

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА и ЖИДКОСТИ

к.т.н. Самуйлова Лариса
Викторовна

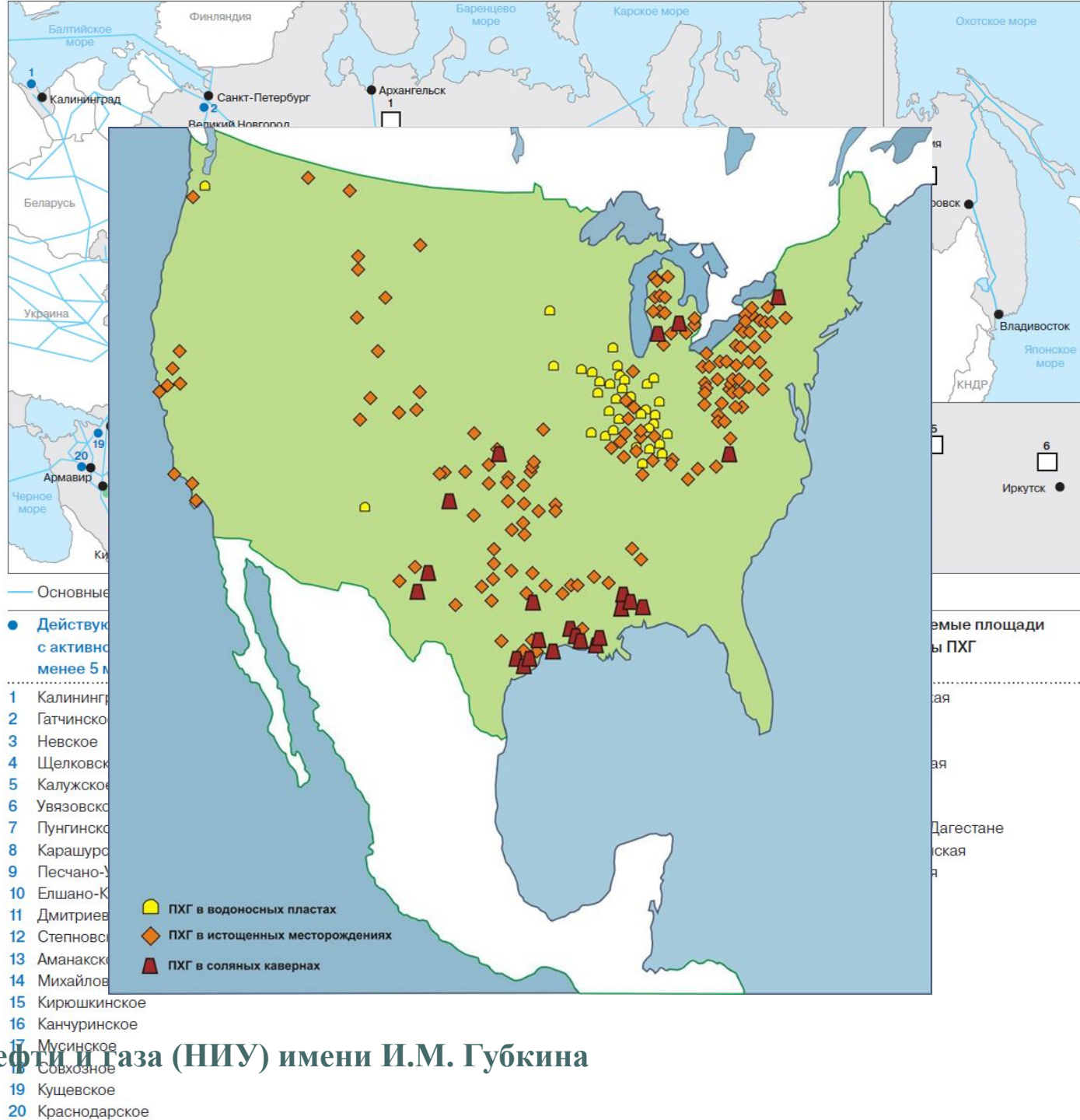


- Первое в мире подземное хранилище газа было создано в выработанной залежи в Канаде Уэленд Каунти в 1915 г.
- Первое в СССР - ПХГ создано в Башкатовском истощённом газовом месторождении на востоке Куйбышевской области. Закачка была начата 5.05.1958 г.



- В единую систему газоснабжения (ЕСГ) входят 26 объектов подземного хранения газа, из которых 8 сооружены в водоносных структурах и 17 в истощенных газовых месторождениях, 1 объект в соляных ковернах.
- В Северной Америке (США и Канада) функционируют 434 ПХГ.





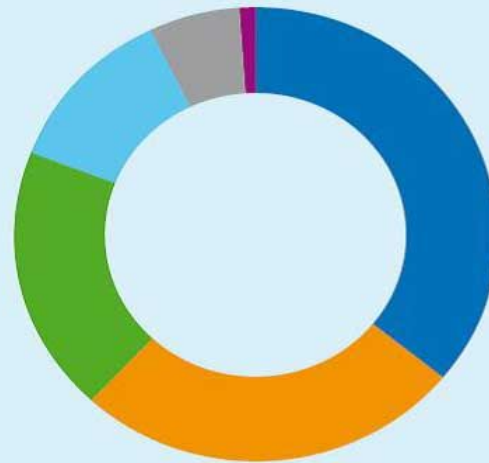
Количество и активная емкость действующих ПХГ по странам мира, 2008-11 г.

Страна	Количество ПХГ	Активная емкость, млн м ³
США	400	129800
Россия	25	70400
Украина	13	32130
Германия	43	19545
Италия	10	17415
Канада	53	17280
Франция	15	12255
Нидерланды	3	5000
Узбекистан	3	4600
Австрия	5	4230
Казахстан	3	4203
Великобритания	5	4050
Венгрия	5	3720
Чехия	8	2891
Испания	3	2775
Словакия	2	2750
Румыния	8	2694
Латвия	1	2300
Польша	6	1575
Азербайджан	2	1350
Китай	1	1130
Дания	2	1000
Австралия	4	934
Белоруссия	2	750
Бельгия	1	625
Хорватия	1	558
Япония	4	542
Болгария	1	500
Сербия	1	450
Ирландия	1	210
Аргентина	2	200
Португалия	1	150
Армения	1	110
Кыргызстан	1	60
Израиль	1	10

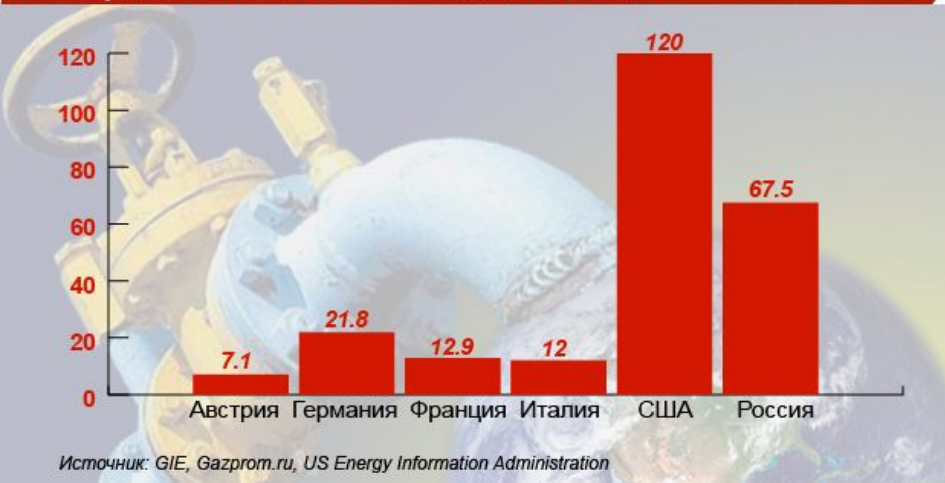


РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОГО ОБЪЕМА ХРАНЕНИЯ ГАЗА В МИРЕ

США	36 %
Страны Европы	26 %
Россия (Группа Газпром)	19 %
Страны БСР	12 %
Канада	6 %
Страны Азии и Тихоокеанского региона	1 %



Inpress.ua | ПХГ в мире. Суммарный объем (млрд м3)



Inpress.ua | Емкость европейских хабов (млрд м3)



Единую систему газоснабжения можно представить в виде четырёх относительно независимых по характеру и критериям функционирования подсистем:

- источники природного газа;
- сооружения по его обработке (подготовке);
- магистральные газовые сети;
- потребители газа.



- Общая протяжённость магистральных газопроводов России, находящихся в настоящее время в эксплуатации, составляет около 170 тыс. км. Общее число компрессорных станций (КС) в системе ОАО «Газпром» составляет 255.

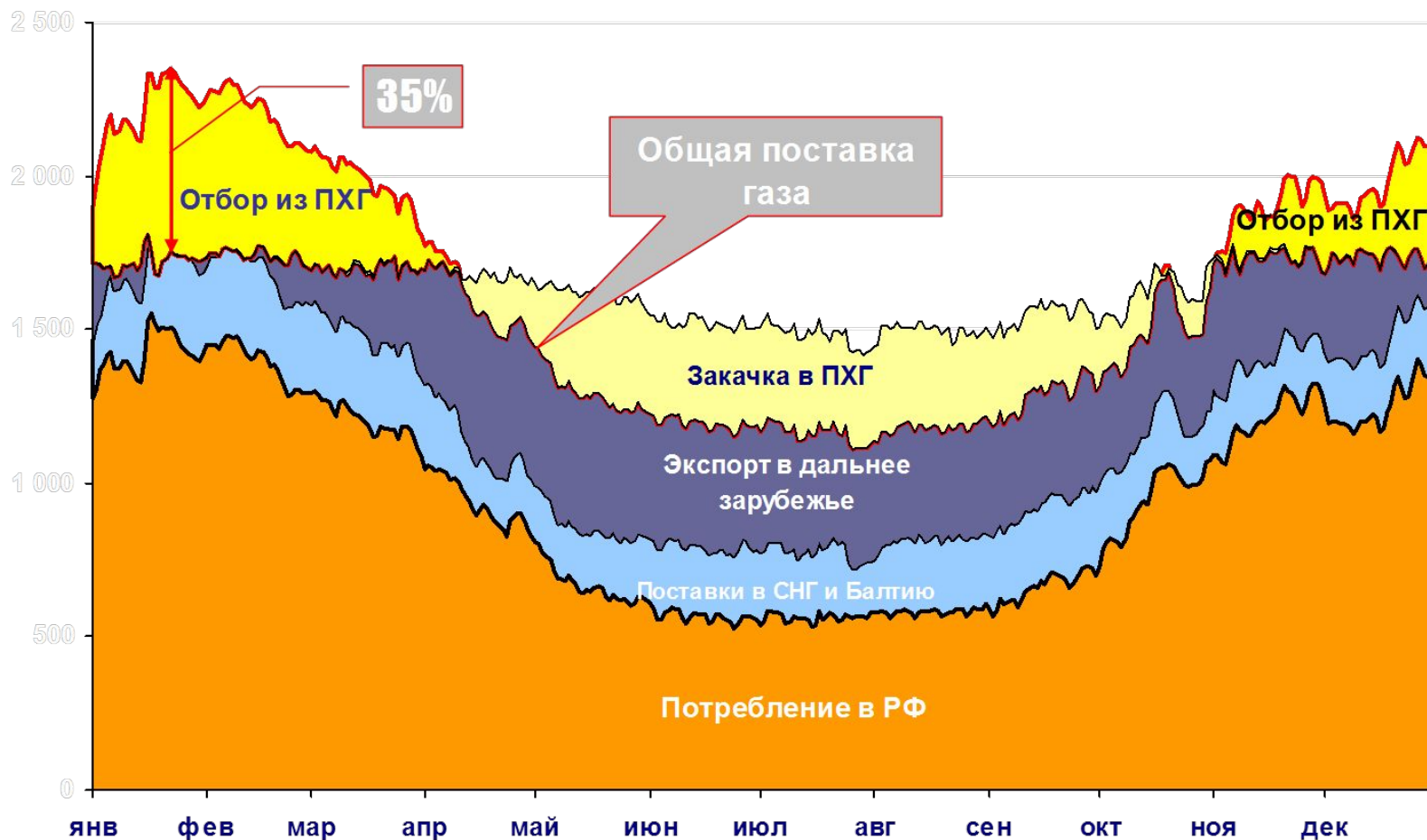




Объекты строительства и расширения ПХГ



Доля ПХГв балансе газа РФ



Хранение российского газа за рубежом

Основные преимущества:

- повышение надежности экспортных поставок;
- увеличение объема экспорта;
- осуществление спотовых продаж газа;
- повышение имиджа ОАО «Газпром».

Организационные формы хранения газа

- совместные предприятия (взнос в уставной капитал в основном буферным газом);
- аренда мощностей.





0,2 Действующие ПХГ, используемые Газпромом, с активной емкостью, млрд м³

— Основные газопроводы

4,5 Перспективные объекты ПХГ с участием Газпрома с активной емкостью, млрд м³

----- Проектируемые и строящиеся газопроводы

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



Функции хранения газа

- Покрытие сезонной неравномерности газопотребления, связанной с отопительной нагрузкой в зимнее время
- Уменьшение капитальных вложений в магистральный газопровод и компрессорные станции.
- Создание условий для ритмичной работы источников газа и сооружений МГ



Неравномерность потребления газа



Функции хранения газа

- Создание государственных запасов газа в необходимых районах страны
- Сохранение нефтяного газа в новых нефтедобывающих районах
- Увеличение коэффициента нефтеотдачи в старых нефтедобывающих районах в случае создания ПХГ в выработанных месторождениях



Функции хранения газа

- Создание запасов сырья и топлива для нефтехимических комбинатов и запасов готовой продукции после её выработки
- Повышение надёжности работы системы дальнего транспорта в целом:
страхование нештатных ситуаций в ЕСГ Газпрома, обеспечение надёжности экспорта и регулирование сезонной неравномерности экспортных поставок



По основному назначению:



Классификация газохранилищ



Классификация подземных газонефтехранилищ в зависимости от горногеологических условий

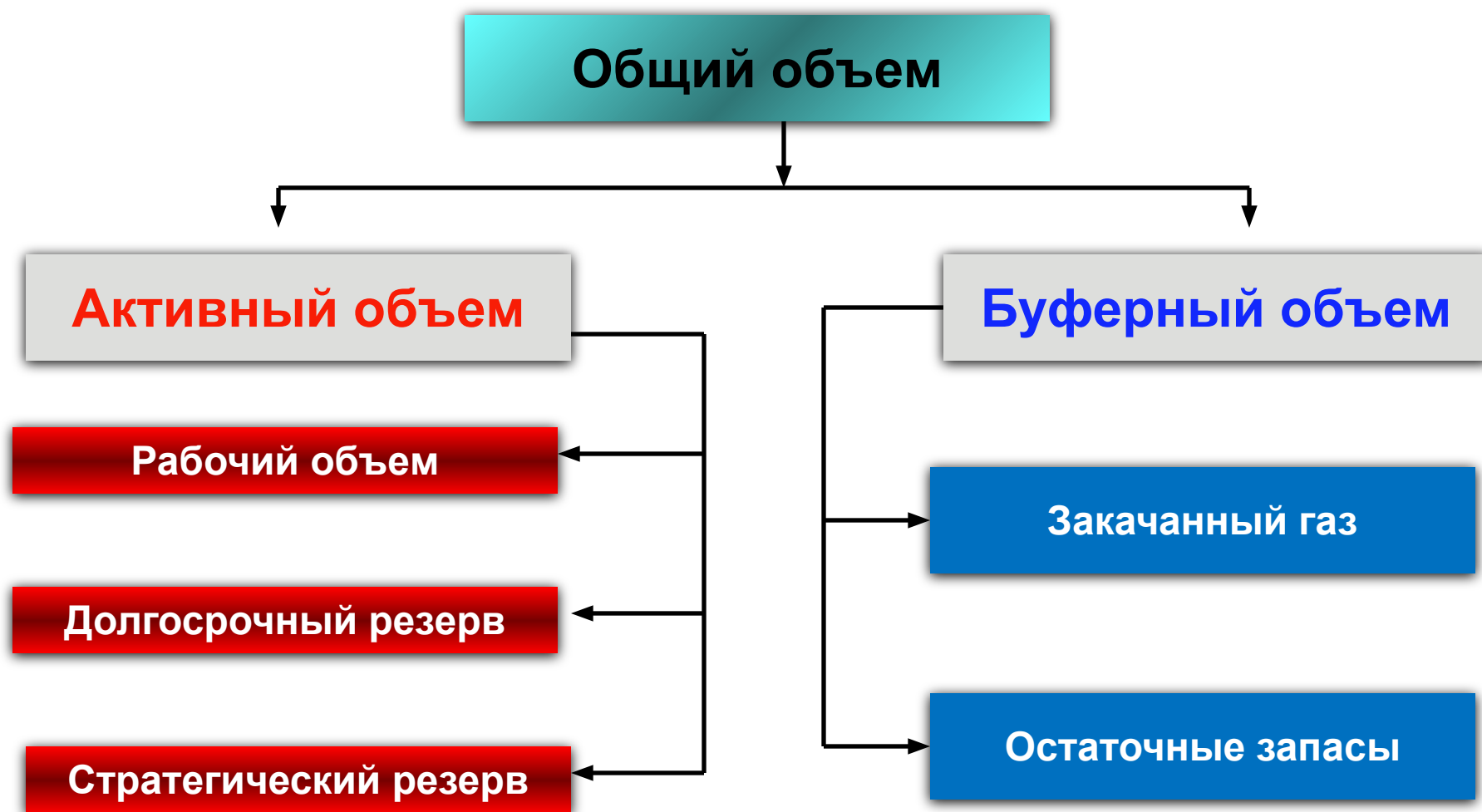


Условия создания подземных хранилищ газа в пористых средах

- Пласт, в котором создаётся хранилище, должен достаточно легко и в необходимых объёмах принимать газ, длительное время его сохранять и отдавать, когда это потребуется.
- Проницаемость должна быть не менее $0,2 - 0,3 \text{ мкм}^2$
- Мощность – не менее 4 – 6 м.
- Пористость не ниже 10 – 15%.
- Максимальное пластовое давление не должно превышать гидростатическое больше чем 1,54 раза, как правило $P_{\text{гор}} = (1,3 - 1,5) P_{\text{гид}}$.
- Создание ПХГ без осложнений происходит при изменении градиента давления до $0,0134 \text{ МПа/м}$.
- Проницаемость покрышки, обычно представленной глинами, не должна быть более сотых долей мД.
- Объём водонапорной системы, если нет области её стока, должен превосходить объём хранилища в несколько сот раз. В противном случае заполнение хранилища газом за счёт упругости системы будет затруднено.



Классификация запасов газа в ПХГ



Способы восполнения затрат на закачку буферного газа в ПХГ

Буферный газ – объем природного газа в хранилище, необходимый для поддержания давления, обеспечивающего технологическую целостность, эффективную и безопасную эксплуатацию этого хранилища

**~30 %
объема буферного газа
-
безвозвратные потери**

**~70 %
объема буферного газа**

**восполнение стоимости
закачки буферного газа
при ликвидации ПХГ –
в последний год
эксплуатации**



Классификация запасов газа в ПХГ

- Активный объем газа —максимально возможный проектный объем отбираемого/закачиваемого газа.
- Буферный объем газа —минимальный проектный объем газа в пласте, необходимый для обеспечения оптимального режима эксплуатации ПХГ.
- Рабочий объем газа – фактически отбираемый/закачиваемый в течение одного сезона объем газа.
- Долгосрочный резерв – часть активного объема газа, отбираемого из ПХГ при возникновении нештатных ситуаций (аварии, невыполнение плановых заданий при добыче газа из месторождений и т.п.).
- Стратегический резерв – часть активного объема газа, используемая в случае возникновения форс-мажорных ситуаций (войны, нестабильная политическая обстановка и т.п.) для обеспечения энергетической безопасности государства.



- Величина активного объема газа может быть определена по коэффициенту месячной неравномерности газопотребления:

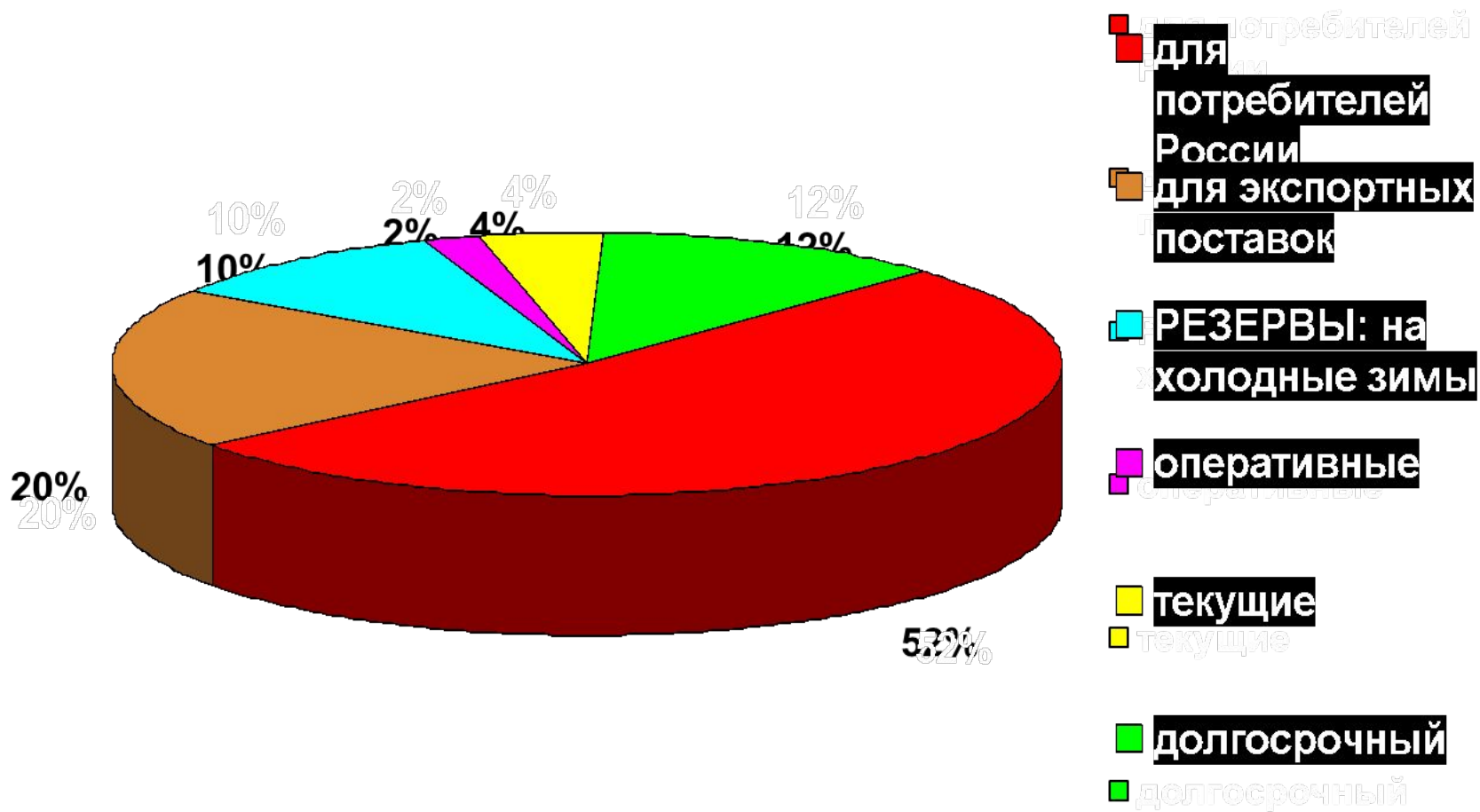
$$Q_a = \sum_1^n (Q_{cm} - Q_{mi}) = Q_{cm} \sum_1^n (1 - k_{mi})$$

- Величина буферного объема газа может быть определена:

$$Q_b = \frac{V_{\kappa} P_{cp} T_{cm}}{T_{nl} z P_{at}} \quad V_{\kappa} \text{ - объем газонасыщенного коллектора.}$$



Структура потребности в активном объеме газа



Отличия ПХГ от месторождения

Месторождение

- 1.** Естественная залежь
- 2.** Работает на истощение, K_2 – 70-90%
- 3.** Работает только на отбор
- 4.** Эксплуатируется в течение нескольких лет.
- 5.** Количество скважин не велико
- 6.** Компрессорный отбор

