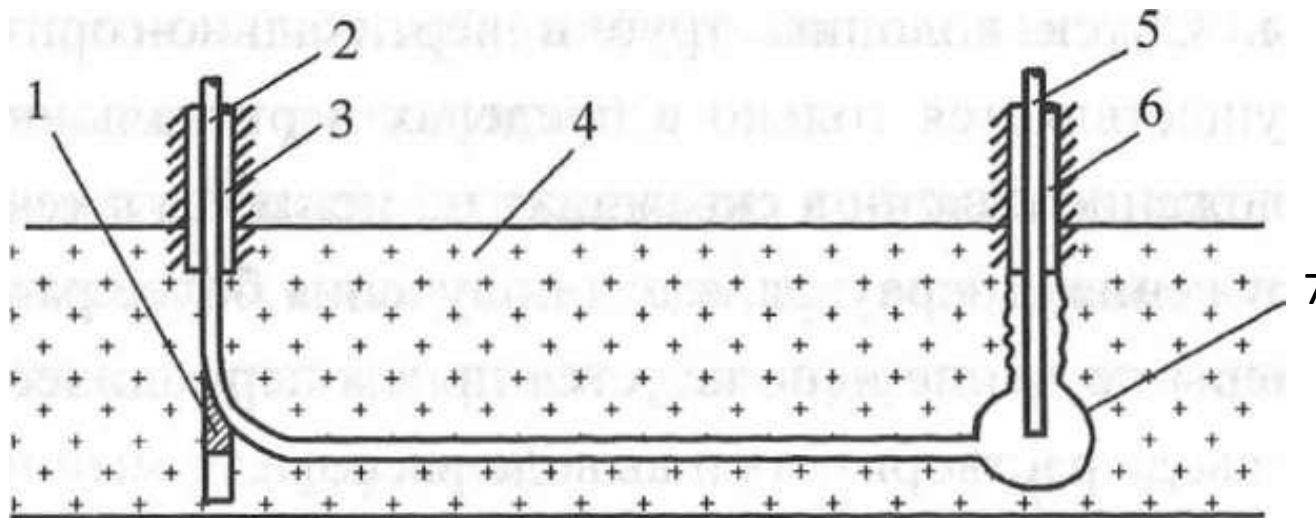


Схема сбойки вертикально-горизонтальной и вертикальной скважин:

1 - цементный мост; 2, 3, 5, 6 - центральная подвесная рабочая и обсадная колонны вертикально-горизонтальной и вертикальной скважин соответственно; 4 - массив каменной соли; 7 - выработка-«мишень».

Третьим этапом создания резервуара является строительство вертикально-горизонтальной скважины. Проходка горизонтальной части скважины осуществляется турбобуром и направлена на «мишень». После сбойки горизонтальной ветви скважины с «мишенью» бурение прекращается. Бурильный инструмент из скважины поднимается на поверхность.

Четвертым этапом строительства резервуара является разбуривание цементного моста, находящегося в вертикальной части скважины, и строительство предварительной выработки для соединения с горизонтальной частью скважины. Геометрический объем предварительной выработки не лимитируется. Строго лимитируется только диаметр предварительной выработки. Он должен быть такого размера, чтобы после сооружений резервуара не вышел за отметку, определенную расчетом устойчивости резервуара.

Далее скважины оборудуются необходимым комплектом труб для проведения процесса подземного растворения и формирования выработки-емкости.

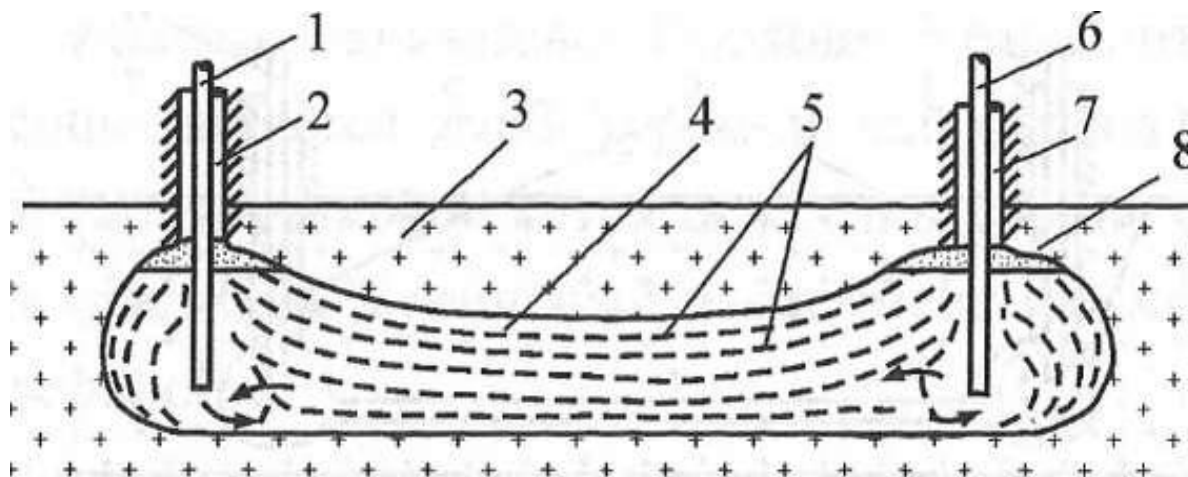


Схема строительства резервуара через две скважины методом рециркуляции:

1, 2, 6, 7 - центральная подвесная рабочая и обсадная колонны; 3 - массив каменной соли; 4 - выработка; 5 - контур промежуточных ступеней строительства выработки; 8 - нерастворитель