ПХГ

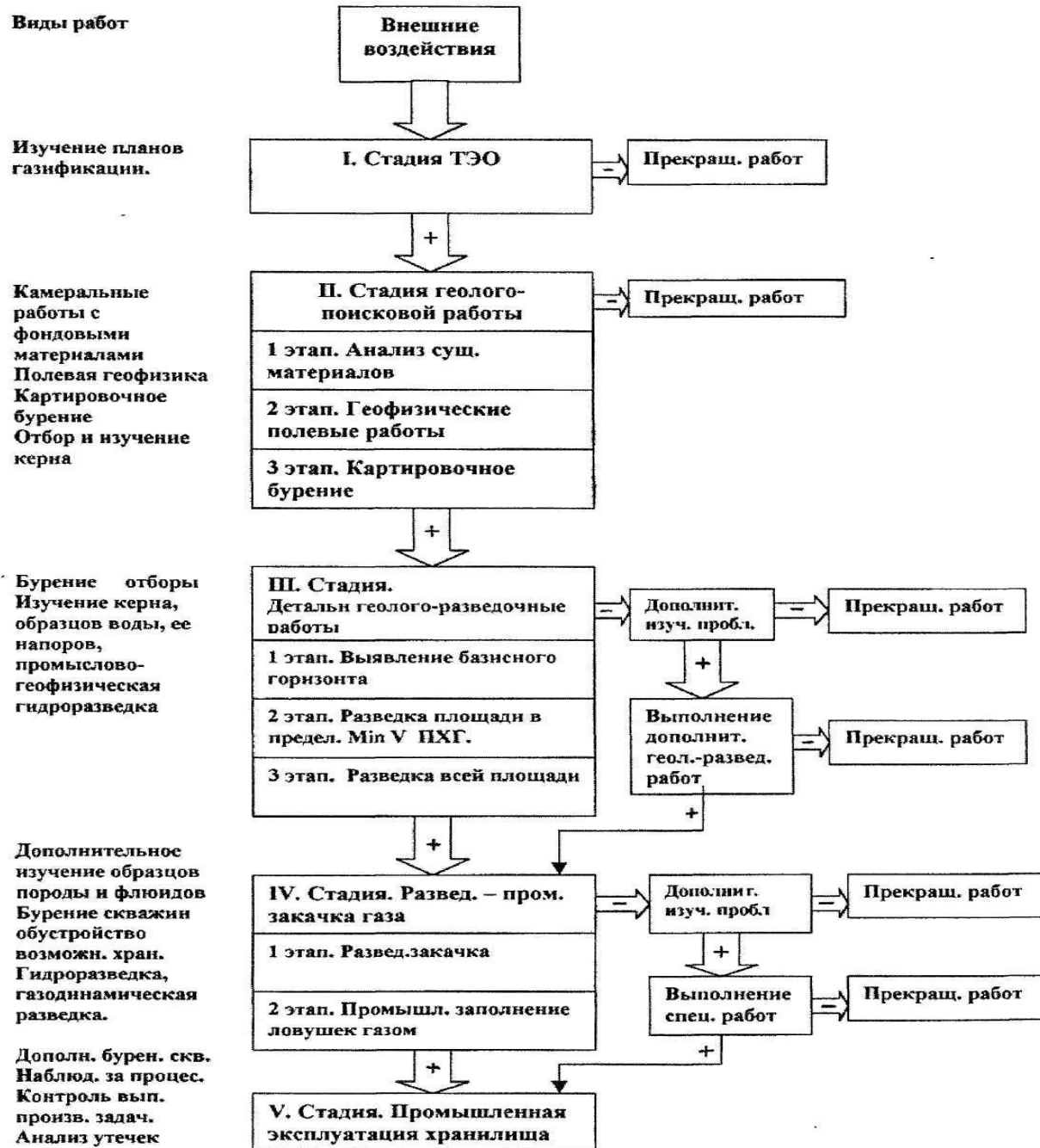
- 1.** Искусственная залежь
- 2.** Работает на закачку и отбор, $V_{буф}$ около 50%
- 3.** Работает на закачку и отбор
- 4.** Эксплуатация бессрочная. Отбор и закачка проводятся за 90-180 суток
- 5.** Количество скважин на порядок больше
- 6.** Как правило - компрессорная закачка



Этапы создания и эксплуатации ПХГ



**Рис. 4 ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ ПРИ
СОЗДАНИИ ПХГ В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ**

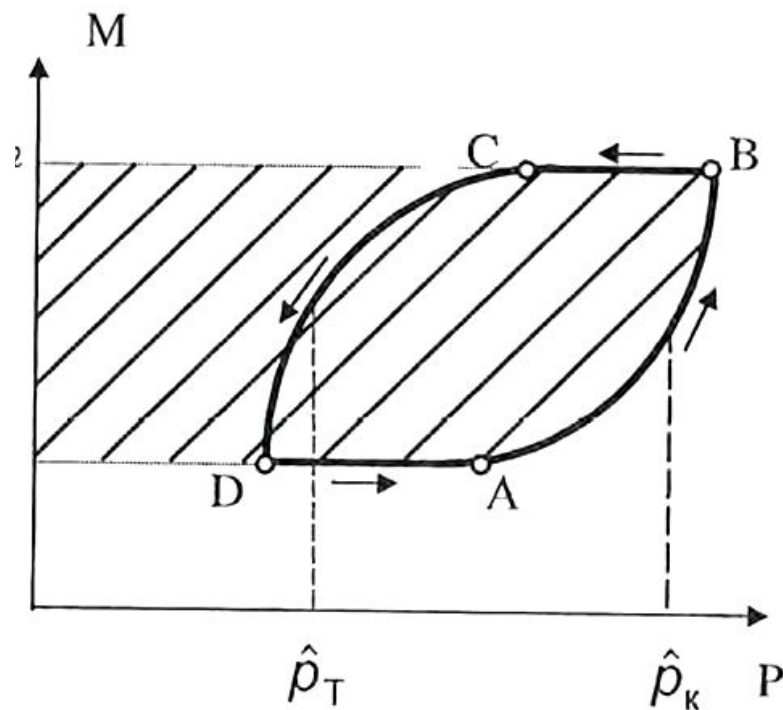
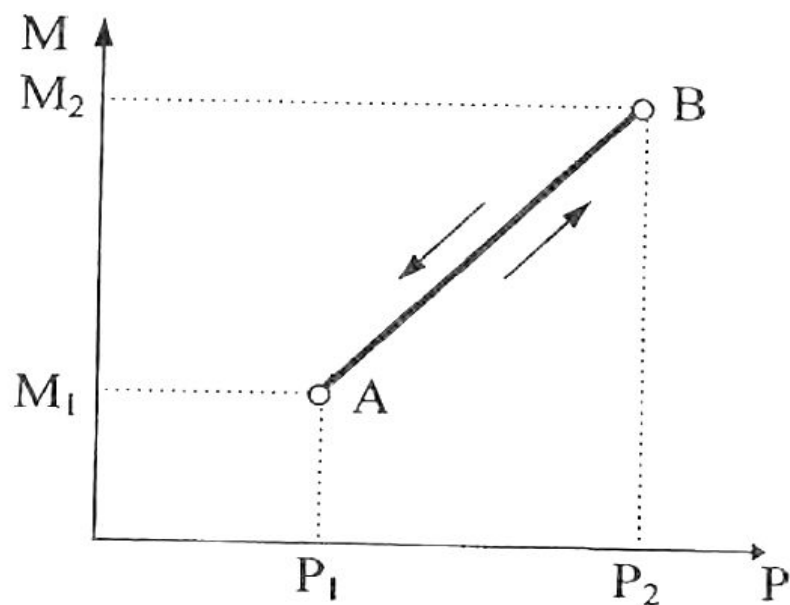


Состав технологического проекта

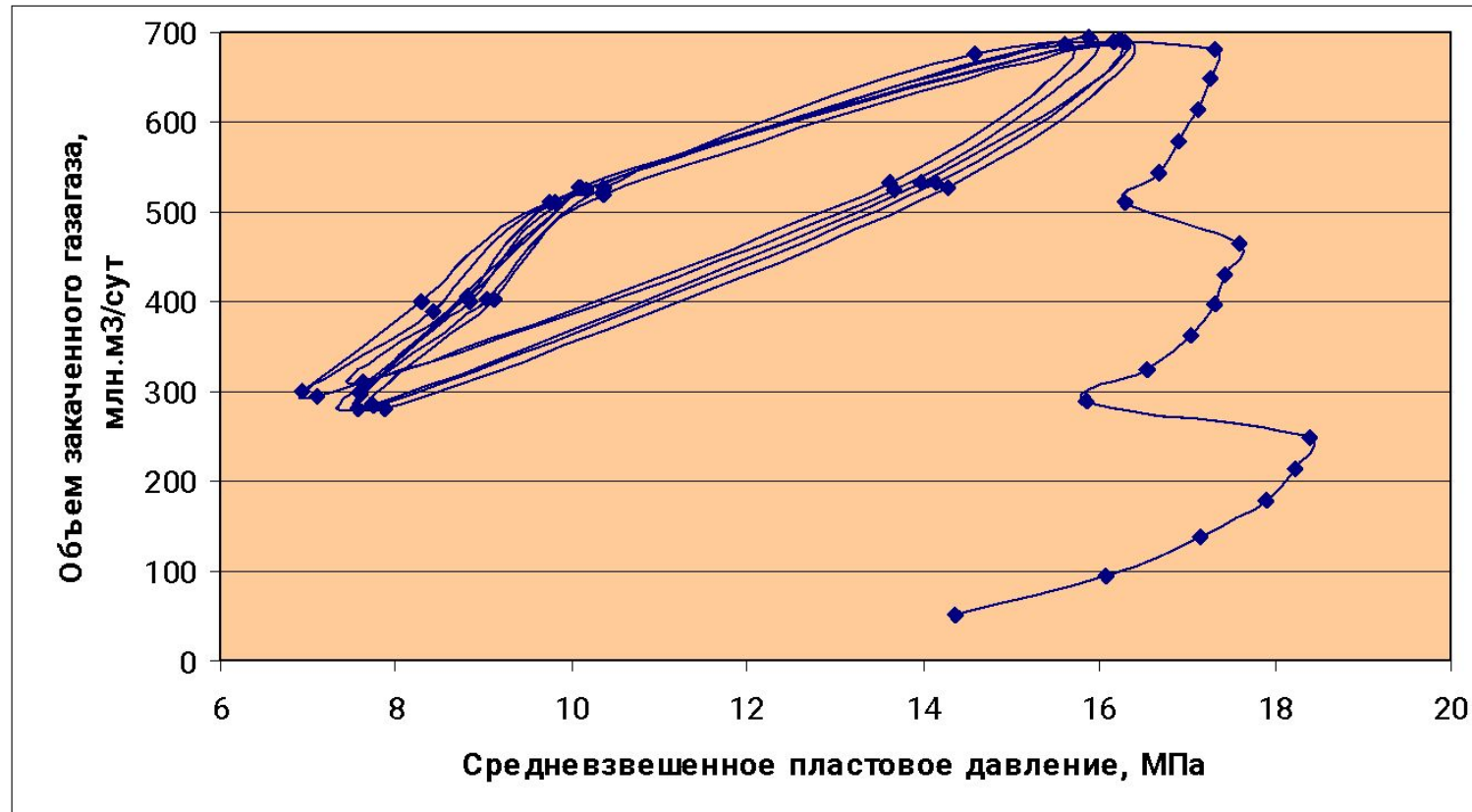
- *Определение величины активного объема газа*
- *Определение максимальной суточной производительности хранилища*
- *Обоснование числа эксплуатационных скважин, системы их размещения и конструкции, возможности использования ранее пробуренных скважин*
- *Обоснование величины буферного объема газа*
- *Выбор максимального и минимального давлений*
- *Определение сроков создания ПХГ*
- *Система контроля и наблюдений за технологическим процессом*
- *Рекомендации по подготовке газа на хранилище*
- *Экономическая эффективность ПХГ*
- *Охрана окружающей среды*



Гистерезисные кривые



Гистерезисная кривая создания ПХГ в истощенном нефтяном месторождении с газовой шапкой



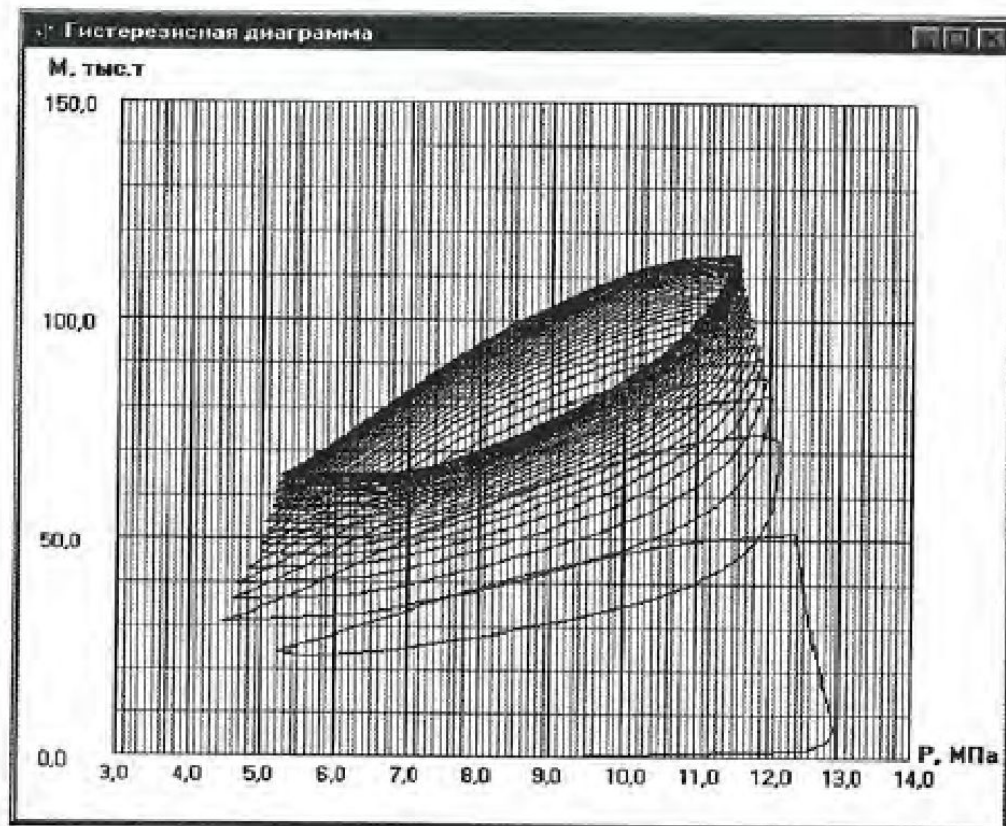


Рис. 3.29. Возникновение режима предельного цикла в модельном ПХГ

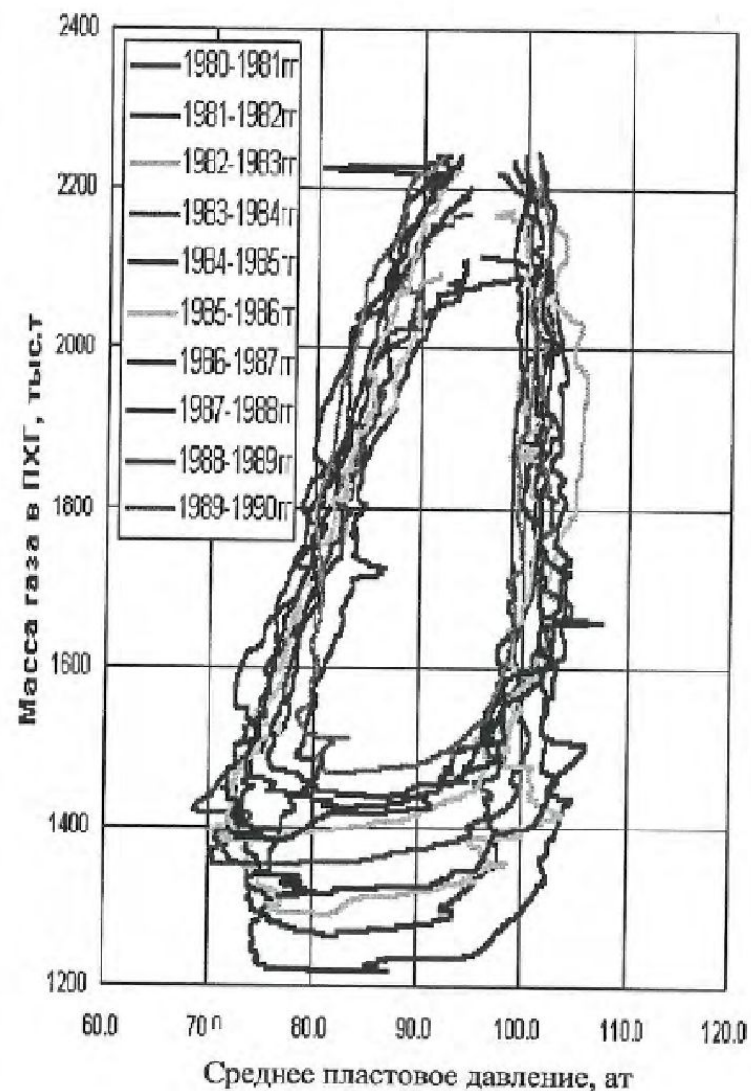
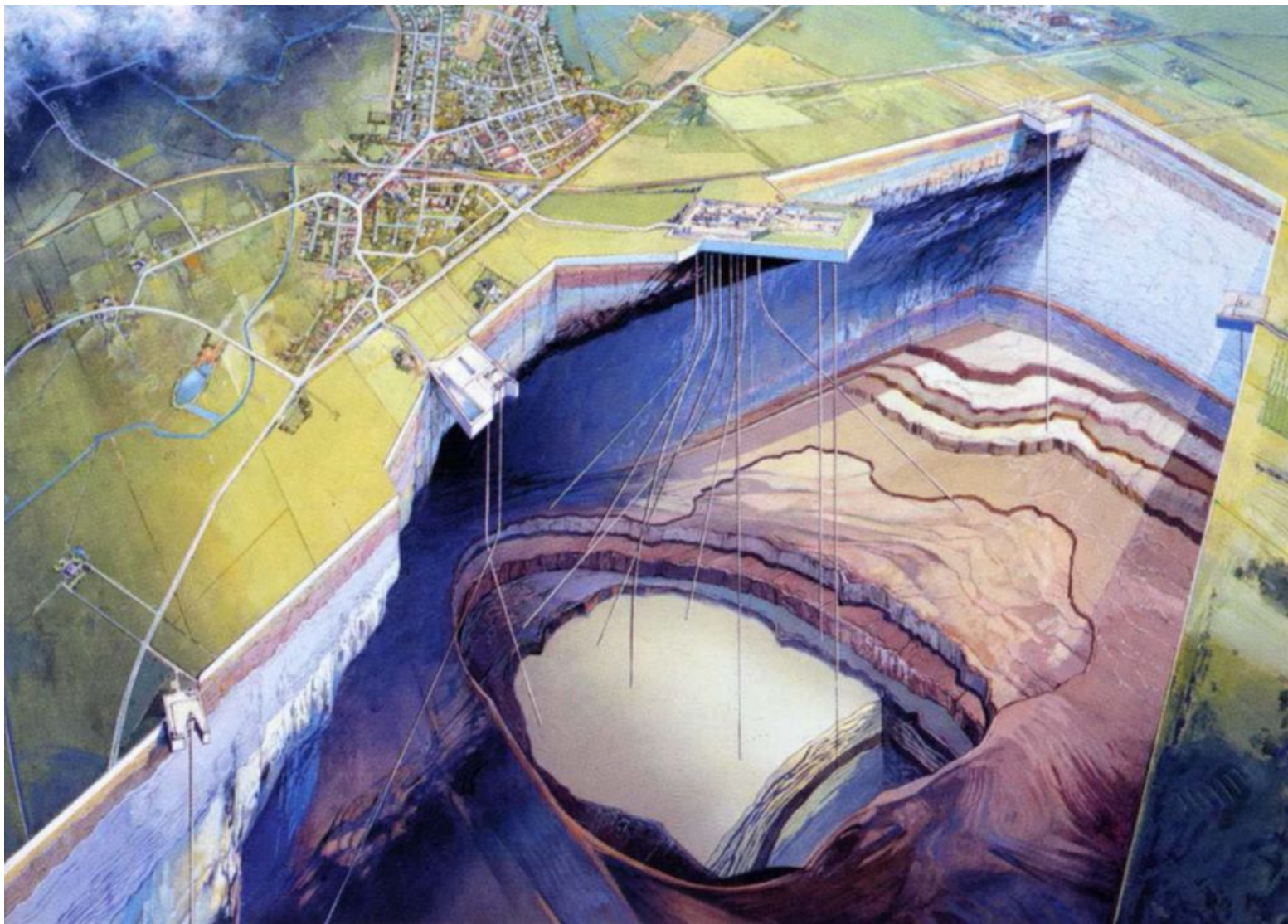


Рис. 3.30. Гистерезисные диаграммы Щелковского ПХГ за 10 лет эксплуатации (с 1980 по 1990 г.)

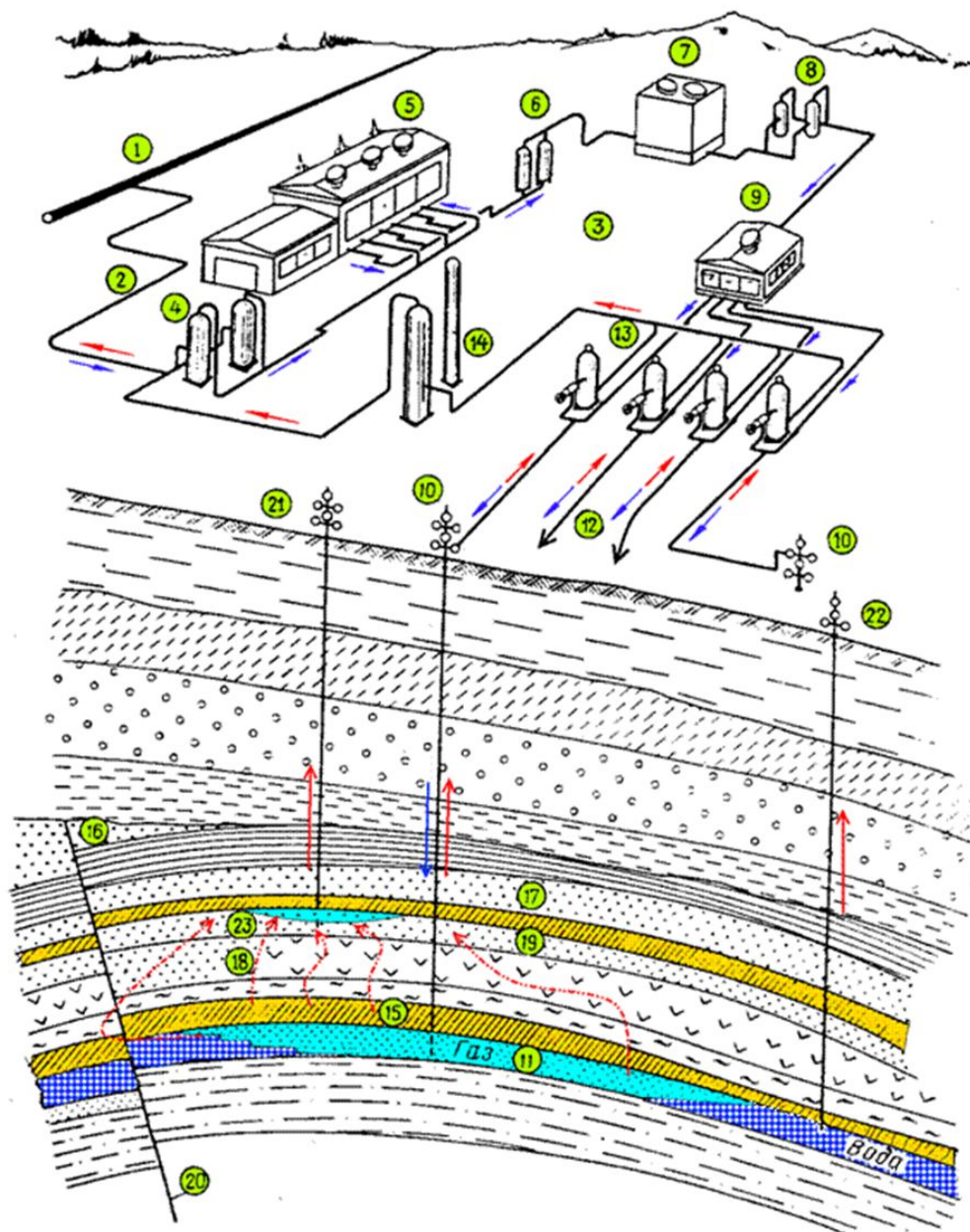


Подземная часть



ПХГ Стенлиль в Дании (компания ДОНГ)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина





- 1 - магистральный газопровод
- 2 - соединительный газопровод
- 3 - территория станции ПХГ
- 4 - пылеуловители
- 5 - компрессорная станция
- 6, 13 - сепараторы
- 7 - градирня
- 8 - установка очистки
- 9 - газораспределительный пункт
- 10 - эксплуатационные скважины
- 11, 17, 19 - водоносный пласт
- 12 - шлейфы
- 14 - установка осушки
- 15 - непроницаемая крышка
- 16 - выклинивание пластов
- 18 - литологические изменения
- 20 - разрывные нарушения
- 21 - контрольные скважины
- 22 - наблюдательные скважины
- 23 - вторичная залежь

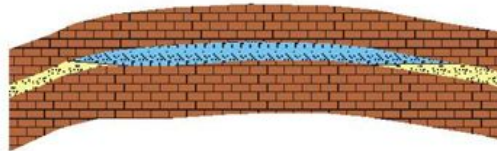


Газовые ловушки, перспективные для организации ПХГ

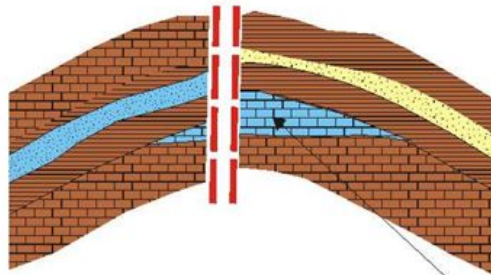
а) в пластах

б) в массивах горных пород

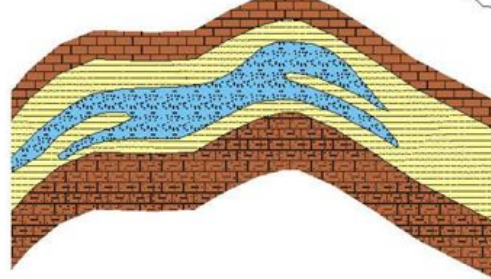
а.1. сводовые ненарушенные



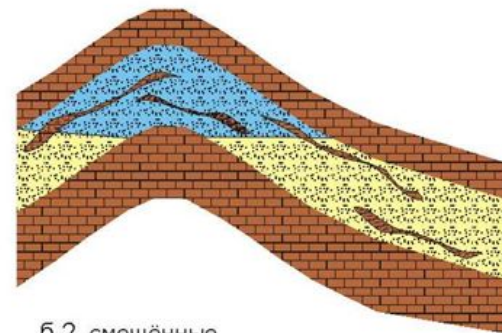
а.2. тектонически экранированные



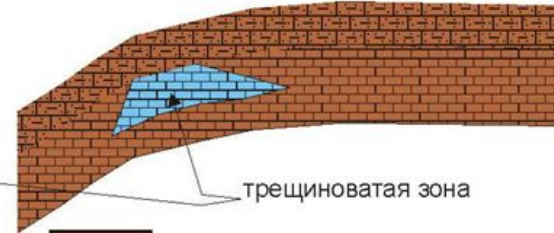
а.3. литологически ограниченные



б.1. сводовые



б.2. смещённые



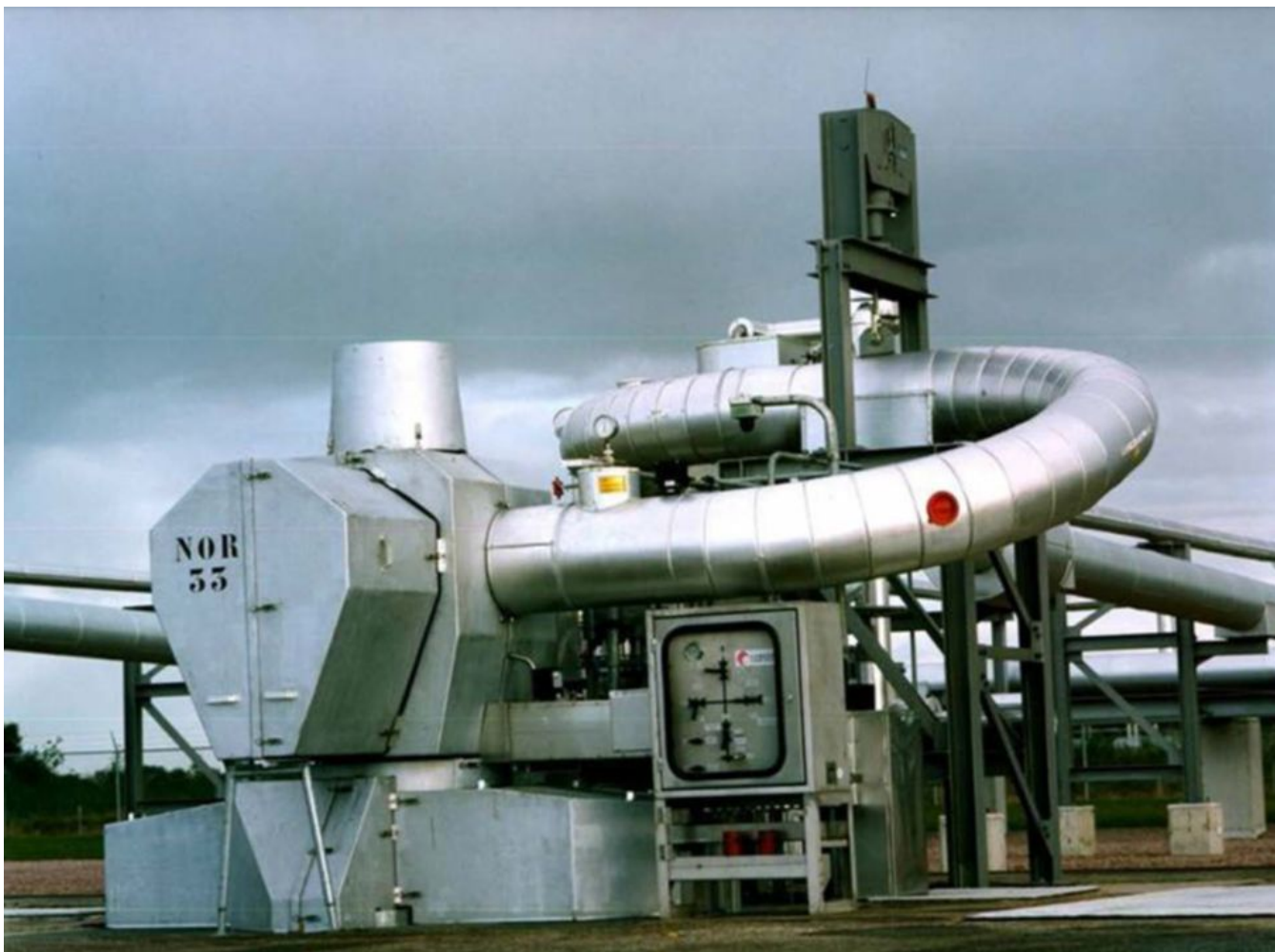
-  а) водоупоры: а) связные горные породы; б) скальные и полускальные горные породы
-  пласт-коллектор (полускальные и рыхлые горные породы)
-  газовая ловушка (литология в соответствии с литологией пласта-коллектора)
-  тектоническое нарушение

Рисунок 1.1. Схематические варианты размещения ПХГ в пористых средах



Устье газовой скважины





Скважина закрыта защитным кожухом. ПХГ находится в 500 м от жилых домов ПХГ Гроненген в Голландии



По технологическому назначению скважины на ПХГ подразделяются:

- эксплуатационные, для закачки и отбора газа;
- нагнетательные, только для закачки газа;
- поглотительные, для сброса промстоков;
- разгрузочные, для возможной разгрузки скоплений газа в вышележащих пластах.

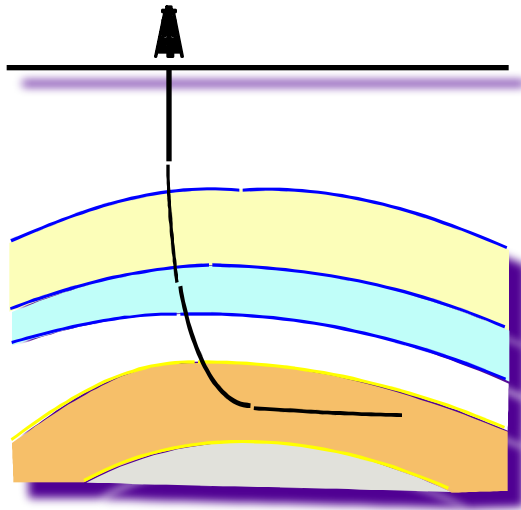


- геофизические (без сообщения внутренней части эксплуатационной колонны с пластом-коллектором), для наблюдений за динамикой высоты и газонасыщенности газовой залежи, а также за состоянием возможной газонасыщенности вышележащих пластов;
- наблюдательные-пьезометрические, для наблюдений за состоянием водоносной части пласта-коллектора;
- контрольные, для наблюдений за герметичностью хранилища по вышелегающим контрольным горизонтам.

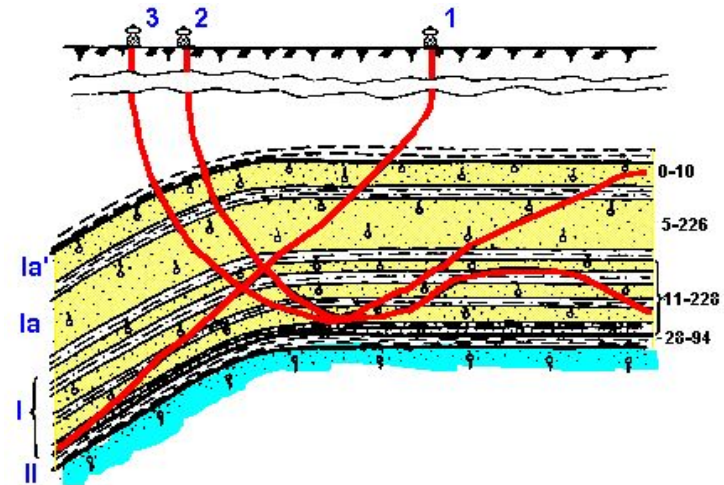


Горизонтальные скважины

- *Имеют более высокую производительность, чем вертикальные*
- *Позволяют получить высокие дебиты при достаточно низких депрессиях*
- *На ПХГ широко используются с 1993 г.*
- *Стоимость ГС на 25-40% выше ВС*



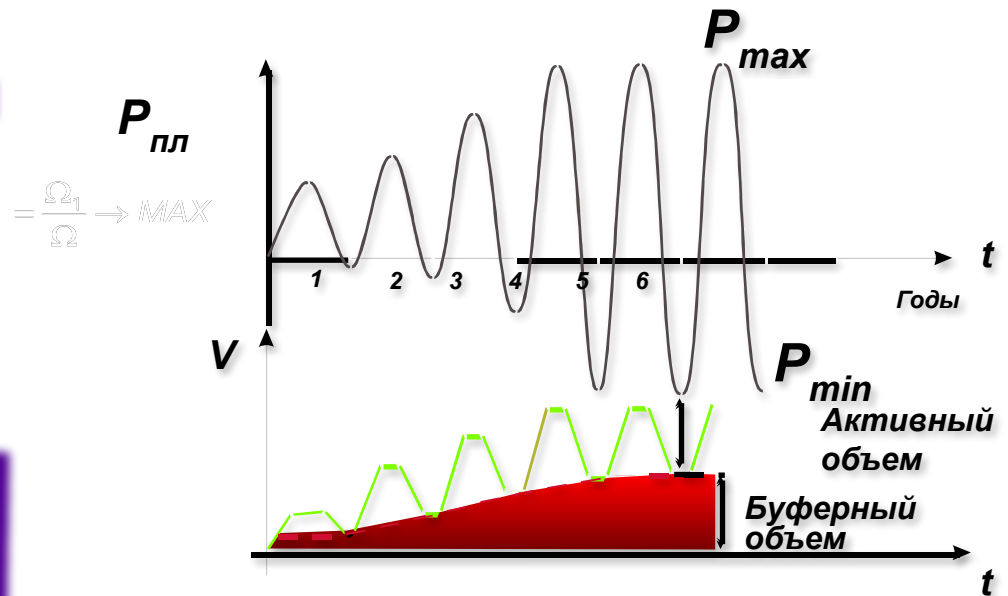
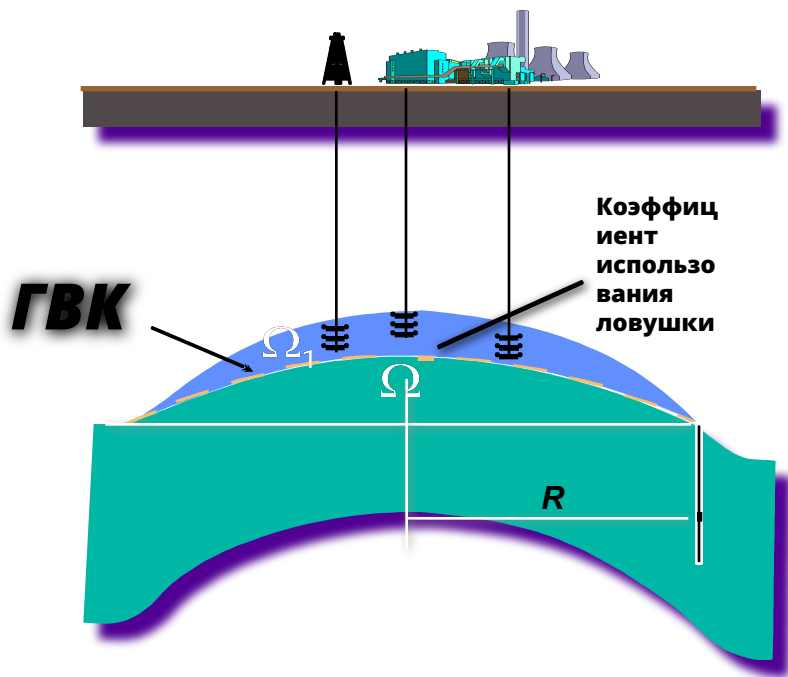
На Кущевском ПХГ пробурено и находится в эксплуатации более 70 горизонтальных скважин, дебит которых в 2.5-4.0 раза выше вертикальных



Ликвидированная скважина



Хранилища в водоносных пластах

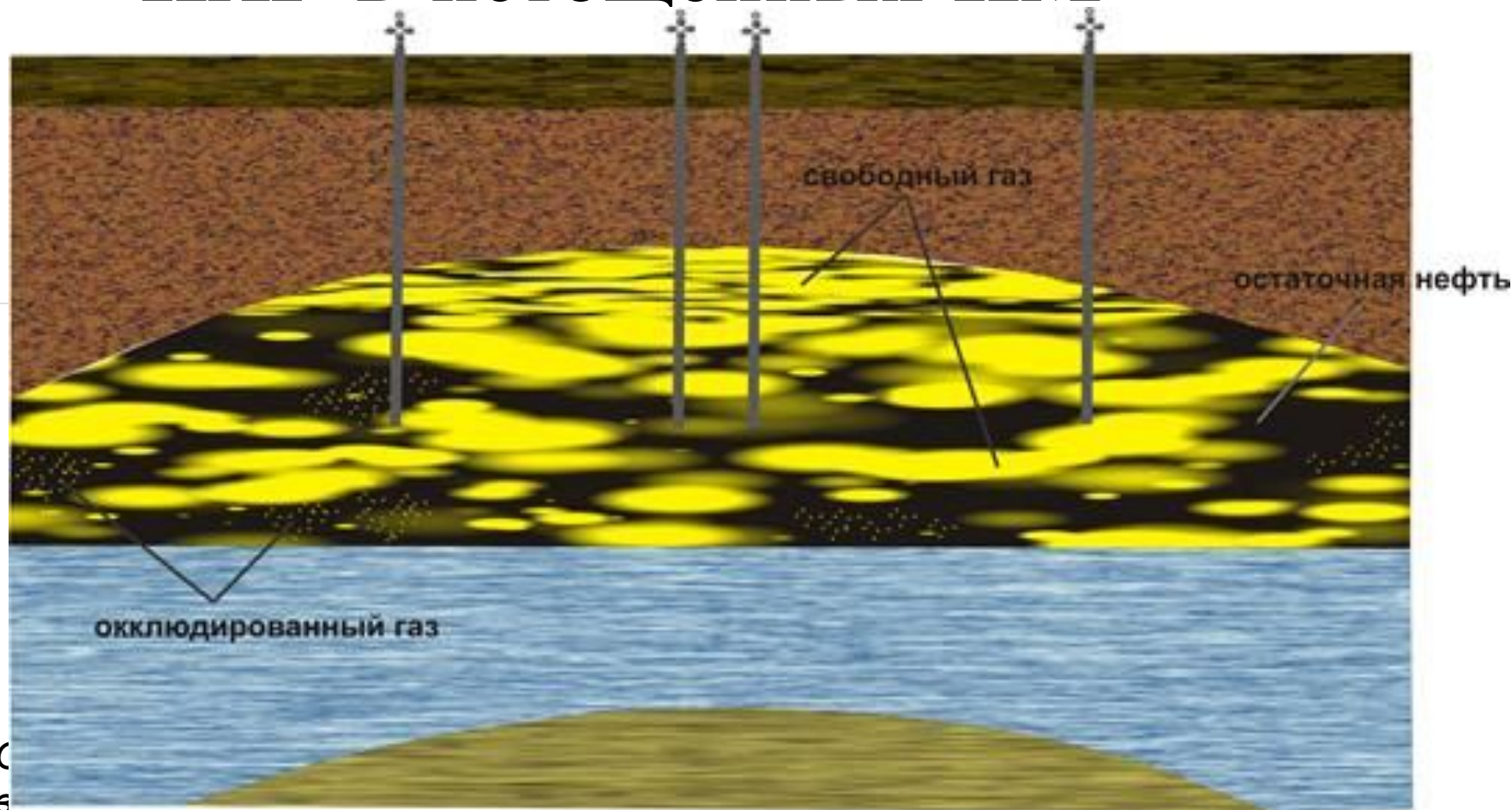


Хранилища в истощенных ГМ и ГКМ

- *Сокращаются затраты на разведку структуры*
- *Остаточные запасы газа позволяют сократить объем закачиваемого буферного газа*
- *Используются скважины месторождения*
- *Увеличивается коэффициент конденсатоотдачи за счет закачки газа в пласт*



ПХГ в истощенных НМ



пластового
давления ниже давления насыщения. При
дальнейшем снижении давления пузырьки
окклюдированного газа, увеличиваясь в
размерах, сливаются и могут несколько
увеличить объем свободного газа.



Причины возникновения межколонных газопроявлений

- недостаточная герметичность резьбовых соединений обсадных труб эксплуатационной колонны, источник газопроявлений находится внутри эксплуатационной колонны, заполненной газом;
- некачественное цементирование эксплуатационной колонны; источник газопроявлений находится непосредственно в пласте-коллекторе;
- негерметичность соединений (обвязки) устьевого оборудования (колонных головок) с технической и эксплуатационной колоннами; источник
- газопроявлений - внутри эксплуатационной колонны, заполненной газом;
- нарушение герметичности эксплуатационной колонны: а) коррозия, под воздействием агрессивной среды пластовых или технологических жидкостей,
- электрохимических процессов в приустьевой части скважины; б) абразивный износ, под воздействием выносимой из пласта породы; в) деформация вследствие сейсмических или техногенных воздействий

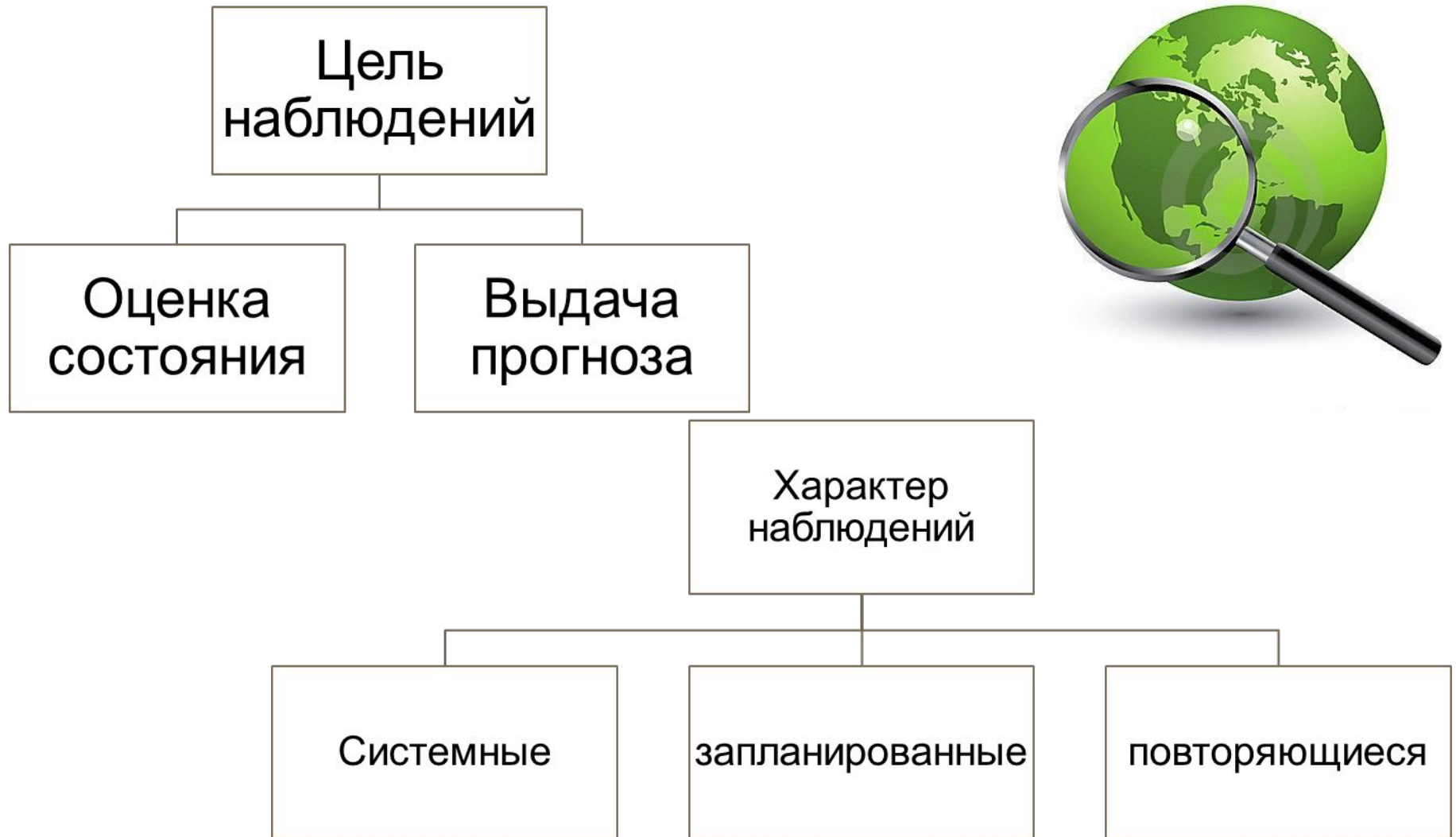


Для предотвращения или снижения внутрипластовых потерь необходимо:

- особое внимание уделять темпам роста пластового давления (при этом абсолютные значения скорости роста пластового давления при закачке газа в ПХГ должны быть равны или меньше абсолютных значений скорости снижения пластового давления при отборе газа);
- принимать меры технологического характера для снижения объёма переходной зоны (с газонасыщенностью менее 25%);
- применять рациональные, энергосберегающие режимы закачки и отбора газа для скважин ПХГ.