В основу подхода к решению задачи расчета параметров тоннельных выработок положены уравнения баланса массы и массопереноса в потоке растворителя. Исходя из диффузионного характера растворения каменной соли в воде, эти уравнения использовались в следующем виде:

$$dG = QdC;$$

$$dG = Q(C_H - C)dF,$$

где G - количество растворяющейся в единицу времени каменной соли;

Q - объемный расход растворителя;

F - поверхность растворения;

C - концентрация образующегося рассола;

C_H - концентрация насыщенного рассола;

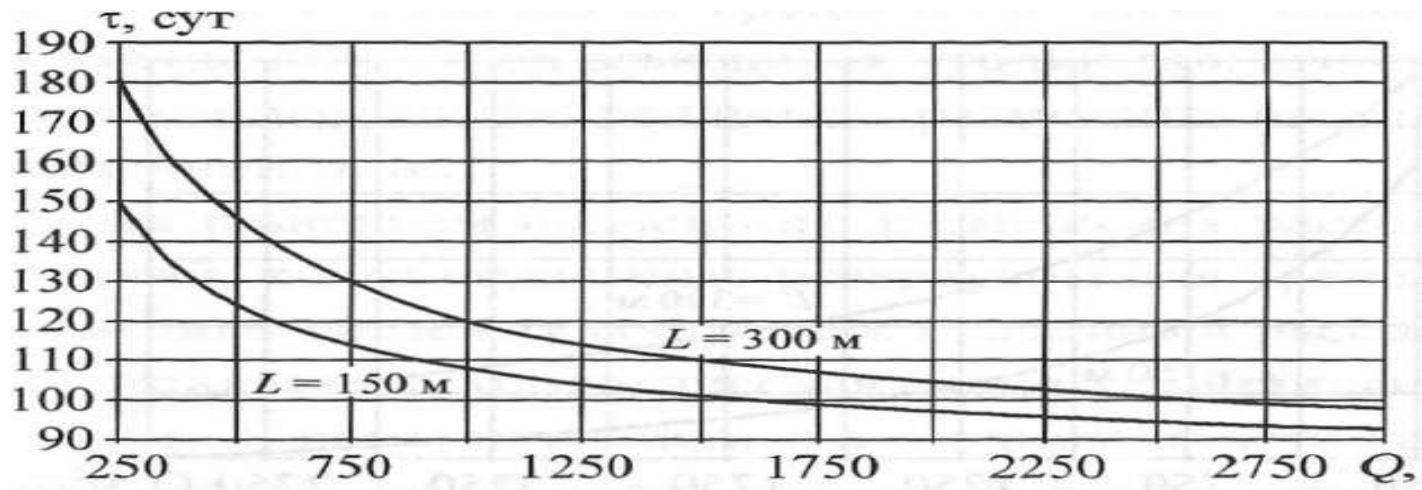
k - коэффициент массоотдачи, который вследствие диффузионного характера растворения каменной соли равен коэффициенту скорости растворения.

В результате решения этих уравнений определяются временные изменения профиля поверхности растворения формирующейся выработки.

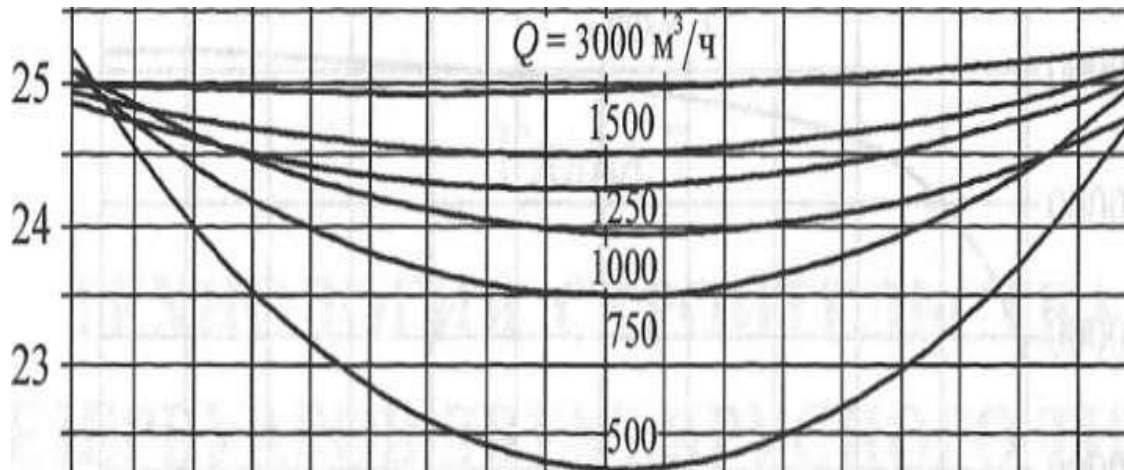
При решении задачи принималось:

- расход растворителя в течение длительного промежутка времени постоянен;
- каменная соль чистая, без нерастворимых включений;
- в каждом сечении выработки концентрация растворителя постоянна и равна среднемассовой;
- изменение концентрации учитывается только по длине канала;
- массоперенос по направлению движения потока не учитывается;
- развитие выработки происходит вверх от нижней точки канала.

На основе решения данного уравнения при применении к конкретным методам сооружения тоннельных резервуаров разработаны графики и таблицы зависимостей параметров процесса.



Зависимость чистого времени строительства выработки от расхода растворителя при различных длинах выработки



Изменение высоты поперечного сечения выработки в горизонтальном направлении длиной 300 м при различных расходах подачи растворителя