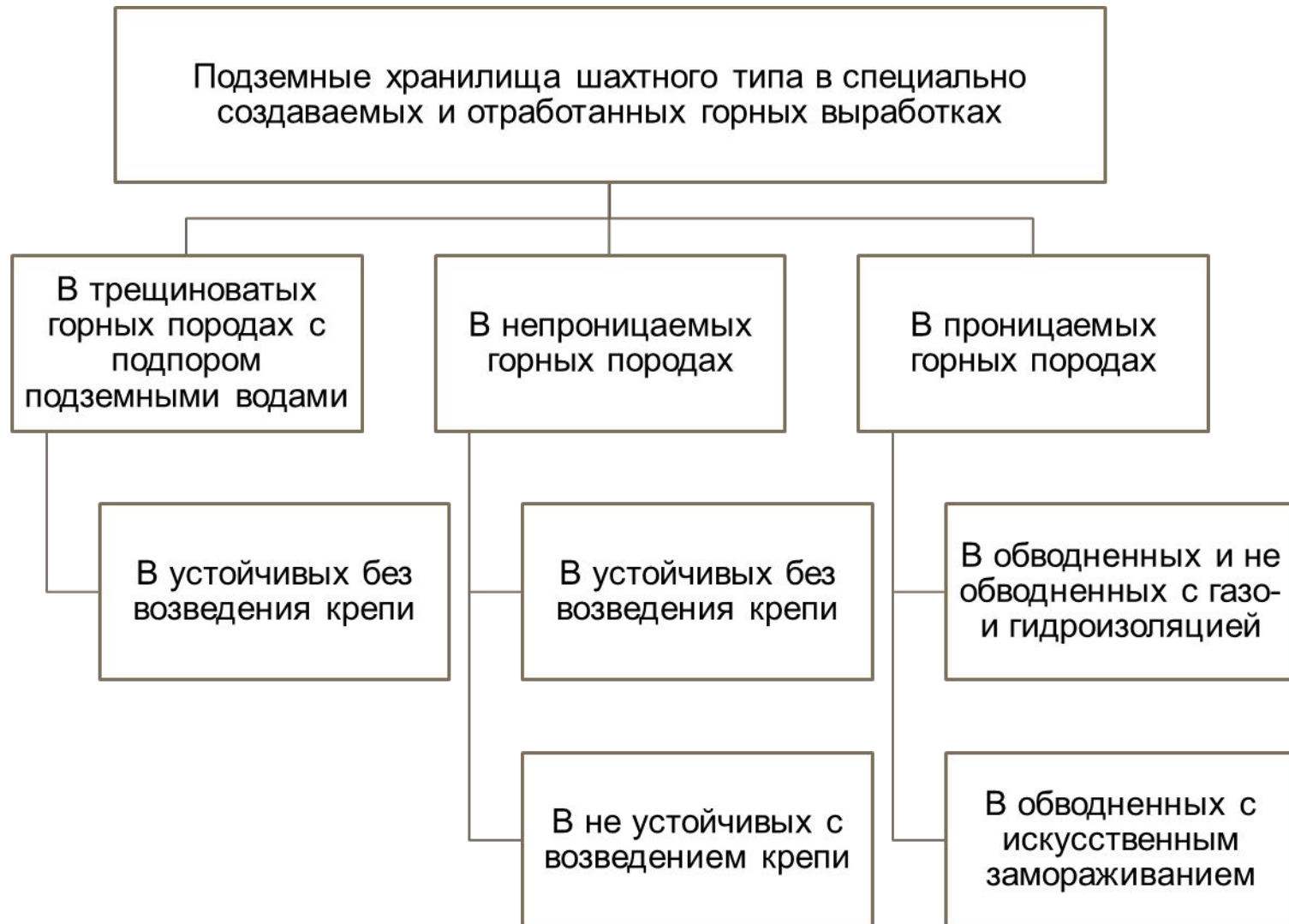
Мониторинг ПХГ



Мониторинг ПХГ



Классификация подземных хранилищ шахтного типа



Создание хранилищ шахтного типа

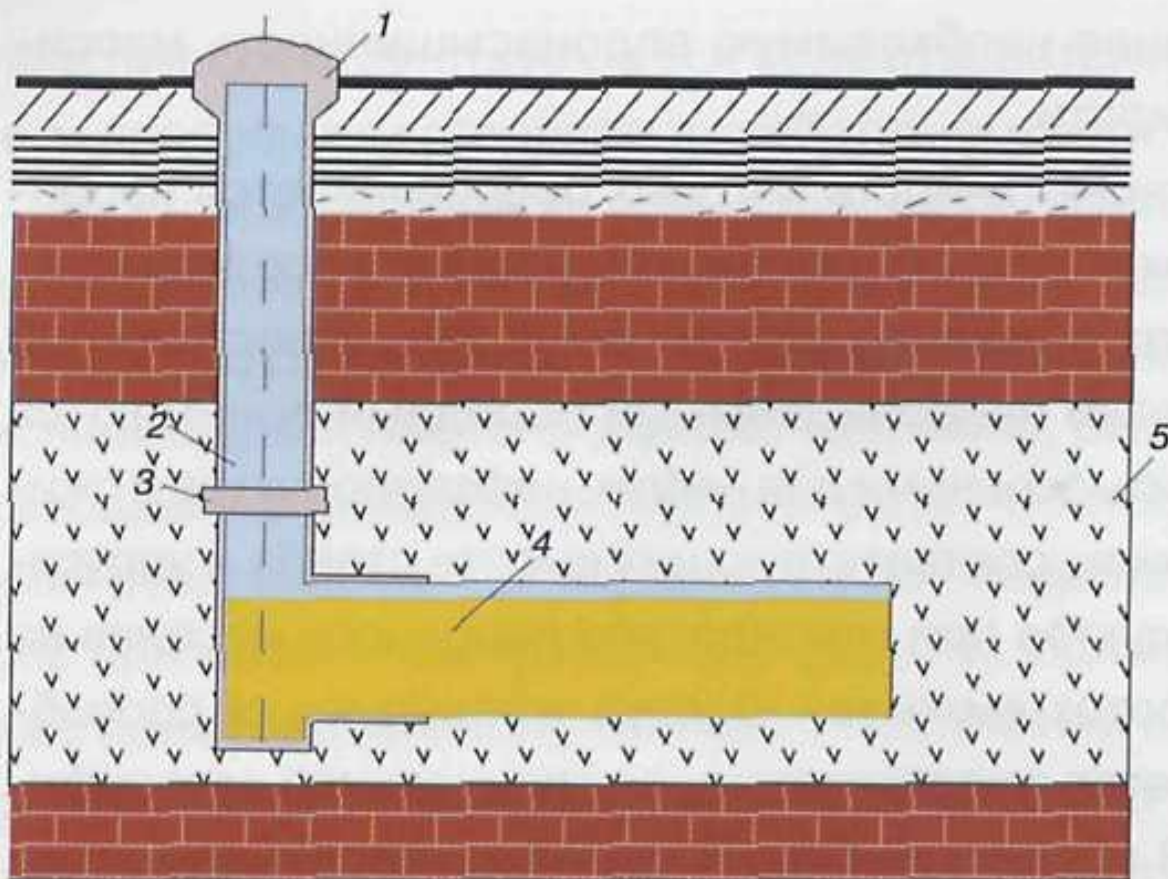


Рис. 1.3. Схема хранилища шахтного типа в непроницаемых породах с положительной температурой:

1 – оголовок ствола; 2 – ствол;
3 – герметичная перемычка;
4 – выработка-емкость; 5 – толща непроницаемых пород



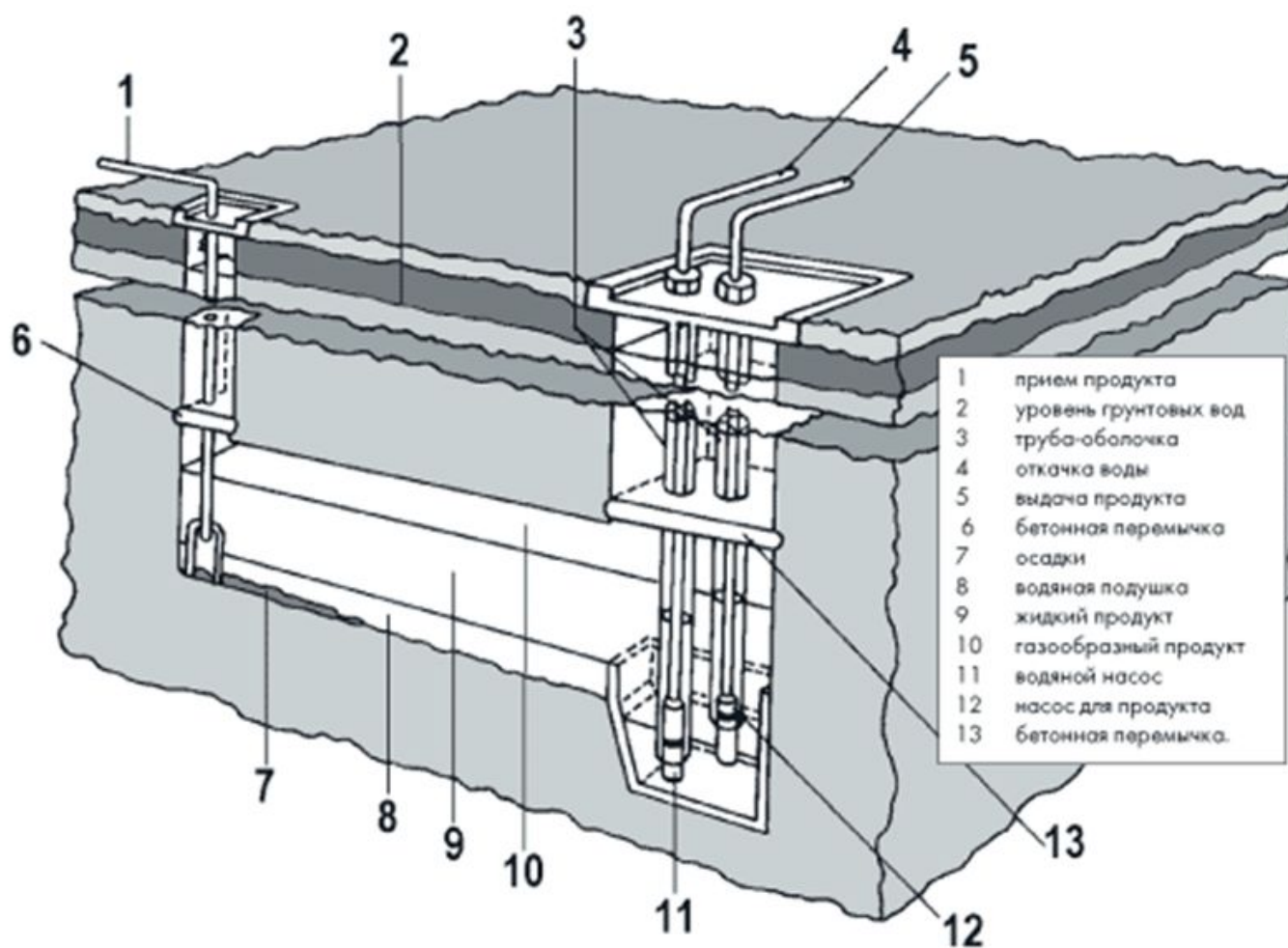
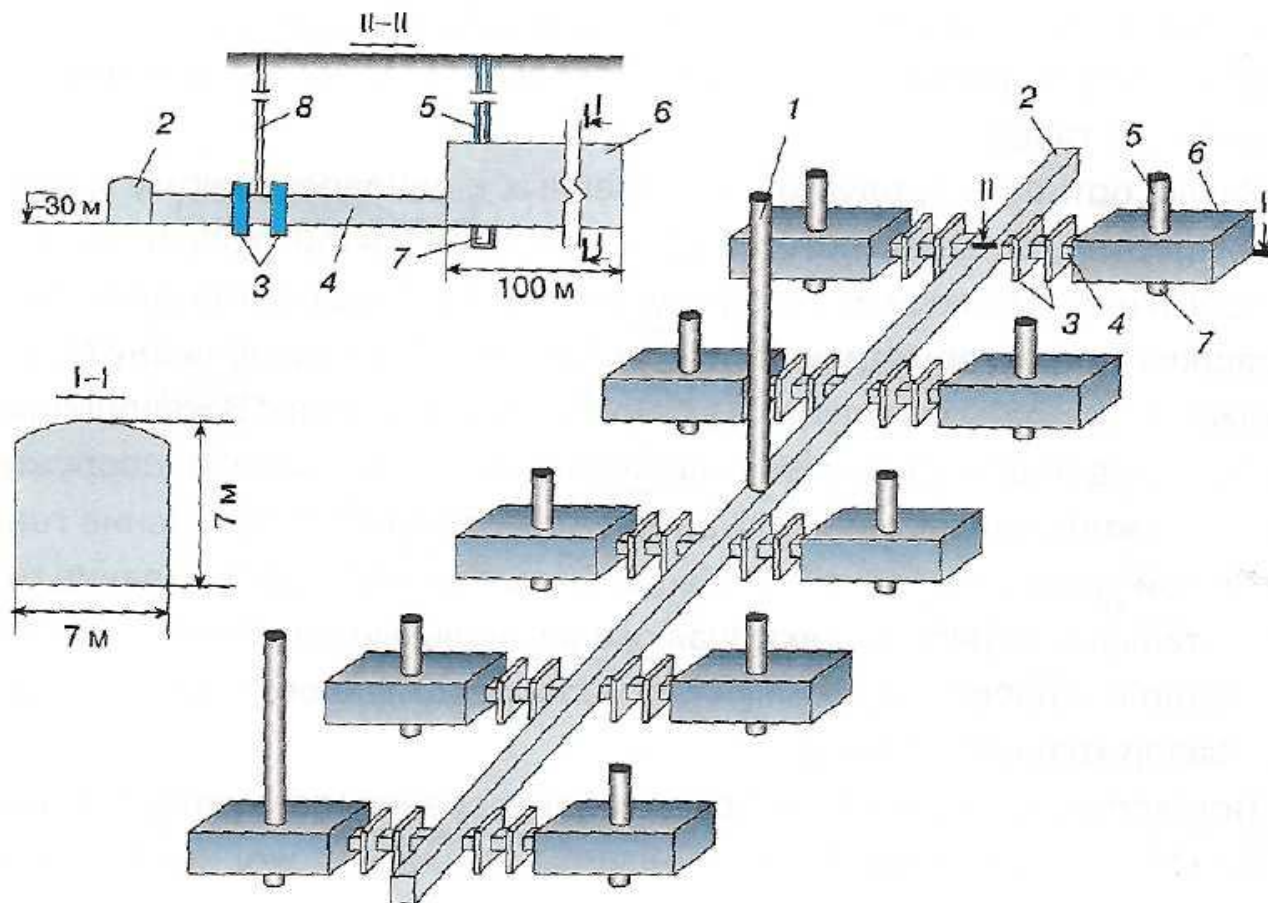


Рис. 1. Подземное хранилище сырой нефти.

1 — прием продукта; 2 — уровень грунтовых вод; 3 — труба-оболочка;
 4 — откачка воды; 5 — выдача продукта; 6 — бетонная перемычка; 7 — осадки,
 8 — водяная подушка; 9 — жидкий продукт; 10 — газообразный продукт;
 11 — водяной насос; 12 — насос для продукта; 13 — бетонная перемычка





Объемно-планировочная схема хранилища сжиженных газов с обособленными выработками-емкостями:

1 - ствол; 2 - коллекторная выработка; 3 - герметичная перемычка с гидрозатвором; 4 - подходная выработка; 5 - эксплуатационная скважина; 6 - выработка-емкость; 7 - насосный зумпф; 8 - скважина для гидрозатвора перемычки



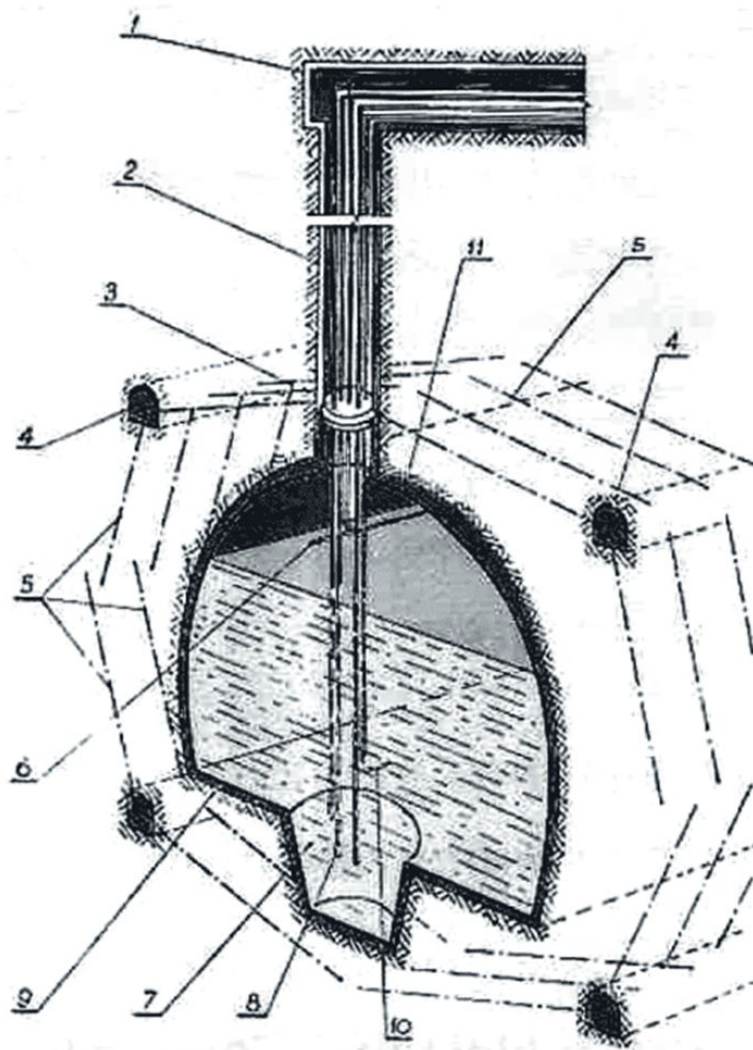
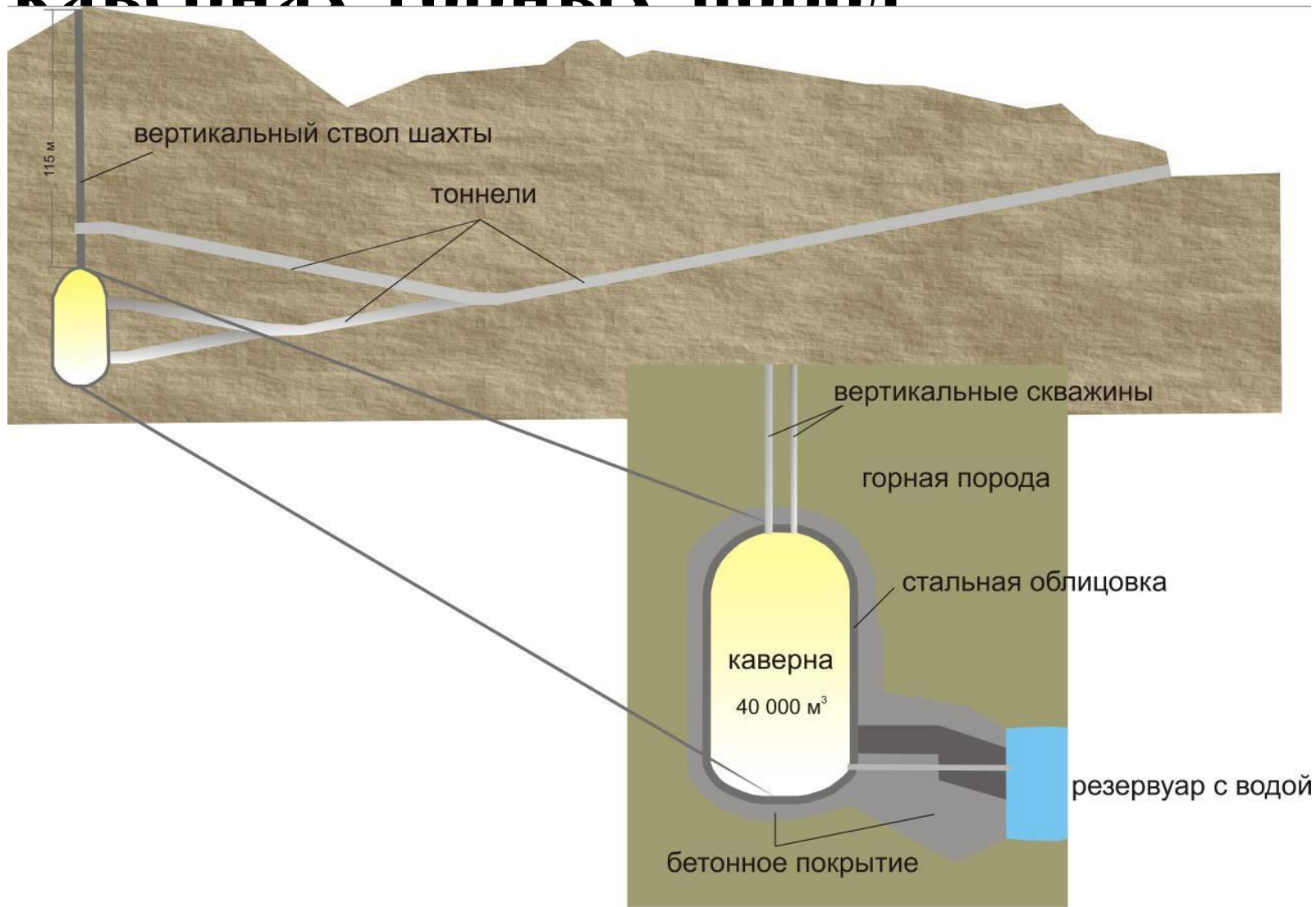


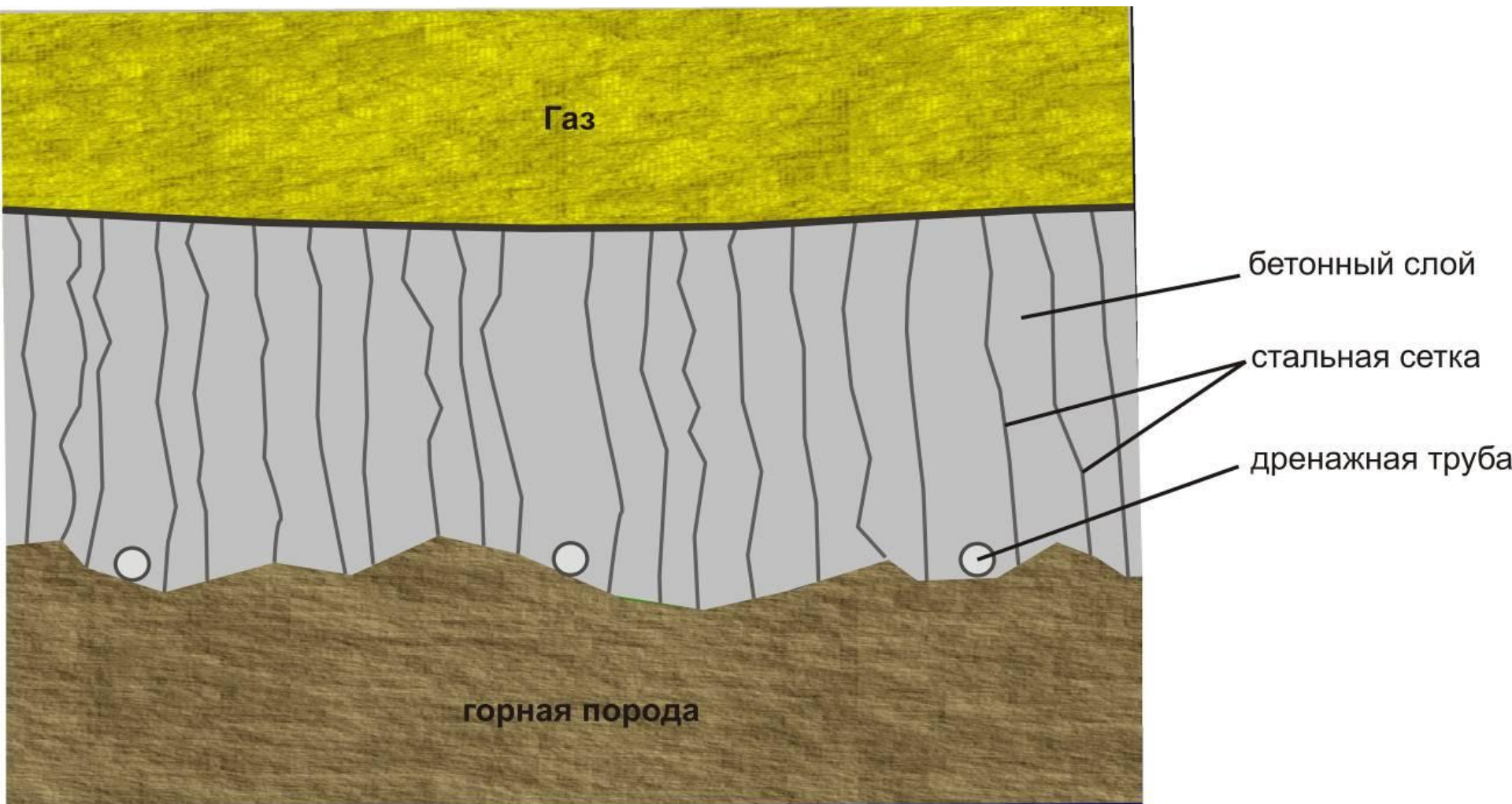
Рис. 2. Подземное хранилище природного сжиженного газа в скальном массиве:
 1 — подходная выработка; 2 — вертикальный трубопроводный ствол;
 3 — бетонная пробка; 4 — мониторинговые выработки; 5 — скважины водяной завесы; 6 — трубопровод охлаждающей жидкости; 7 — насосная станция;
 8 — насосы СПГ; 9 — герметизирующая облицовка; 10 — трубопровод подачи СПГ в хранилище; 11 — вмещающий массив



Схема ПХГ в облицованных кавернах горных пород



Конструкция стен каверны



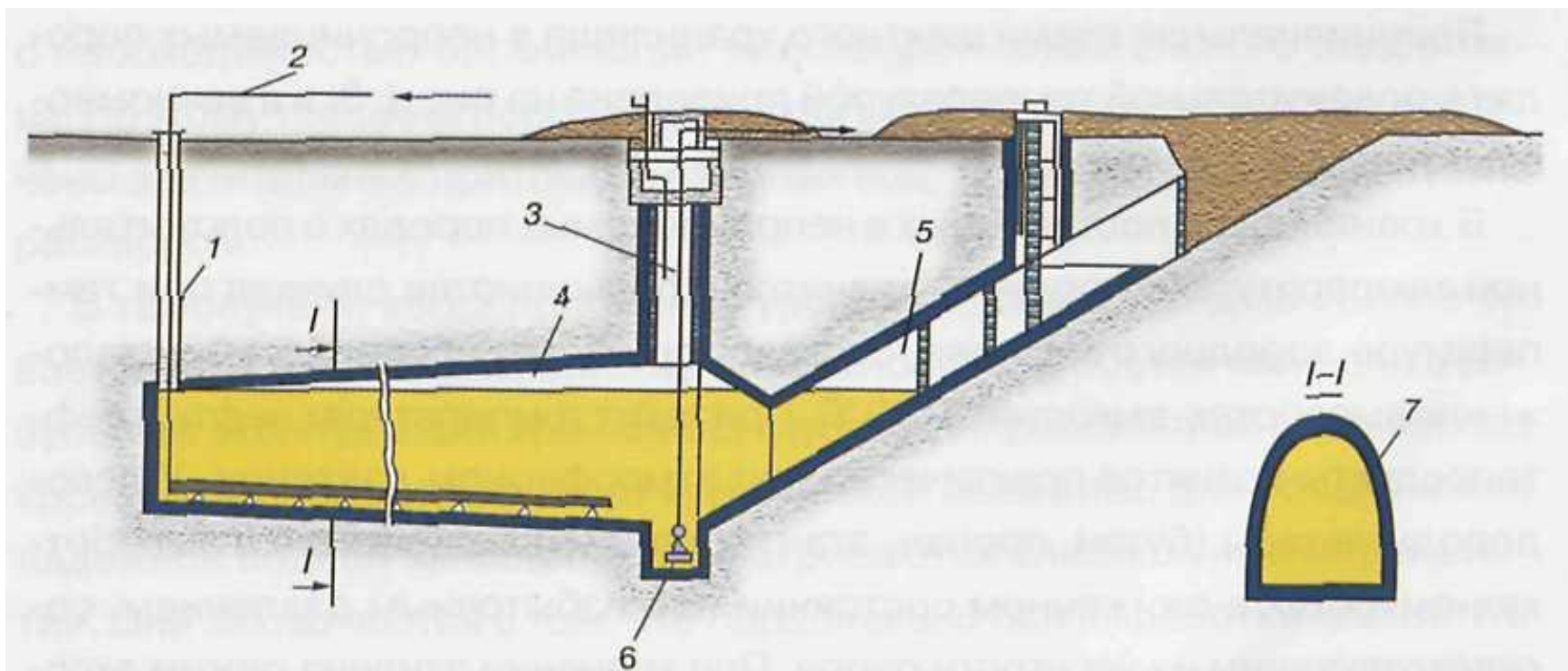
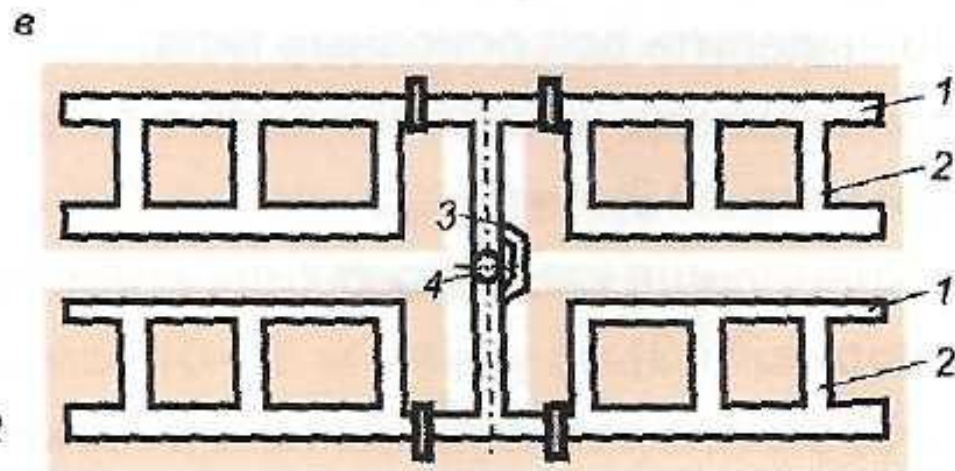
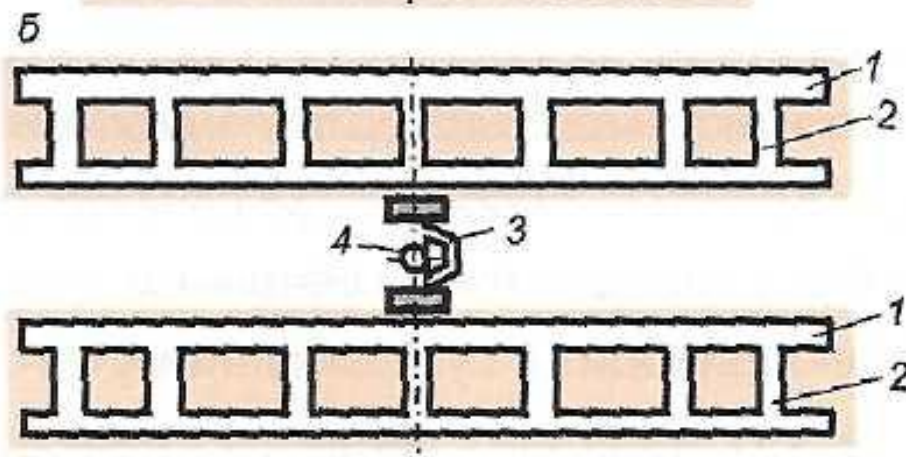
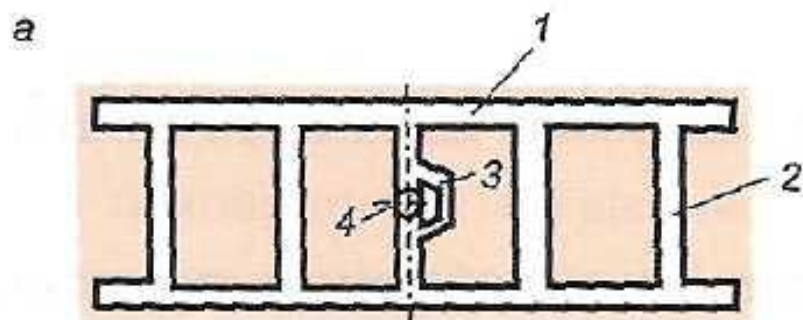


Рис. 1.4. Схема шахтного резервуара в вечномёрзлых породах:

1 – технологическая скважина для слива нефтепродуктов в подземную выработку-емкость; 2 – трубопроводы; 3 – технологический колодец; 4 – выработка-емкость; 5 – наклонный ствол; 6 – погружной насос; 7 – ледяная облицовка

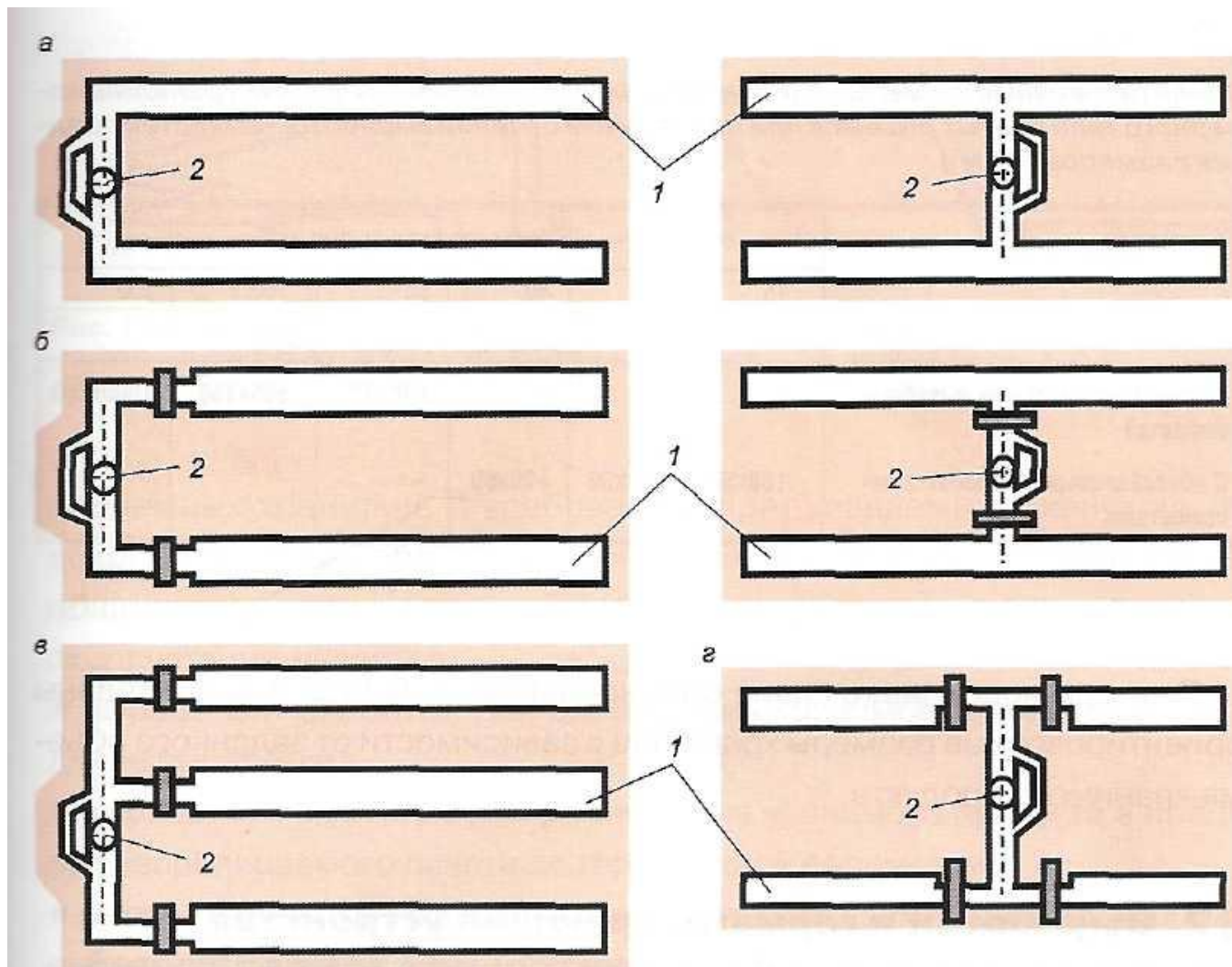




Схемы шахтных хранилищ камерного типа с замкнутой системой выработок-емкостей для одного (а), двух (б) и четырех (в) продуктов:

1 - выработка-емкость; 2 - сбойка между выработками-емкостями; 3 - обходная выработка; 4 - вскрывающая выработка

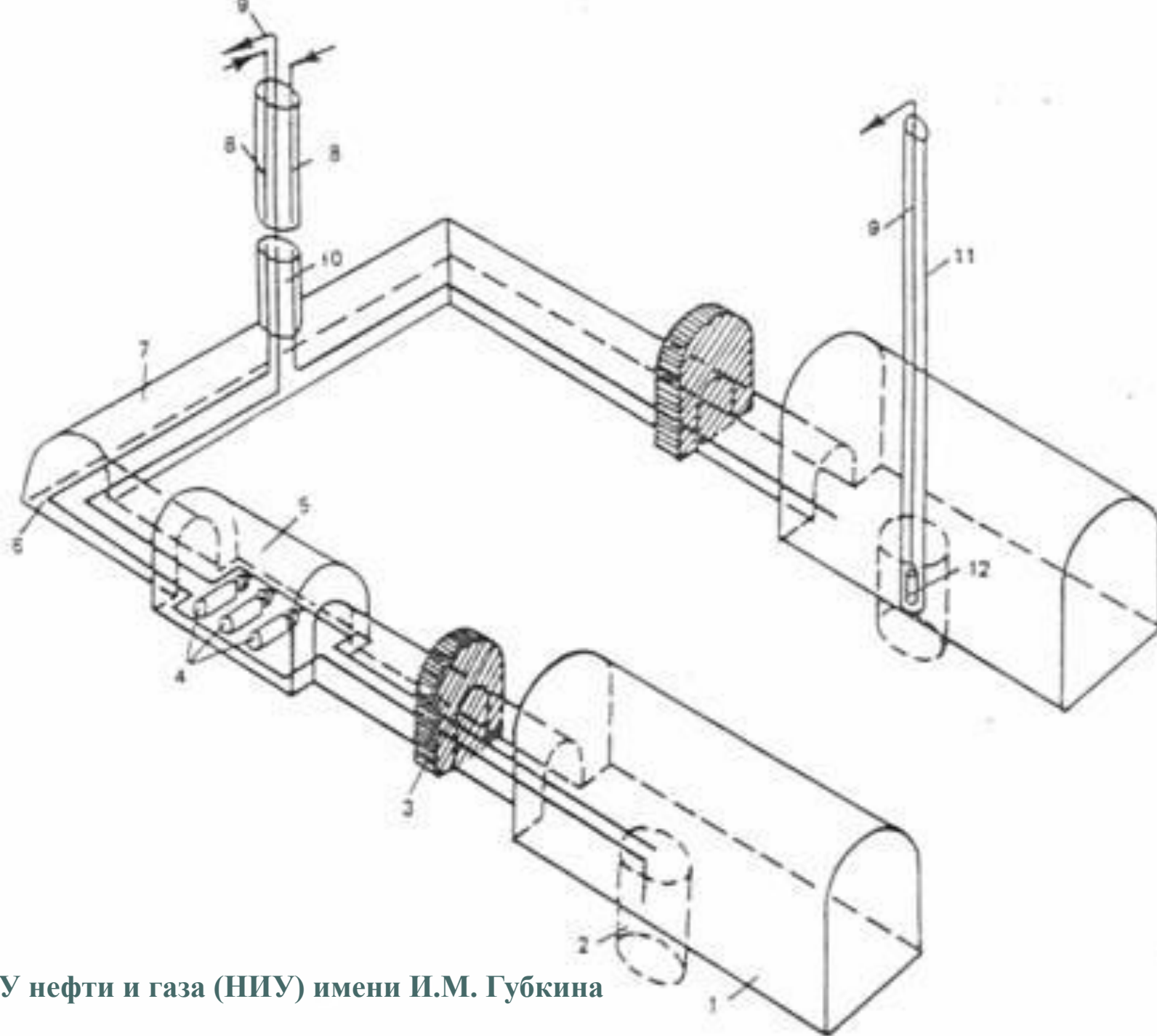




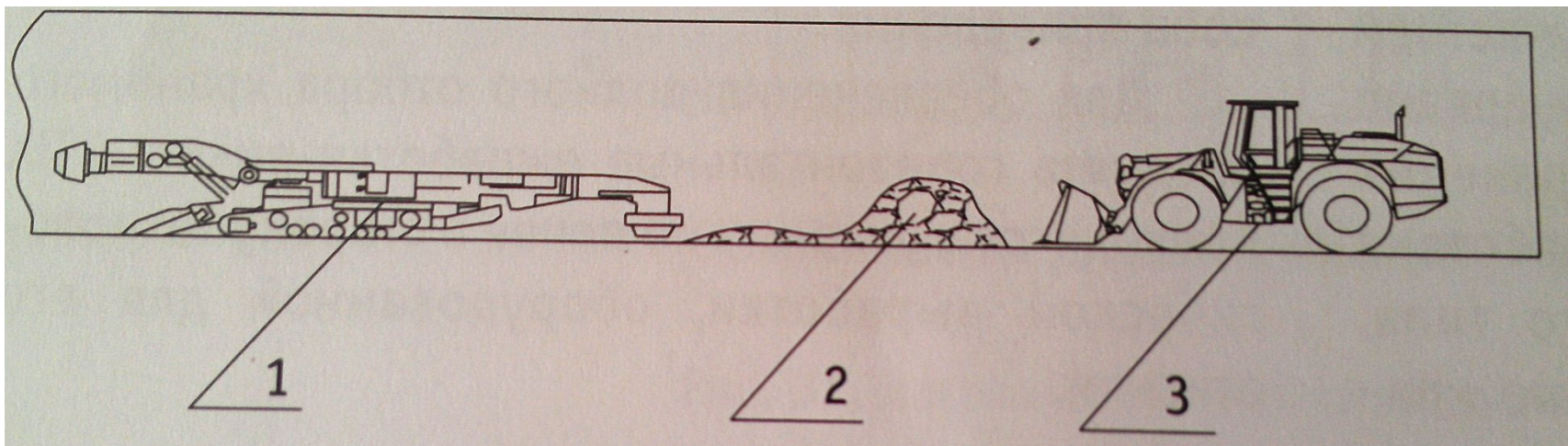
Схемы шахтных хранилищ камерного типа с обособленными выработками-емкостями для одного (а), двух (б), трех (в) и четырех (г) продуктов:

1 - выработка-емкость; 2 - вскрывающая выработка
 РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина





Для строительства ПХ шахтного типа используются горнопроходческие машины. Для создания горных выработок применяется комбайн, для транспортирования отбитой породы на поверхность – погрузо-доставочная машина (ПДМ)



Горнопроходческий комплекс:

1 – комбайн; 2 – отбитая порода; 3 – погрузо-доставочная машина





РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина





















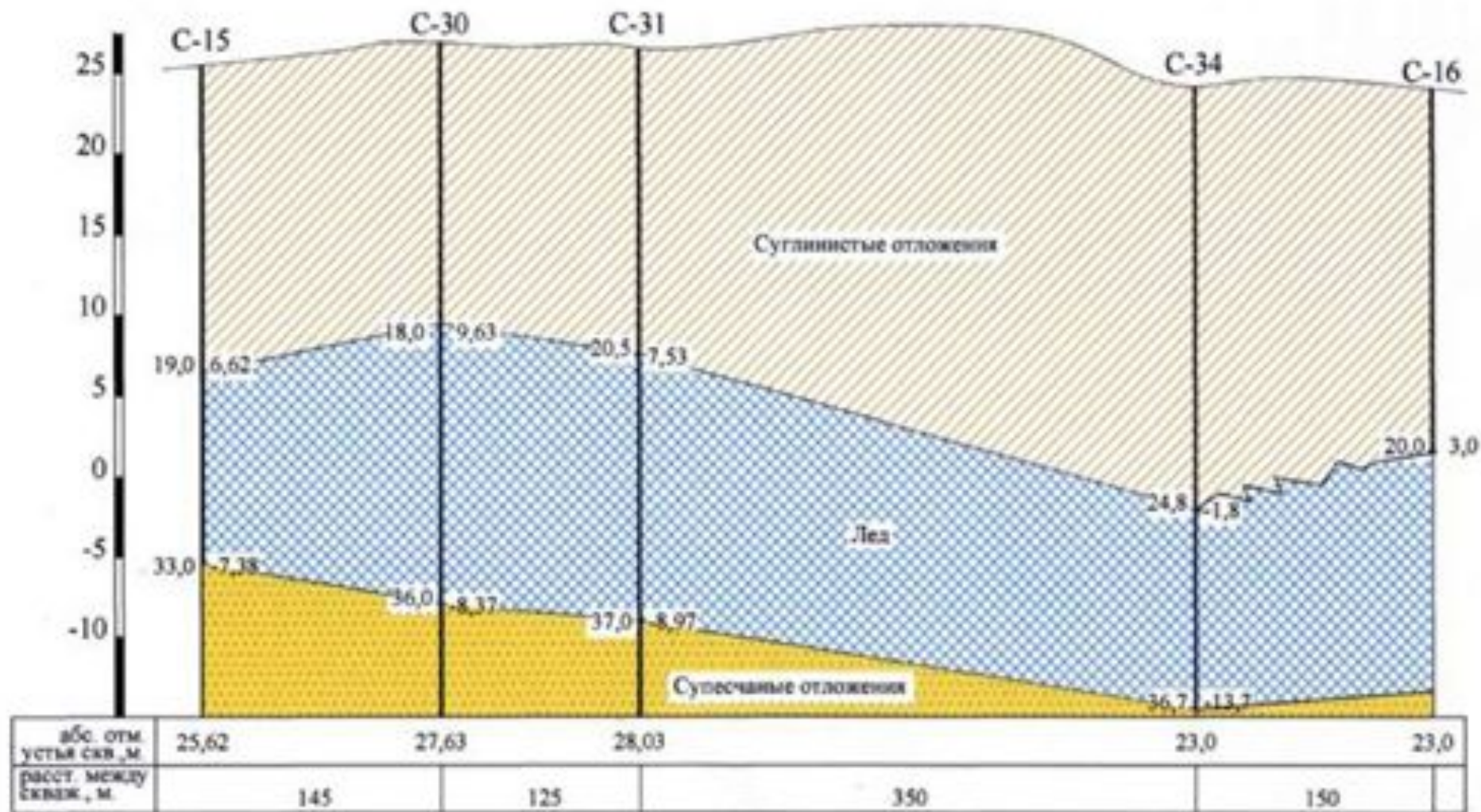


Рис. 1. Геологический разрез площадки на Бованенковском ГКМ

Максимальная мощность льда на Бованенковском ГКМ достигает **27 м**



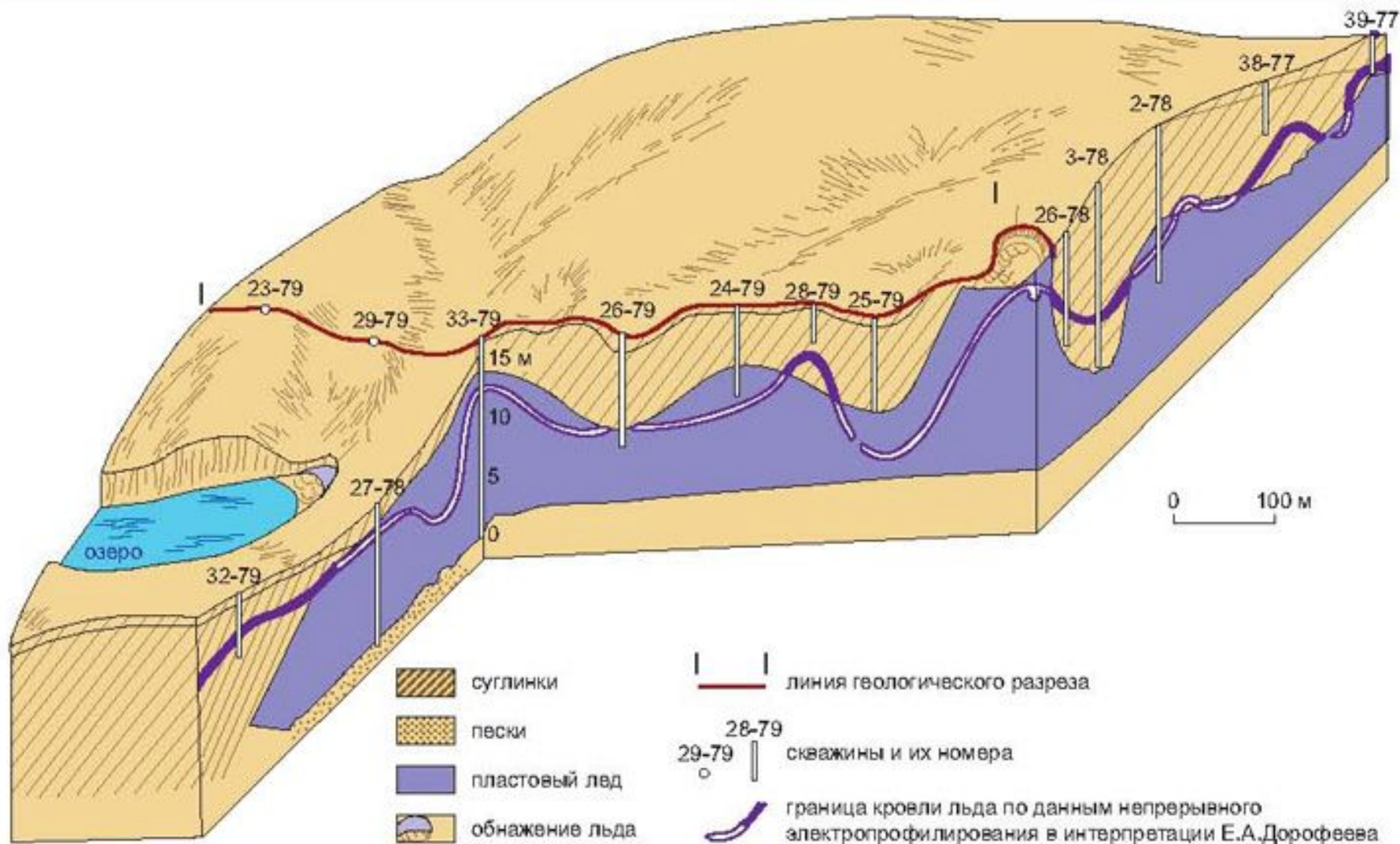


Рис. 11. Блок-диаграмма останца третьей террасы на правобережье реки Сейха [19]





**Пластовые льды мощностью более 20 м. Бухта Мира, о. Новая Сибирь.
Фото М.Анисимова**



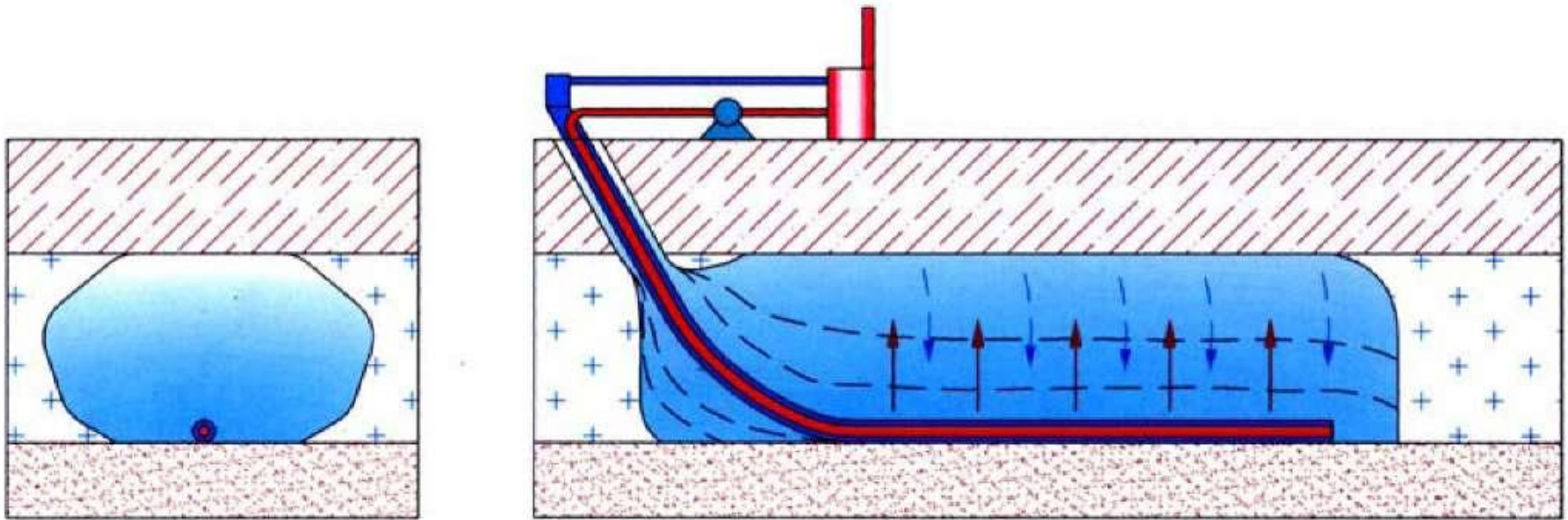


Рис. 2. Технологическая схема создания подземного хранилища в пластовом льду через одиночную скважину

Технологическая схема создания ПХ может быть реализована через одиночную скважину, оборудованную сдвоенной колонной труб



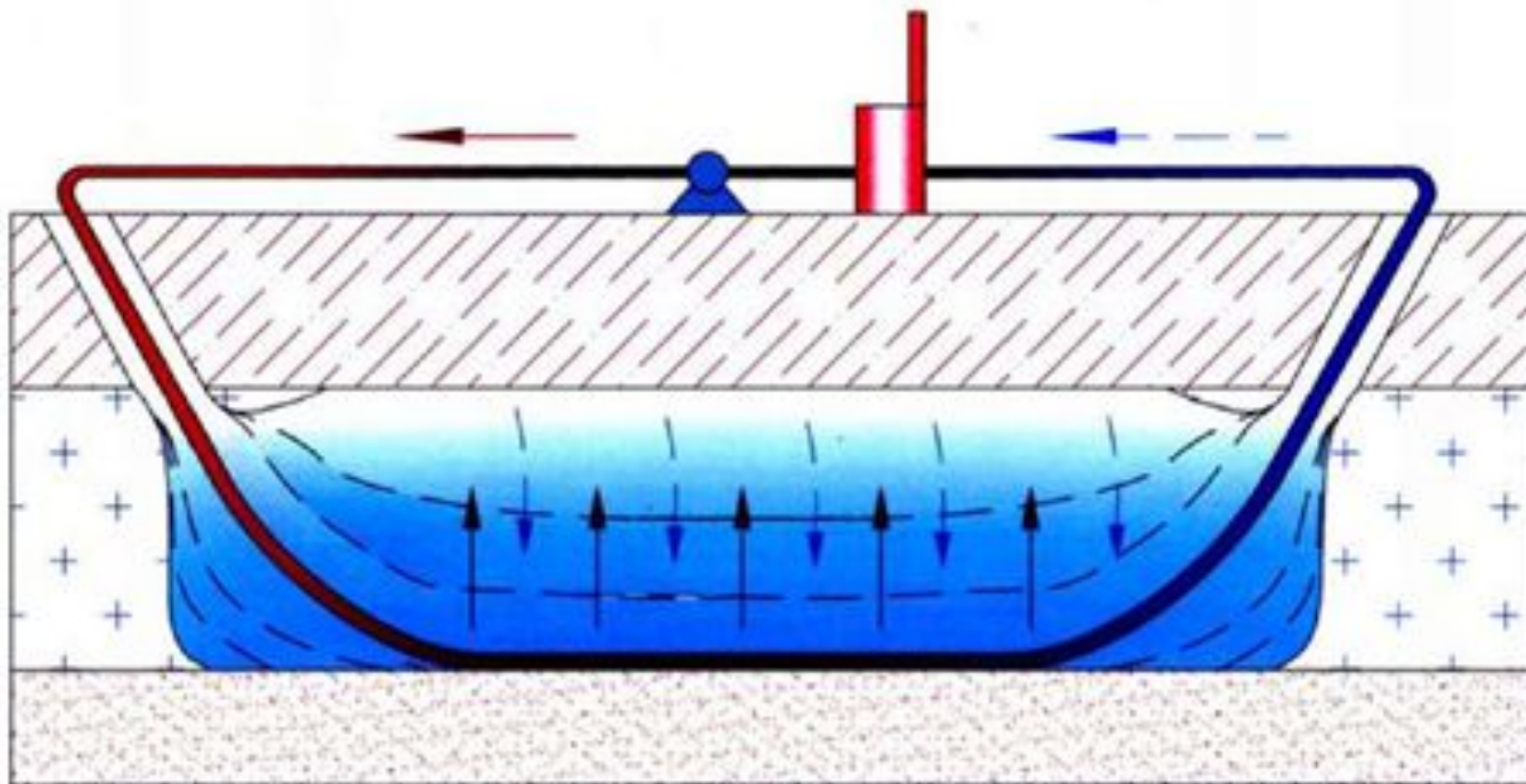


Рис. 3. Технологическая схема создания подземного хранилища в пластовом льду через скважину с двумя выходами на поверхность

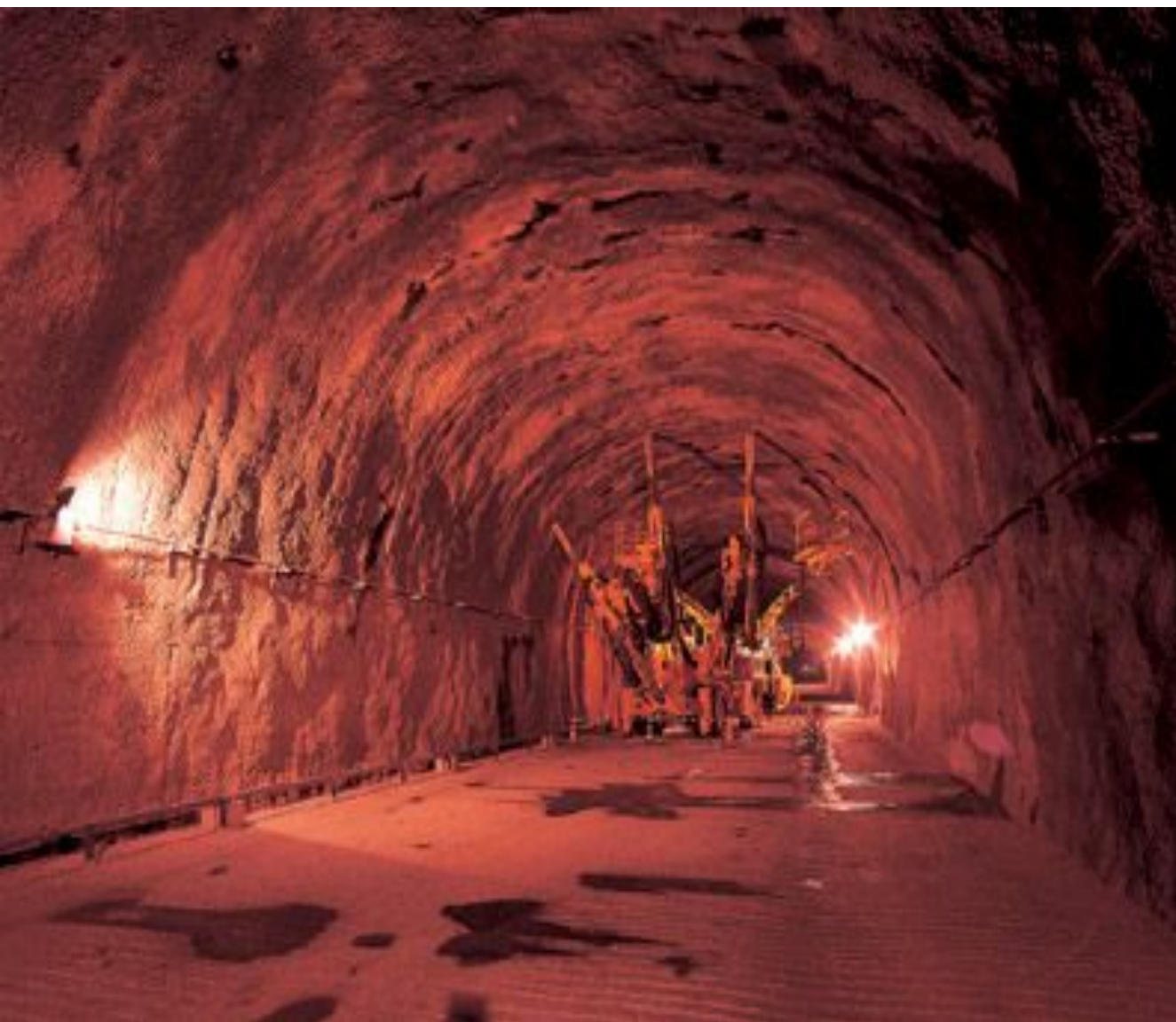
Или же через скважину, имеющую два выхода на поверхность и оборудованную одной колонной труб



Преимущества создания ПХ в пластовом льде

- существенное снижение затрат по сравнению со строительством шахтных ПХ;
- возможность строительства в летний и зимний периоды с использованием попутного природного газа для нагревания теплоносителя;
- единичный объем одного ПХ 20 и более тыс. м³
- минимальные трудозатраты при строительстве;
- Строительство ПХ без присутствия людей в очистном пространстве.





Национальный центр хранения нефти Кусикино, расположенный в префектуре Кагосима (Япония). Глубина 42 м. Пещер три, ширина каждой 18 м, высота — 22. Одна из пещер имеет 1100 м в длину, а две другие 2200 м. Общая ёмкость составляет 1,75 млн. тонн.

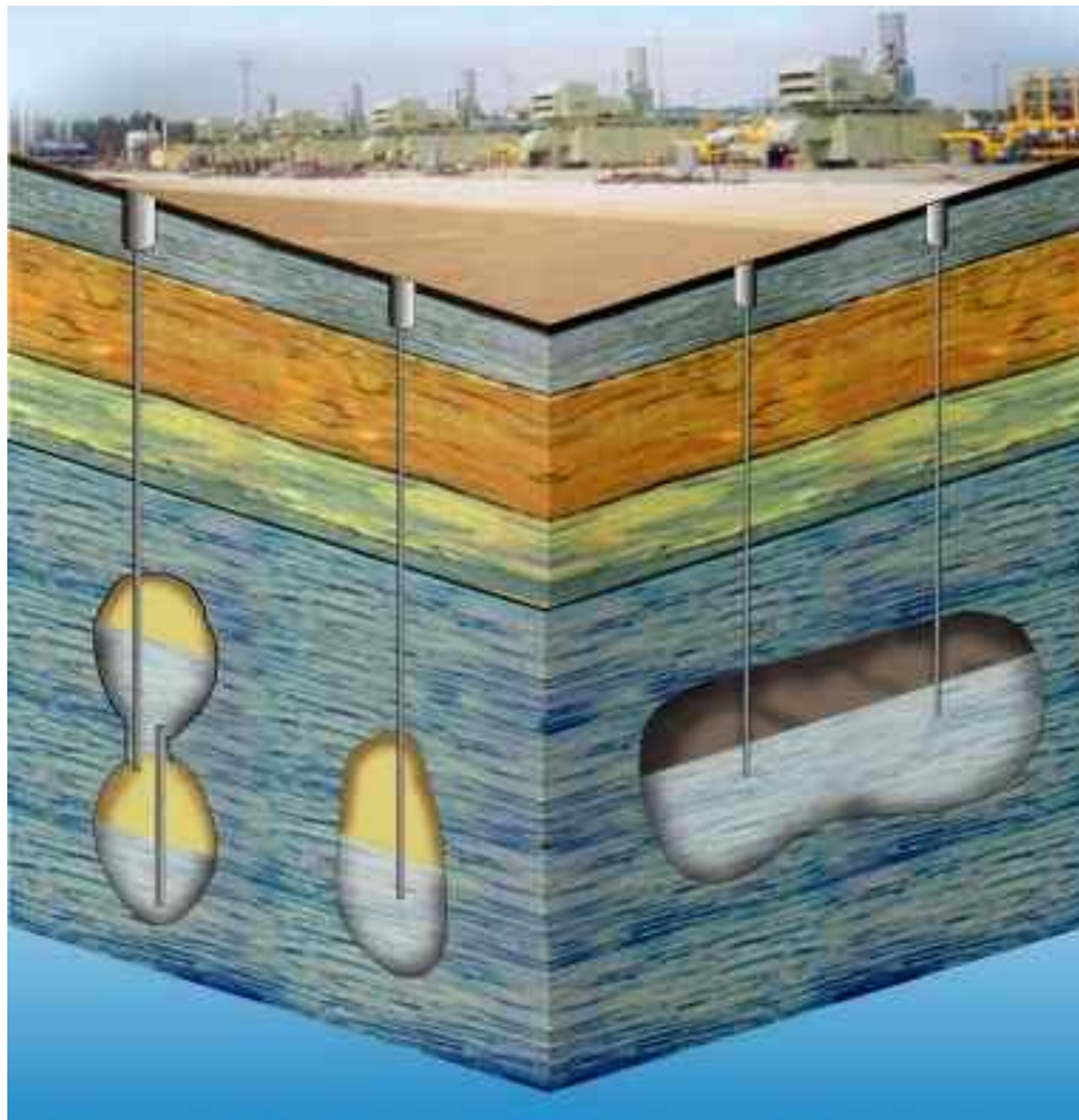




Шотландия.
Резервуары для хранения нефти.
Созданы в 1938 году.
Проект был задуман как ответная реакция Великобритании на укрепление вооруженных сил Германии в 1930-х годах.
Строительство было полностью завершено в 1941 году. К тому моменту шесть резервуаров могло вместить около 120 миллионов литров топлива.



ПХГ в соляных пластах



Бесшахтные подземные хранилища в каменной соли

Хранение жидкостей и газов

Подготовка
нефти и газа

Захоронение
промышленных
отходов

Жидкие
продукты

Сжиженные
углеводород-
ные газы

Газо-
образные
продукты

Нефтяная
промышлен-
ность

Газовая
промышлен-
ность

Нефть

Газовый конденсат

Светлые нефтепродукты

Мазут

Рассол

Широкая фракция легких углеводородов

Пропан

Бутан

Пентаны

Пропилен

Бутилен

Природный газ

Этилен

Гелий

Азот

Воздух для воздушно-аккумуляторных
газотурбинных электростанций

Отстой воды, сепарация нефти
и нефтяного газа

Продувка скважин, сепарация
газа и газового конденсата

Захоронение промышленных отходов

Депонирование промышленных отходов



Методы утилизации рассола

Передача рассолопотребляющим предприятиям

☐

☐ Передача кондиционного рассола ($C_{\text{NaCl}}=300 \text{ кг/м}^3$)

☐ Передача некондиционного рассола для последующего до насыщения

Закачка в акватории

☐

☐ Закачка в моря и соленые озера

Закачка в отработанные горные выработки

☐

Выпарка с получением пищевой или технической соли

☐

☐ Выпарка при помощи мобильного или стационарного оборудования

☐ Естественная выпарка (в районах с аридным климатом) в соленых озерах, котлованах и т.п.

Передача рассола нефтедобывающим предприятиям

☐

☐ Законтурное заводнение залежей

Закачка в глубокие водоносные горизонты

☐

Использование в качестве оперативного рассола при рассольной эксплуатации ПХГ

☐

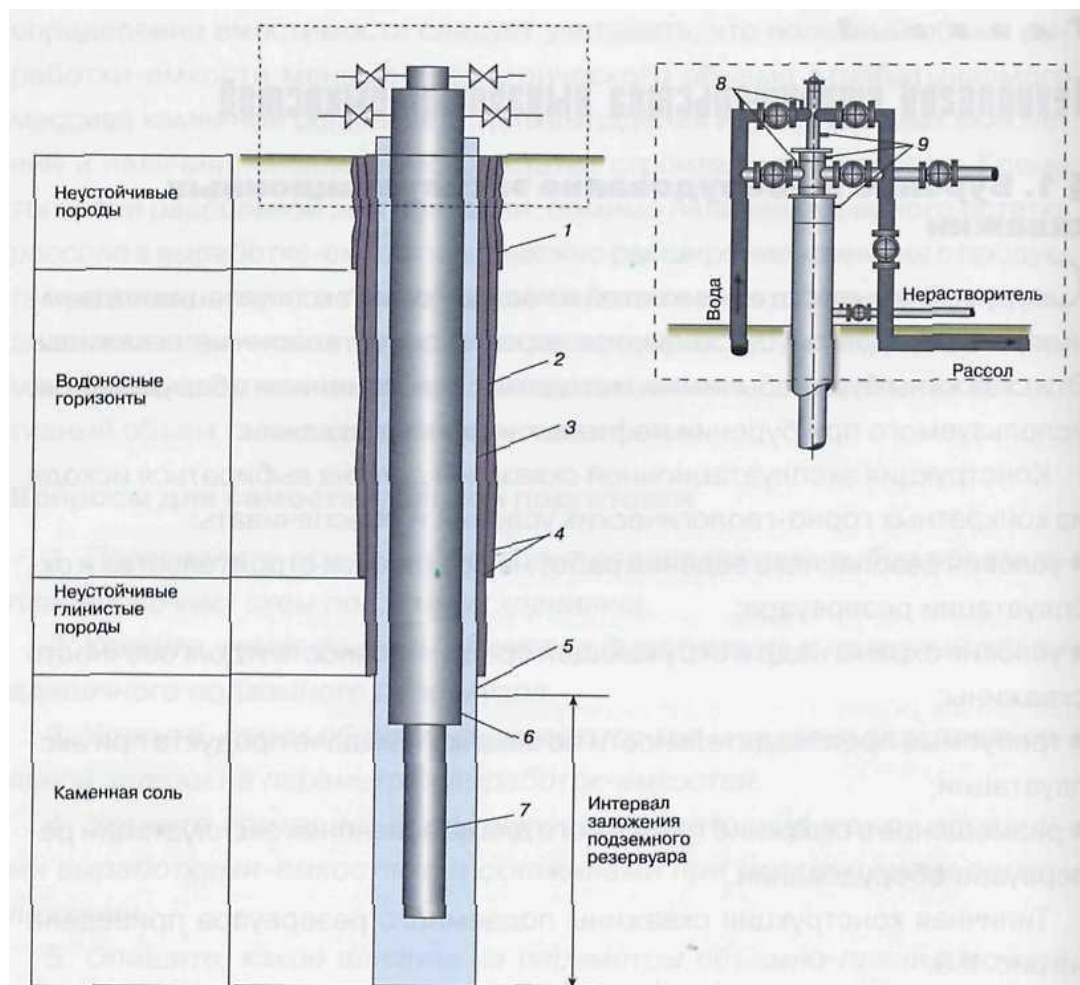


Рис. II.9. Конструкция скважины, подготовленной к сооружению бесшахтного резервуара:

1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – основная обсадная колонна; 4 – цементный камень; 5 – необсаженная часть скважины; 6 – внешняя подвесная колонна; 7 – центральная подвесная колонна; 8 – термокарманы; 9 – пробоотборные краны



Технологические режимы подачи растворителя

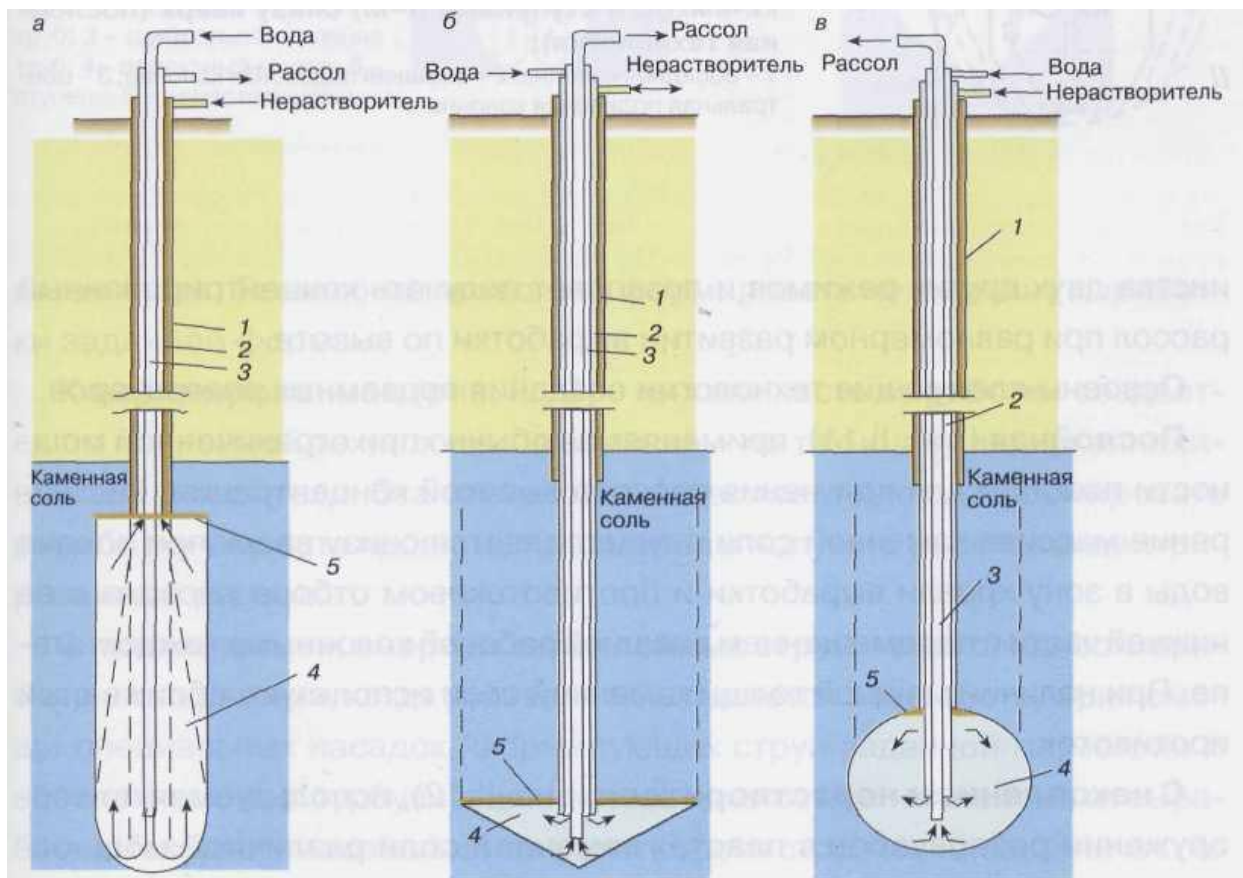


Рис. II.10. Основные технологические режимы подачи растворителя:

а – прямоточный; б – противоточный; в – сближенный противоток; 1 – обсадная колонна; 2 – внешняя подвесная колонна труб; 3 – центральная подвесная колонна труб; 4 – выработка-емкость; 5 – нерастворитель



Схемы сооружения подземных выработок

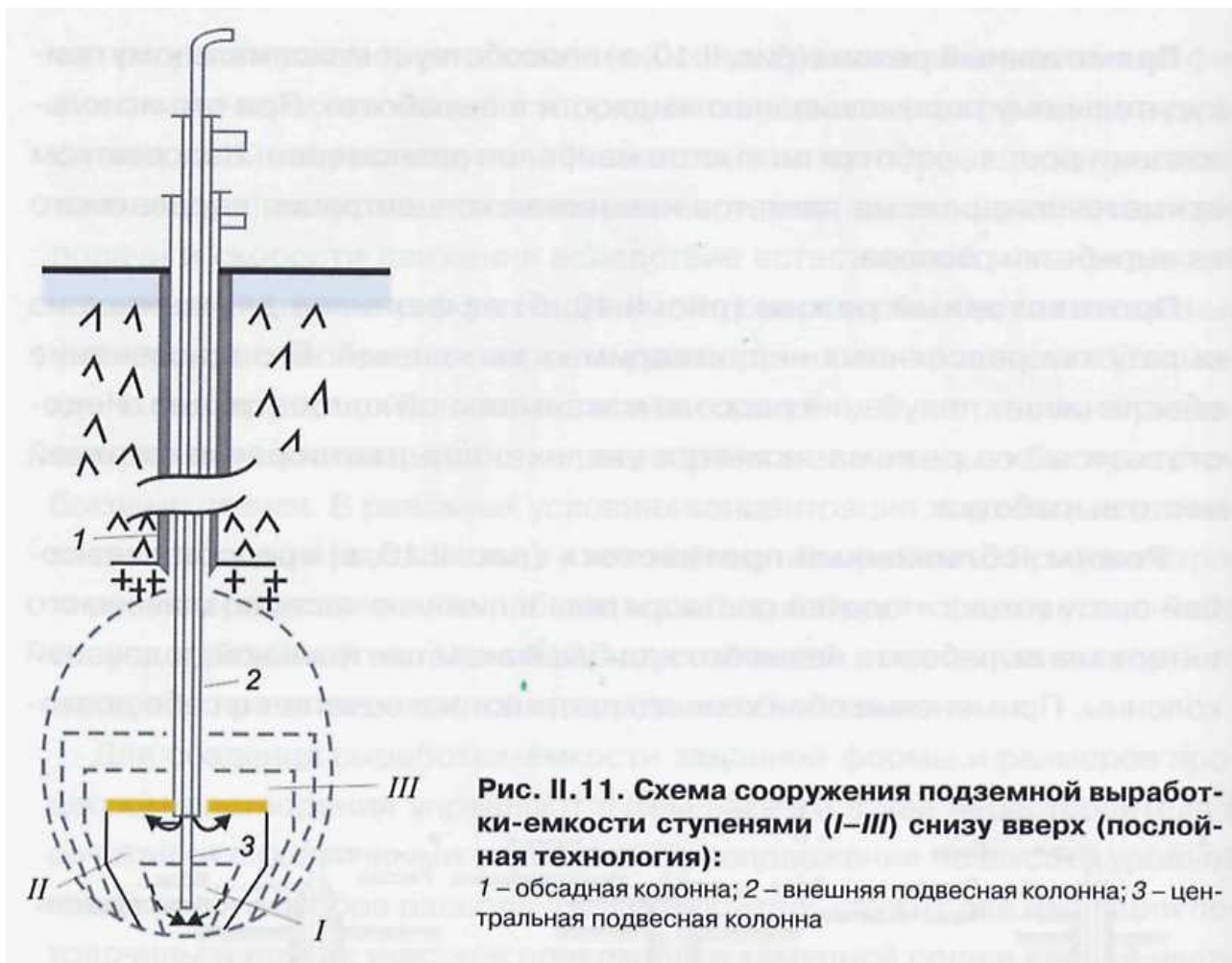


Рис. II.12. Схема сооружения подземной выработки-емкости с накоплением нерастворителя по методу "сверху вниз"

а – первый этап: создание первоначальной прямооточной выработки в чистой соли (в загрязненной предусматривается создание гидровруба); б – второй этап: I, II – соответственно ступенчатая и бесступенчатая подкачка нерастворителя; 1 – обсадная колонна труб; 2 – внешняя колонна труб; 3 – центральная колонна труб; 4 – проектный контур; 5 – ступень; 6 – нерастворитель

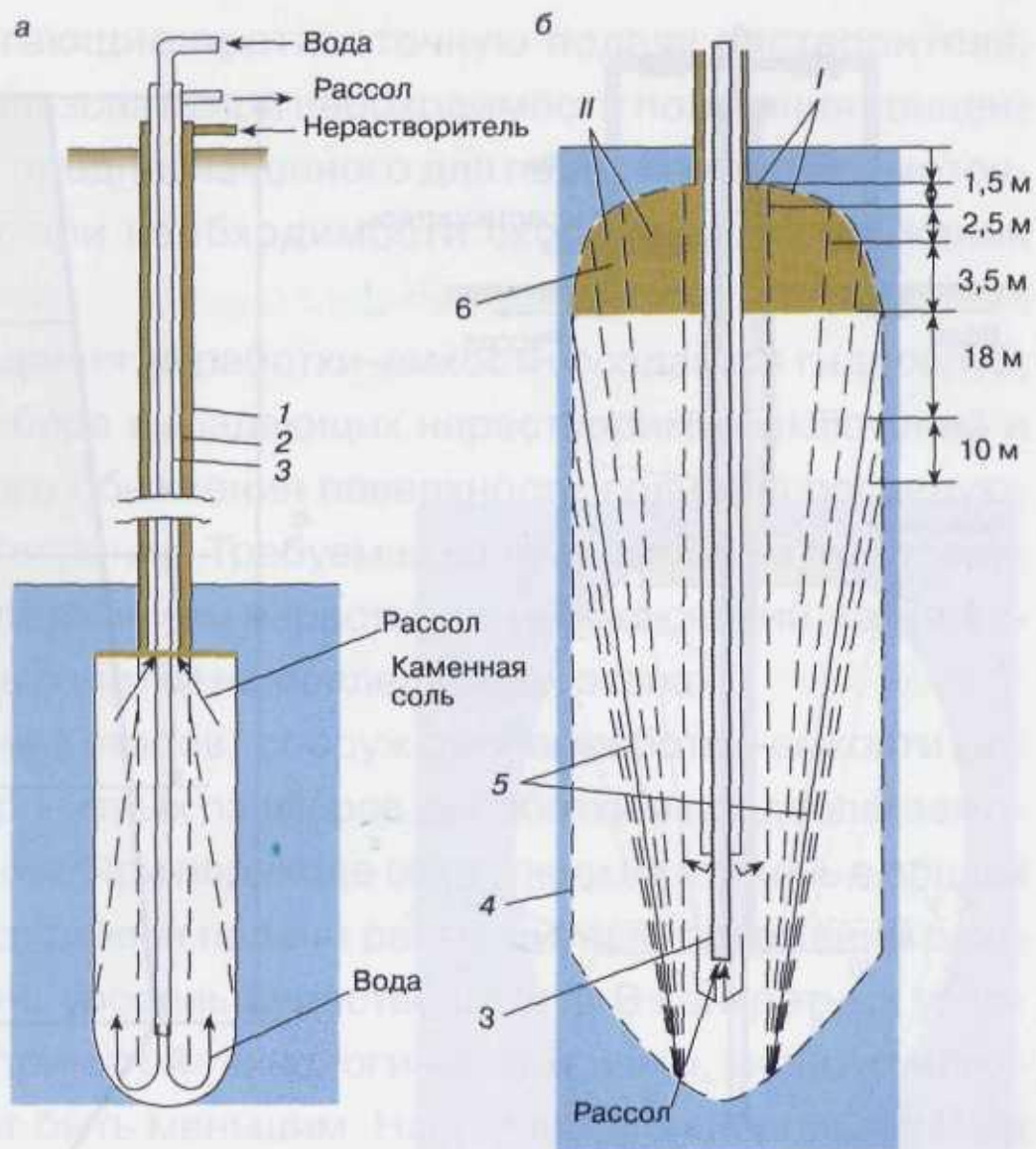
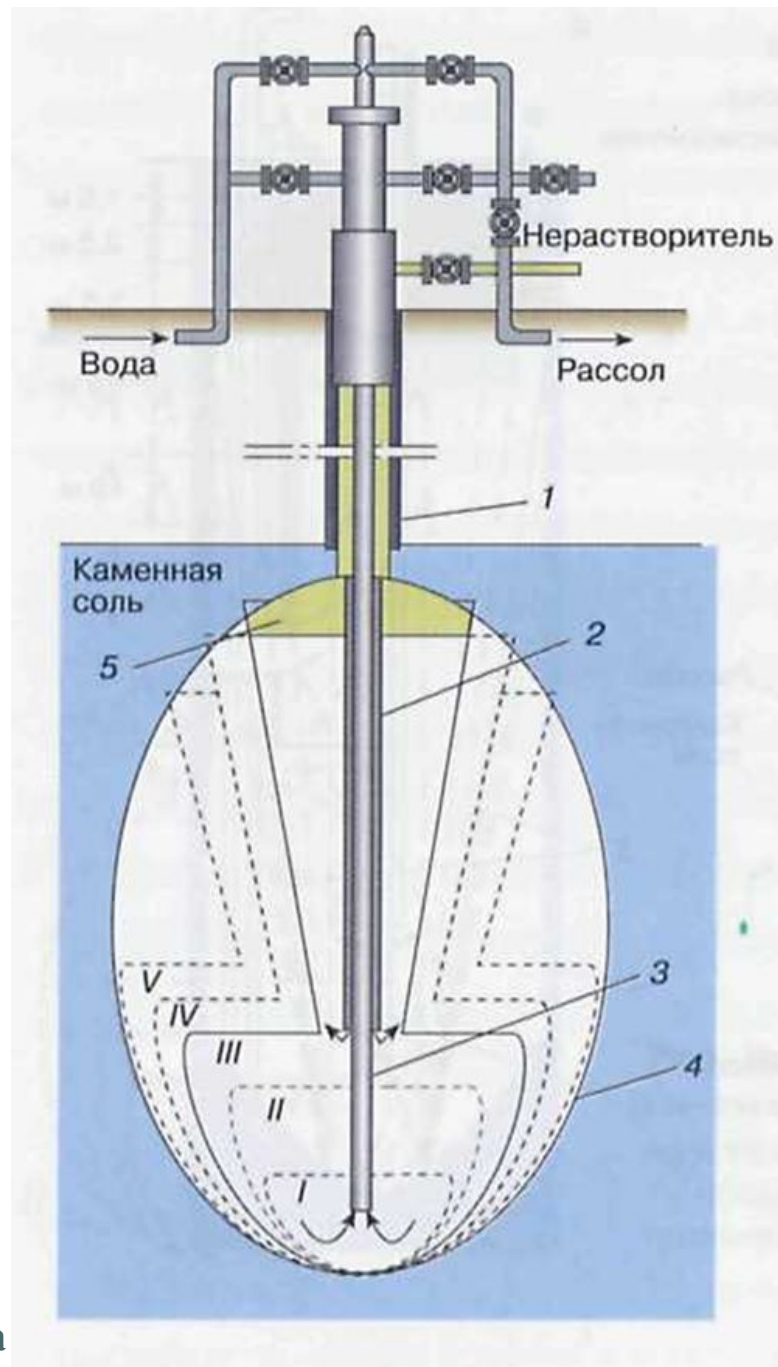


Рис. II.13. Схема комбинированного метода сооружения подземной выработки-емкости:

I–V – ступени; 1 – обсадная колонна труб;
 2 – внешняя подвесная колонна труб;
 3 – центральная подвесная колонна труб;
 4 – контур проектной выработки-емкости;
 5 – нерастворитель



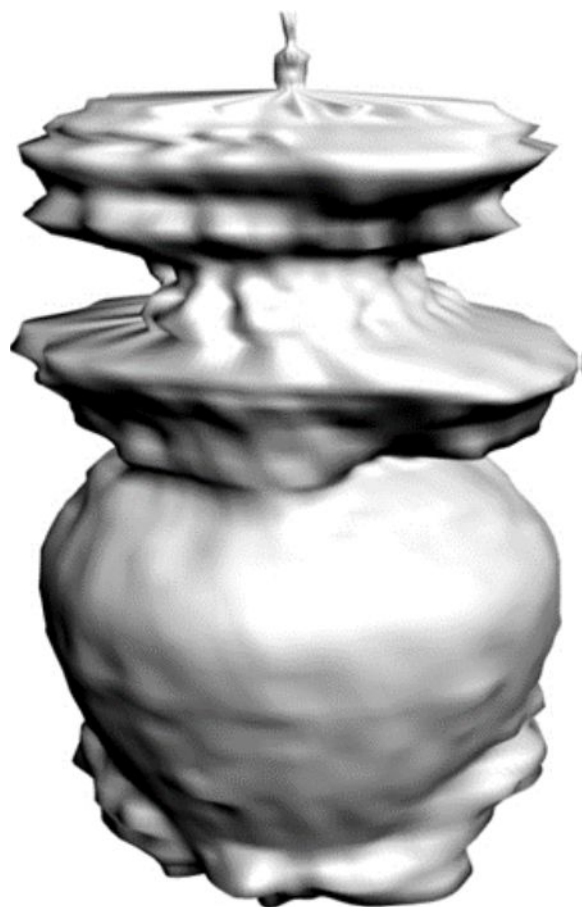
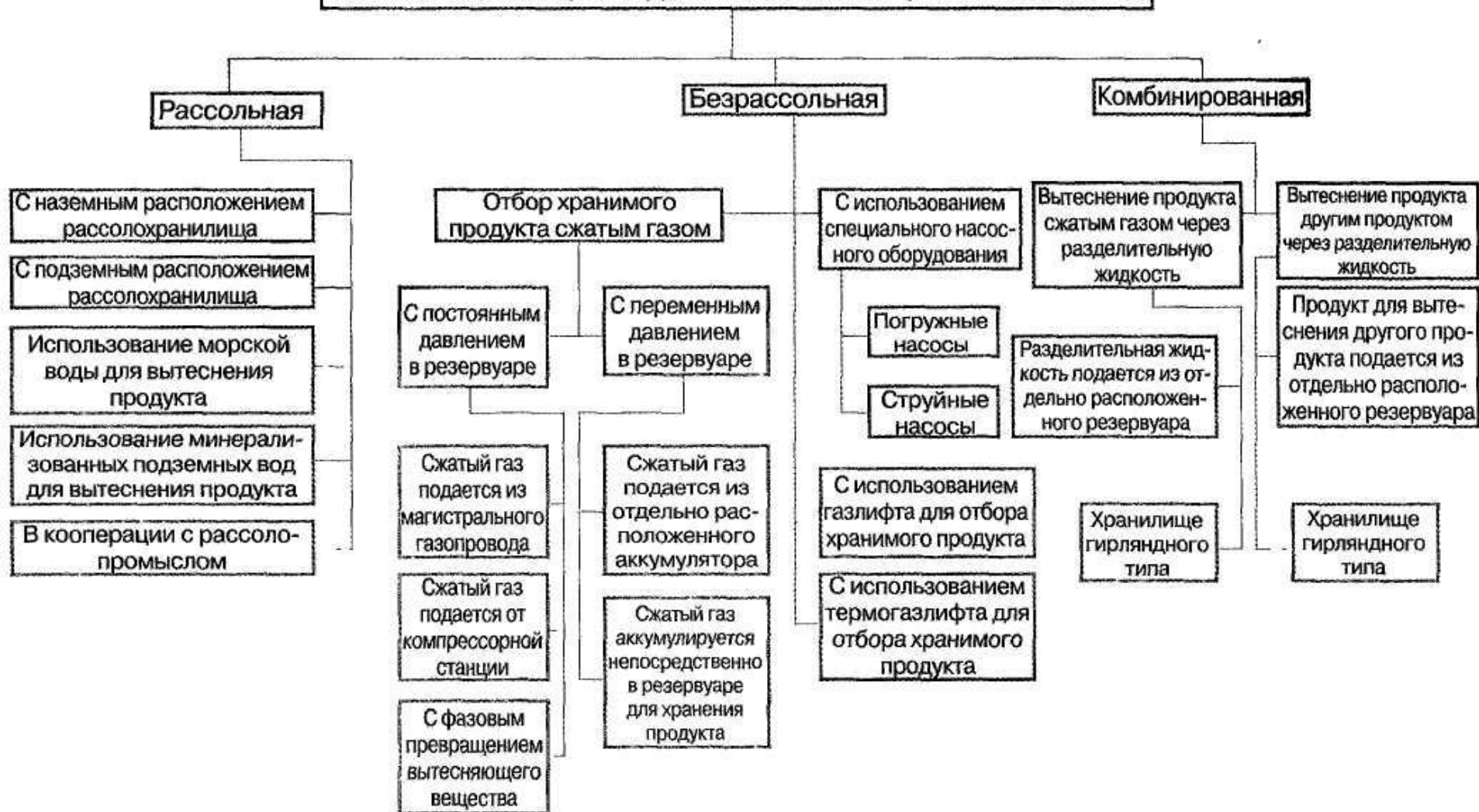
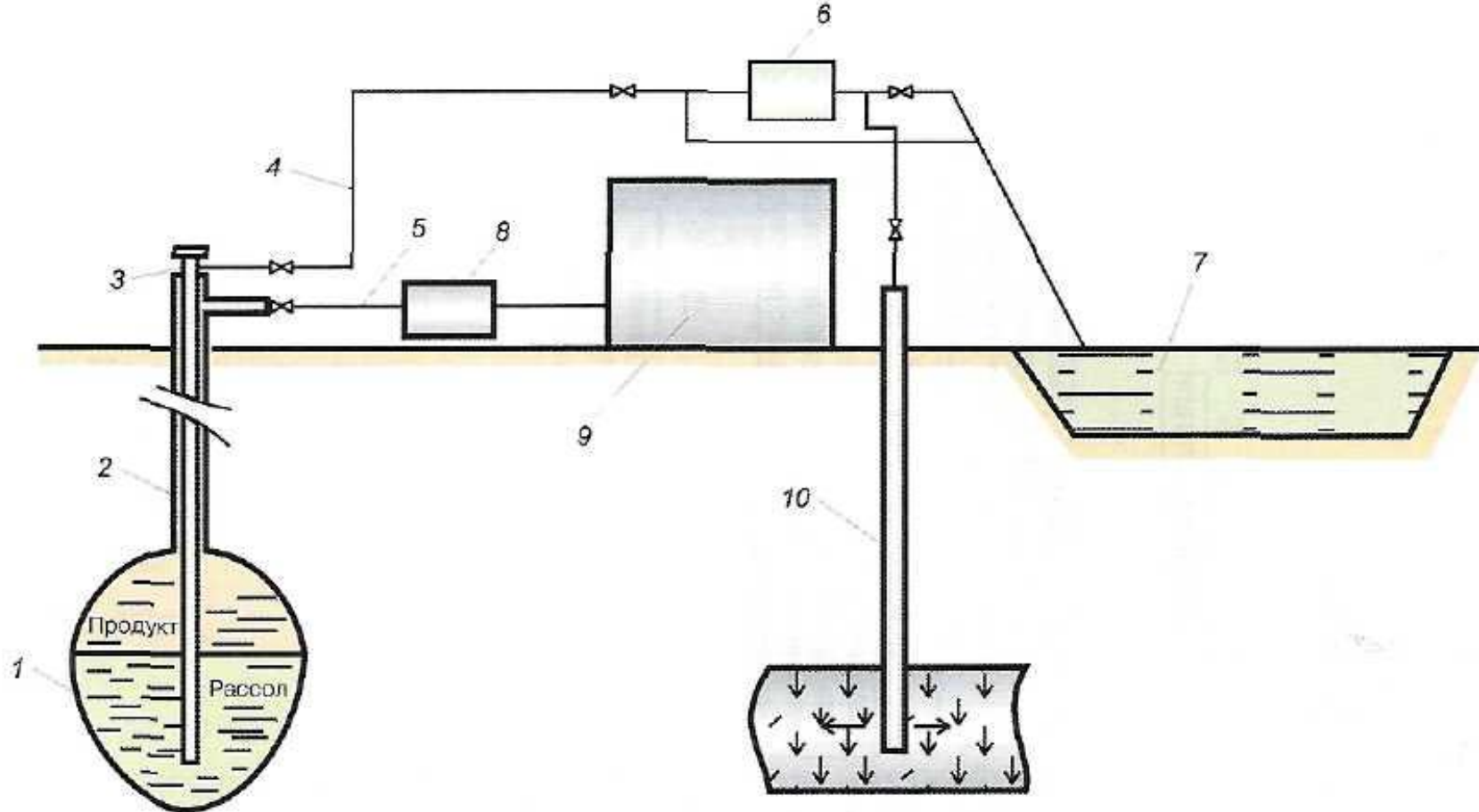


СХЕМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ В КАМЕННОЙ СОЛИ

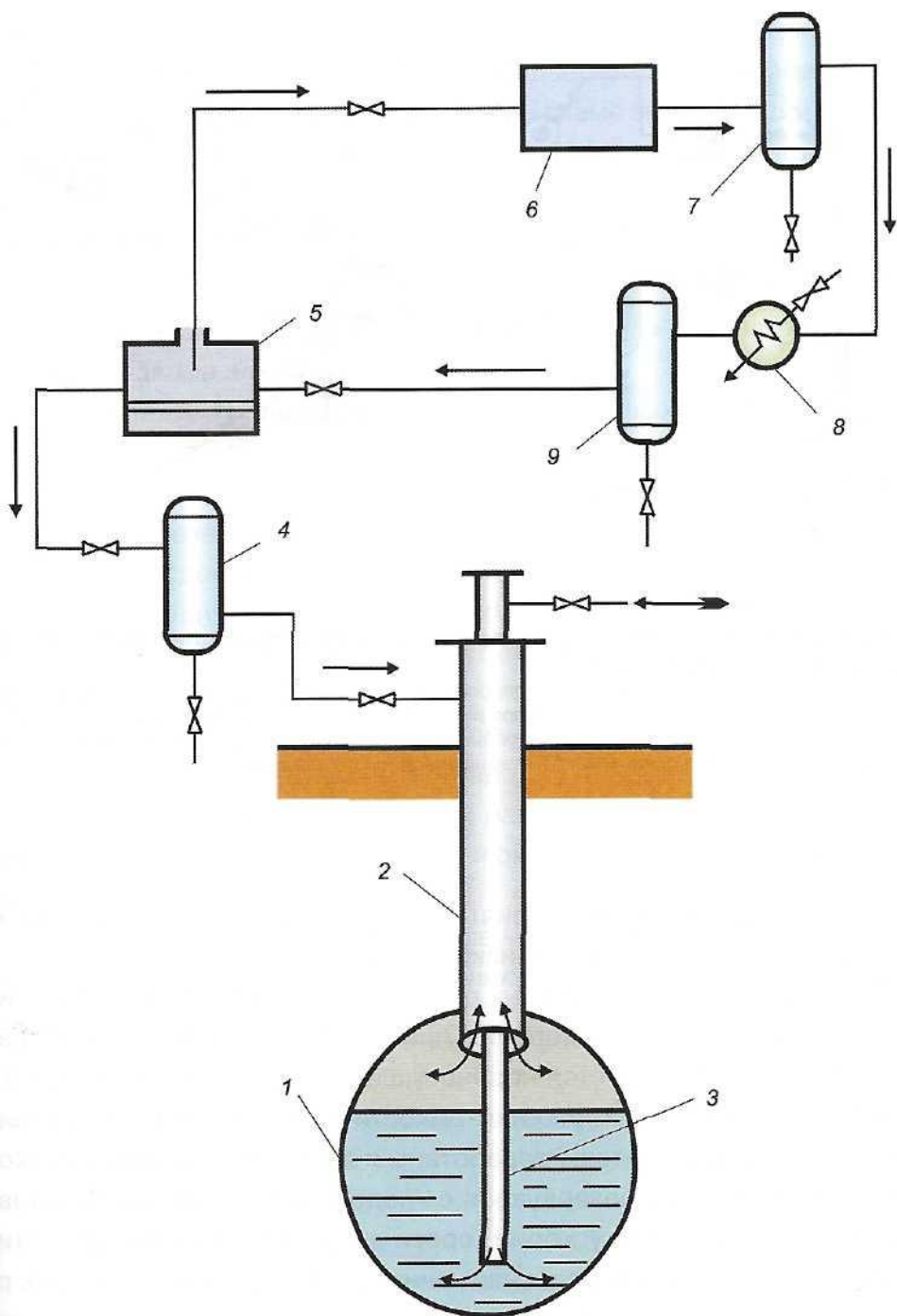




Технологическая схема рассольной эксплуатации подземного хранилища в отложениях каменной соли:

1 - выработка-емкость; 2 - обсадная колонна; 3 - центральная колонна: 4 - рассол о про вод; 5 -продуктопровод; 6 - насос для перекачки рассола; 7 - рассолохранилище; 8 - насос для перекачки продукта; 9 - буферный резервуар для нефтепродукта; 10 - скважина для закачки рассола в недра

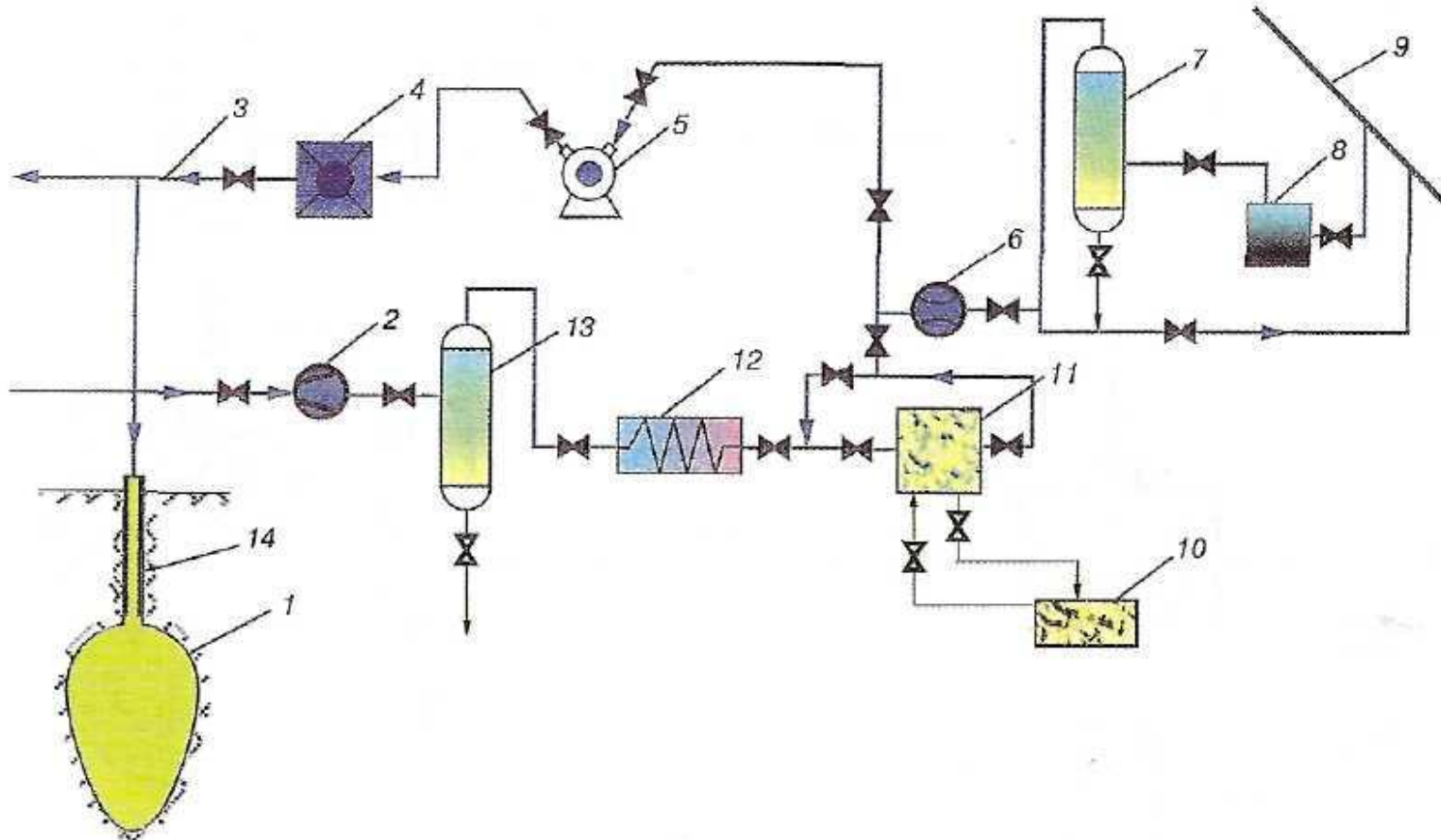




Технологическая схема эксплуатации подземного хранилища в отложениях каменной соли при вытеснении продукта газом:

1 - подземный резервуар; 2 - обсадная труба; 3 - центральная колонна; 4 - газосборник; 5 - компрессор; 6 - воздушный теплообменник; 7 - ресивер; 8 - водяной теплообменник; 9 - газо-теплообменник

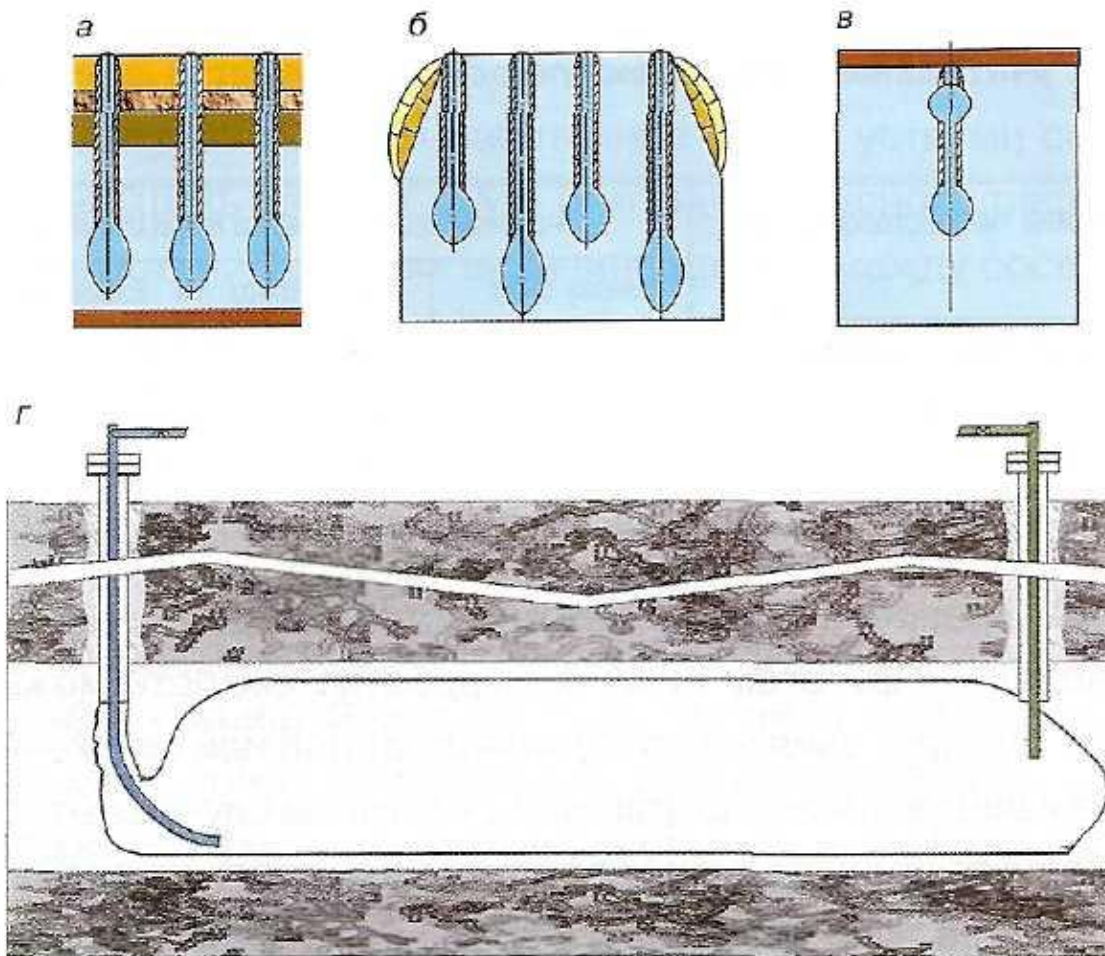




Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища газа в каменной соли:

7 - подземный резервуар, 2-узел дросселирования газа; 3-газовый шлейф; 4-холодильник газа; 5 - компрессорная станция; 6 - узел замера расхода газа; 7 - фильтр-сепаратор; 8 - пылеуловитель; 9 - магистральный газопровод; 10 - установка регенерации абсорбента; 11 - абсорбер; 12 -узел подогрева газа; 13 - сепаратор; 14 - эксплуатационная скважина

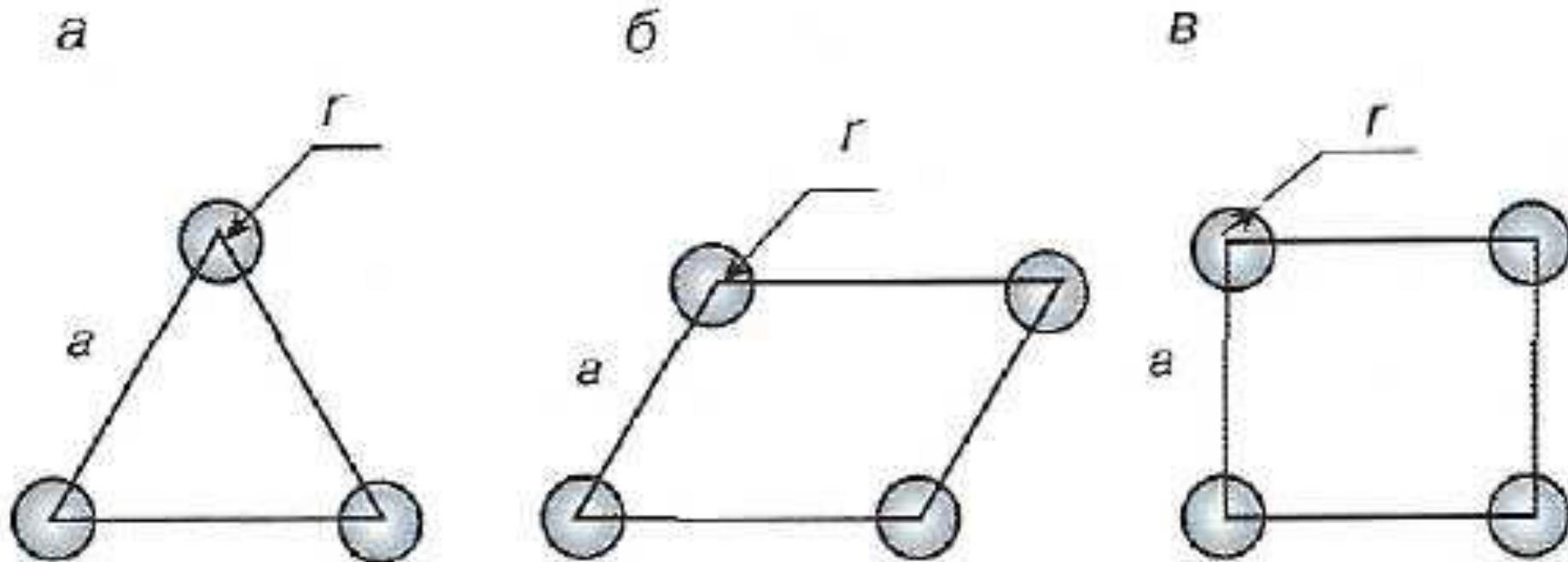




Принципиальные объемно-планировочные схемы бесшахтных резервуаров в каменной соли:

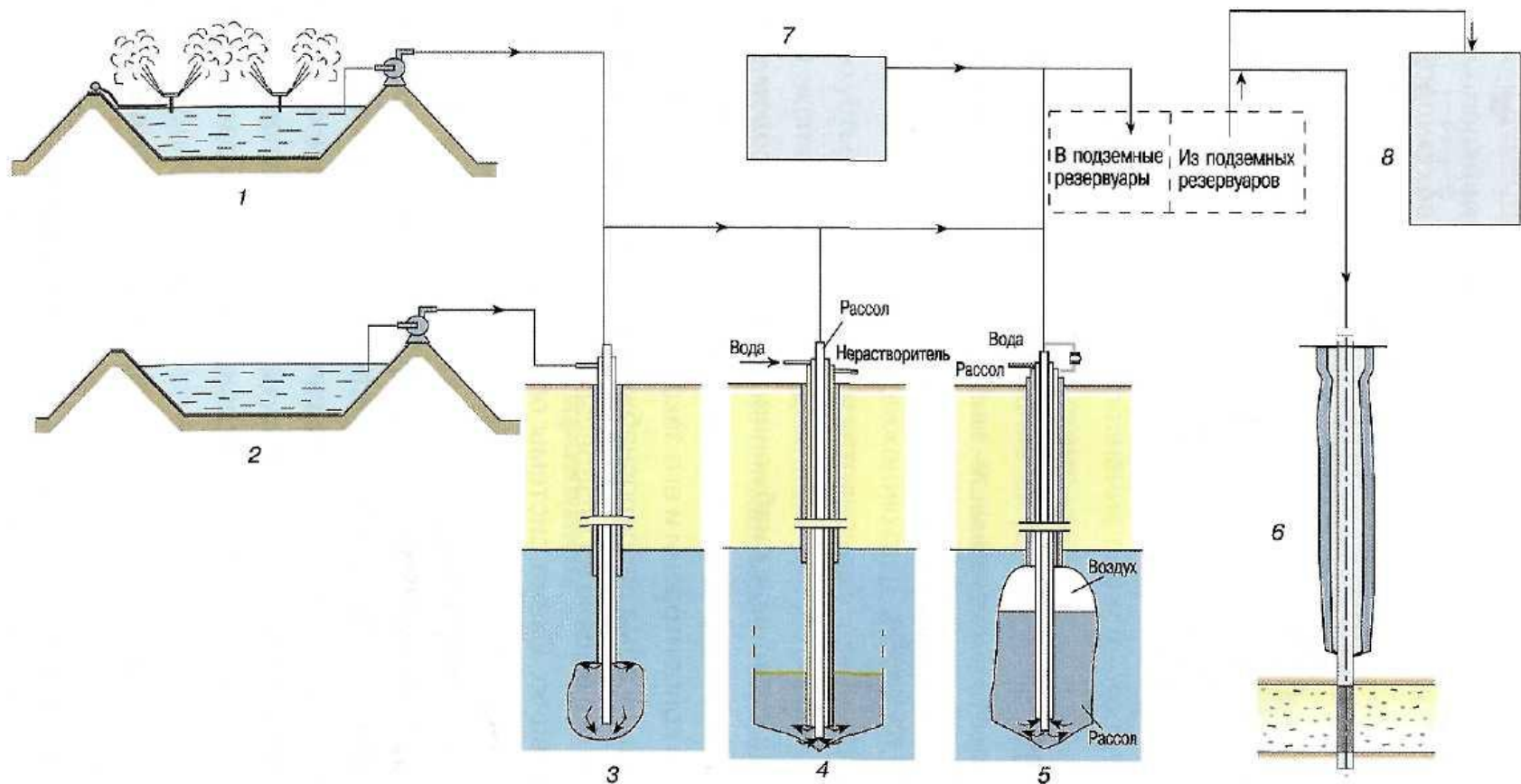
а - вертикальная на одном уровне; б - вертикальная на различных уровнях; в - двухъярусная на одной вертикальной скважине; г - тоннельная





План расположения выработок-емкостей по треугольной (а), ромбической (б) и квадратной (в) сетке





Общий вид схемы оперативного рассолоснабжения:

1 - рассолохранилище с системой поддержания концентрации рассола; 2 - рассолохранилище со скважиной донасыщения рассола; 3 - скважина донасыщения рассола; 4 - подземное рассолохранилище; 5 - подземное рассолохранилище с упругой газовой подушкой; 6 - нагнетательная скважина для захоронения рассола в глубокие водоносные горизонты; 7 - рассолодобывающее предприятие; 8 - рассолопотребляющее предприятие



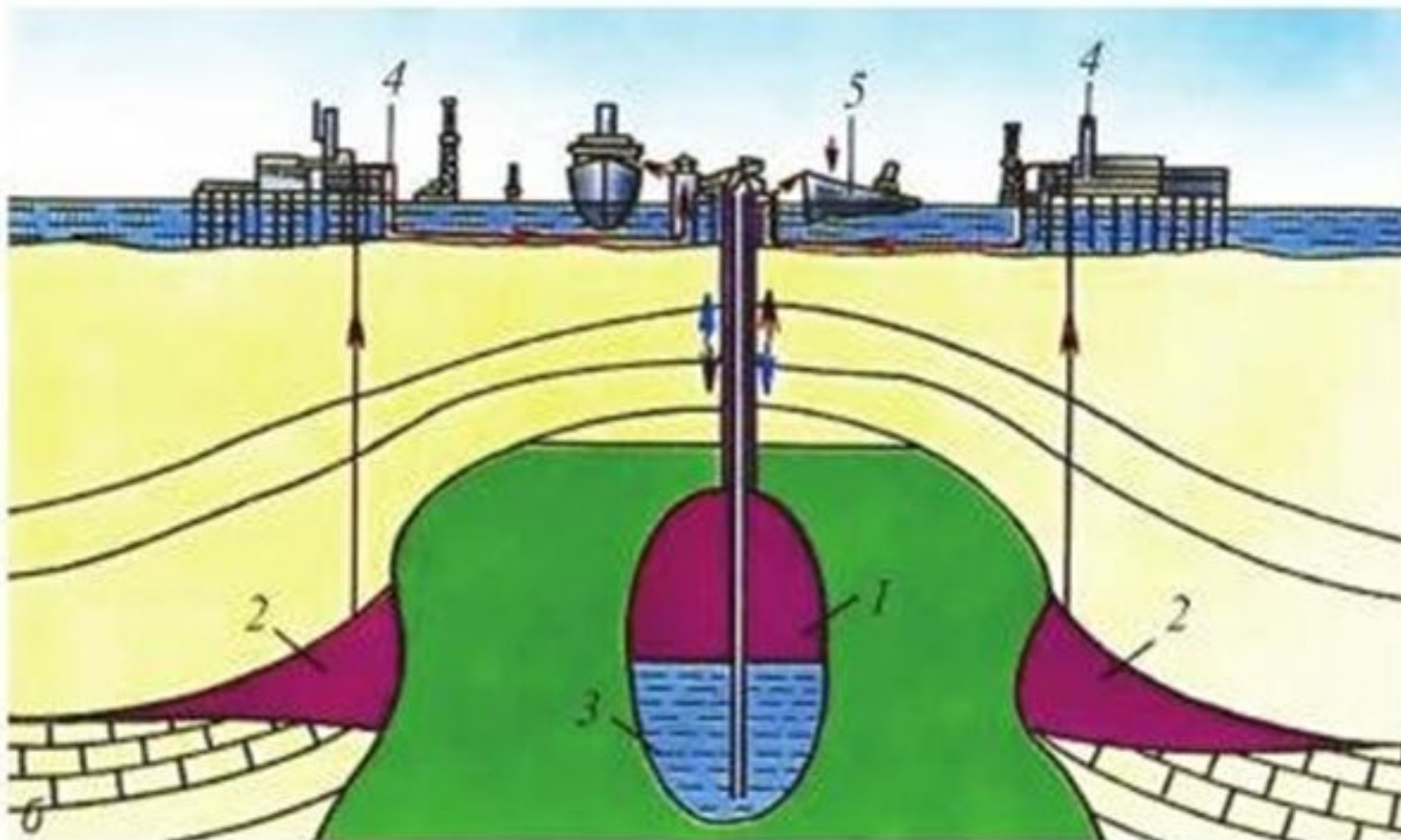
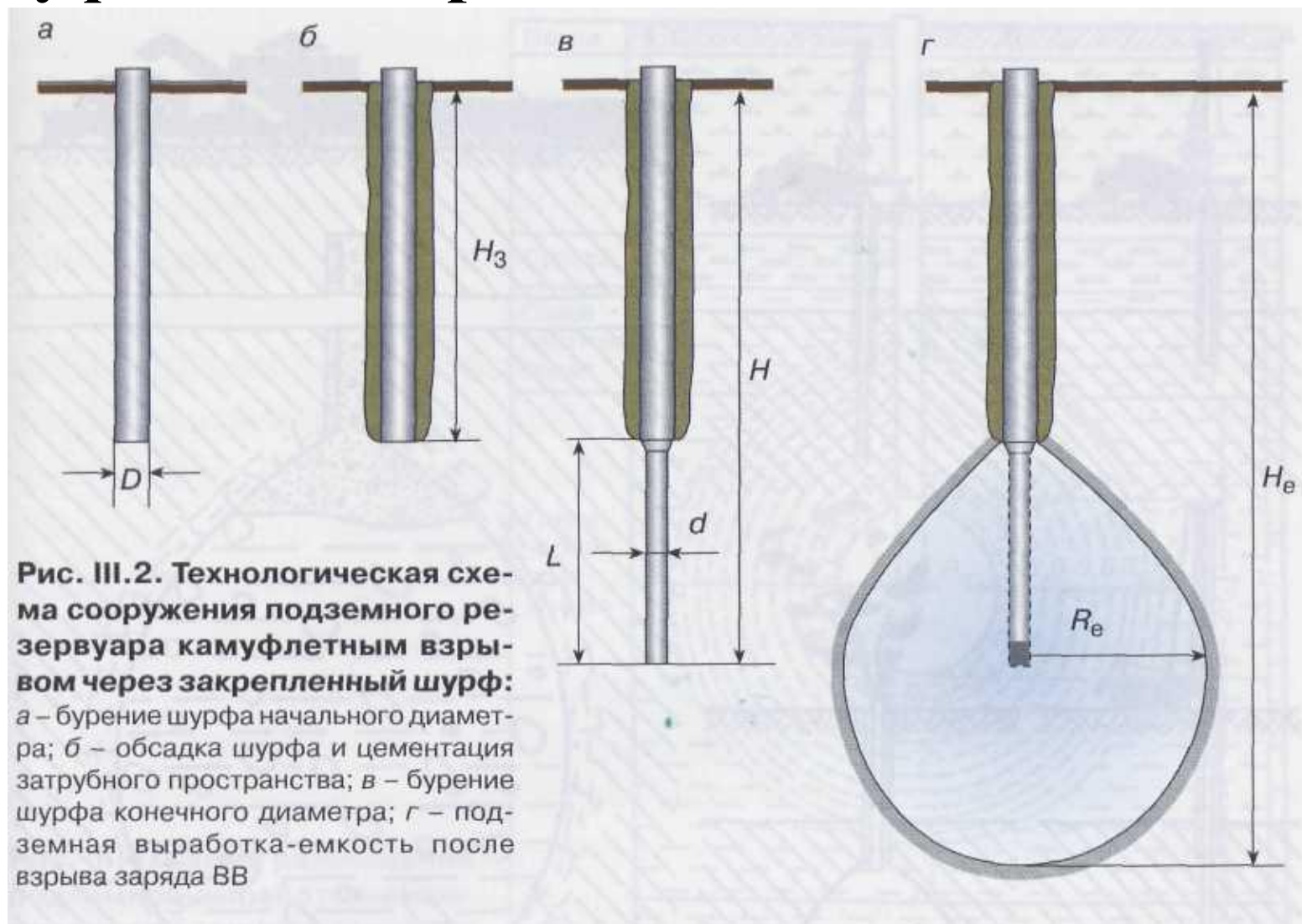


Рис. 3.38. Схема подземного нефтехранилища в соляном куполе ниже дна моря: 1 – нефть хранимая; 2 – нефть добываемая; 3 – морская вода; 4 – буровая платформа; 5 – нефтеналивное судно



Создание подземных резервуаров методом камуфлетных взрывов



Спасибо за
внимание



Взгляд со стороны

ЖЖ Антон Палей

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА.
ЧТО, ЗАЧЕМ И ПОЧЕМУ.



Подземное хранилище газа (ПХГ) представляет собой геологическую структуру или искусственный резервуар, используемый для хранения газа. Очень часто хранилища создаются на месте истощенных газовых или нефтяных месторождений, а также в водоносных или соляных пластах. Использование подземных хранилищ (ПХГ) позволяет регулировать сезонную или суточную неравномерность потребления и обеспечивать гибкость и надежность поставок газа.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина





Как уже было сказано выше ПХГ, используется для регулирования неравномерности потребления газа т.е., к примеру, в зимний период газа потребляется больше, чем летом, или, если рассматривать в пределах суток, в вечерние часы больше чем днем. Закачка газа в хранилище производится 1 раз в год из магистрального газопровода через скважины в период низкого потребления, т.е. летом:



На каждой скважине установлены приборы замера давления, расхода, температурные датчики, а также задвижки, позволяющие перекрывать скважину:



Часть задвижек ручные, а часть автоматические



Все скважины соединяются коллектором в одну трубу:



Уже по одной трубе газ, насыщенный влагой, растворенными углеводородами и механическими примесями направляется на установку подготовки газа (УПГ):



8-9. Очистка от механических примесей и капельной жидкости происходит на первом этапе подготовки, чтобы защитить оборудование от разрушения



10. Очистка от растворенной жидкости (осушка) производится для того чтобы жидкость не выпала в процессе транспортировки газа по трубопроводу вследствие понижения температуры окружающей среды. Т.е. осушая газ мы удаляем из него всю растворенную жидкость, которая могла бы выделиться при более низкой температуре:



Типы и способы подготовки различны, в зависимости от требуемых и исходных параметров. В нашем случае применяется адсорбционная осушка. В вертикальных аппаратах засыпаны гранулы адсорбента, который поглощает воду и тяжелые углеводороды, тем самым осушая газ:



12. Адсорбент не вечен, и требуется его регенерировать, т.е. удалить накопившуюся влагу. Для этого через аппарат пропускают сухой горячий газ, который забирает на себя всю влагу. После чего этот газ охлаждается и из него выпадает накопившаяся жидкость:



13. Пройдя стадию осушки, газ собирается в коллектор:





antonyjlvjournal.com/2012/



15. и направляется на Узел коммерческого замера и учета который необходим для расчета количества сухого газа, которое было отобрано из ПХГ и поступило в магистральный газопровод:



16. Весть процесс полностью автоматизирован. Все переключения аппаратов в циклы адсорбции и регенерации автоматические. Технология не предполагает нахождения людей на площадке. Но все же несколько человек должно присутствовать. Кто-то же должен нажать кнопку пуска. Операторная - сердце установки. Отсюда контролируется весь процесс, и если что-то пойдёт не по плану, то оператор всегда может вмешаться в автоматику и изменить параметры:



17. Для управления процессом у оператора установлен компьютер, на который выводятся показания со всех приборов. За такой клавиатурой в интернете не посидишь:)



18. Если на объекте вдруг возникнет утечка газа или другая непредвиденная ситуация тут же сработает звуковой сигнал и загорится предупреждающие огни:



19. Пока я фотографировал, рядом со мной ходил человек с газоанализатором т.к. фотоаппарат это электроника, а электронику просто так на объект проносить нельзя, даже телефоны попросили оставить. Если уровень газа достигнет предельных значений, то нужно будет быстро покинуть территорию:



Я попытался объяснить все более простым языком. Если непонятны какие-то моменты не стесняйтесь, отвечу на любые вопросы.

Вот как-то так получилось...

