

Модуль «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Учебный элемент

Сбор подготовка и транспортировка.



- *Обустройство месторождения.*
- *Систем сбора, элементы, назначение и основные требования.*
- *Сбор и подготовка газа газовых месторождений.*

Продукция нефтяных добывающих скважин представляет собой смесь нефти, газа и пластовой минерализованной воды.

В продукции газовых и газоконденсатных скважин вместе с газом извлекается жидкая фаза и механические примеси.

Наряду с проектом разработки нефтяного месторождения составляют проект его обустройства.

Промысловая система сбора и подготовки продукции скважин представляет комплекс инженерных коммуникаций и сооружений, расположенных на территории разрабатываемых объектов, обеспечивающих замер, транспортирование к технологическим аппаратам, подготовку нефти, газа и воды до требуемых параметров, утилизацию всех попутно добываемых и извлекаемых в процессе производства продуктов и вредных веществ.

Конструктивно – это разветвленная сеть трубопроводов, соединяющих скважины, технологические установки, аппараты, сооружения. Прокладывают трубопроводы подземные, наземные, подводные, подвесные. Выделяют нефтепроводы, водопроводы, газопроводы, нефтегазопроводы.

Промысловая подготовка продукции скважин заключается в разделении жидких и газообразных углеводородов, освобождении их от посторонних примесей любого происхождения.

Современные системы сбора продукции и схемы размещения объектов подготовки должны обеспечить: надежную герметизацию всей системы; измерение дебита каждой скважины, отдельный сбор продукции, смешение которых нежелательно; возможность совмещения технологических процессов в трубопроводах и технологическом оборудовании; требуемое качество товарной продукции; охрану окружающей среды; использование избыточной энергии потока поступающего из добывающих скважин и особенностей рельефа местности; автоматизацию и телемеханизацию основных технологических процессов. Схема должна предусматривать возможность отключения отдельных и подключения новых, ввода необходимых ингибиторов, подогрева продукции, улавливание легких фракций углеводородов.

Примерная принципиальная технологическая схема показана на рис.17.1:

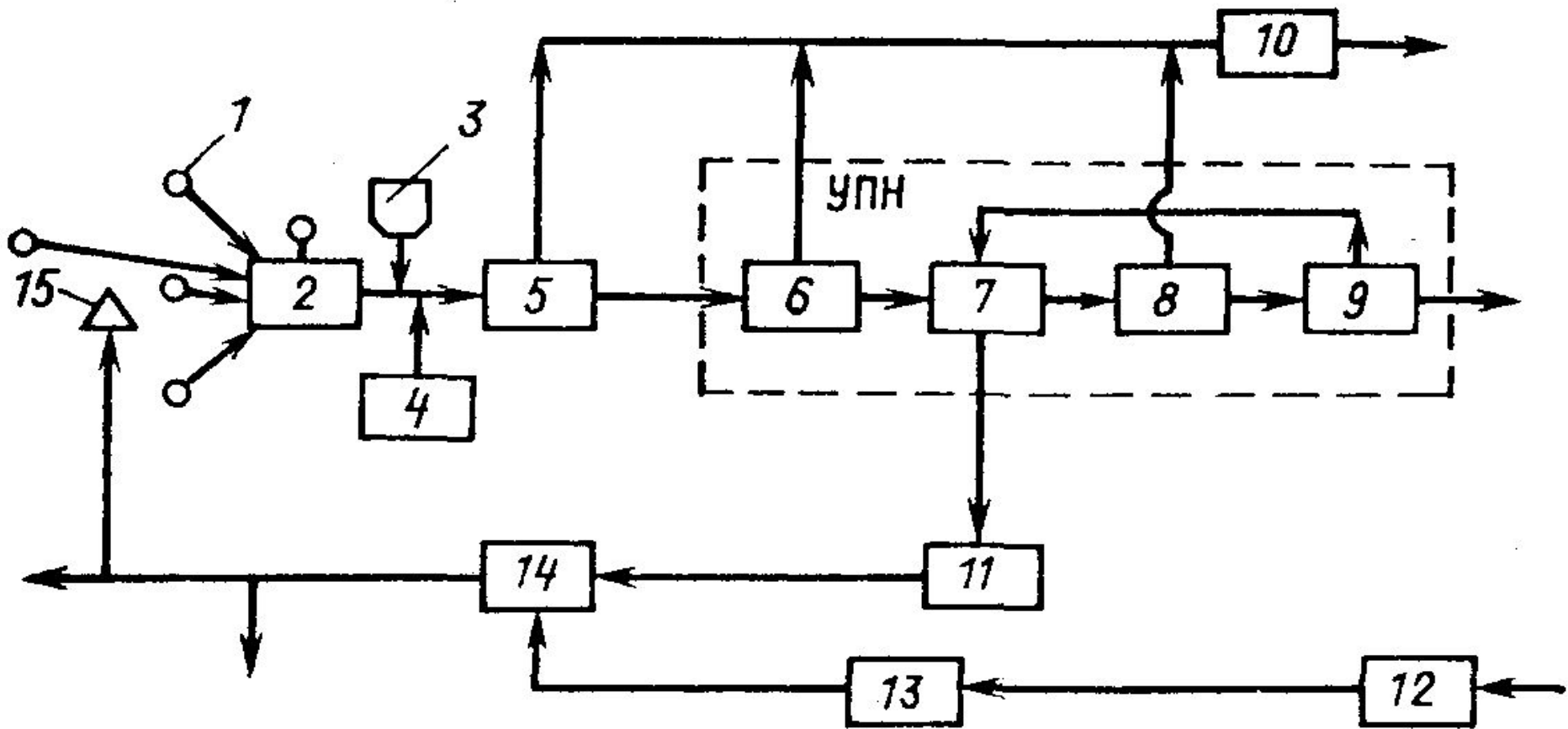


Рис. 17.1 Принципиальная технологическая схема добычи и подготовки добываемой продукции нефтегазодобывающим предприятием (НГДУ)

Продукция добывающей скважины 1 по индивидуальному трубопроводу поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) 2. В продукцию добавляют реагент 3, а если нефть высоковязкая или теряет текучесть), то ее подогревают в печи 4. Затем она направляется в газожидкостную сепарационную установку первой степени дегазации 5 и на установку подготовки нефти (УПН) в сепарационную установку второй степени 6. После этого водонефтяная смесь поступает в деэмульсионную установку 7, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти, а затем в стабилизационную установку 8. В технологическом блоке 9 определяют количество и качество товарной нефти перед сдачей ее в товарный парк. Если по каким-либо причинам готовая нефть не удовлетворяет заданным параметрам, то она автоматически направляется на повторную обработку.

Выделившийся из нефти газ в установках 5, 6 и 8 подается на компрессорную станцию 10 и далее на газоперерабатывающий завод. Вода после деэмульсационной установки 7 поступает на установку очистки нефтепромысловых сточных вод 11, где подготавливается для использования ее в системе поддержания пластового давления (ППД) и направляется на кустовые насосные станции (КНС) 14, оттуда в нагнетательные скважины месторождения 15. На КНС подается также пресная вода с водозаборных устройств 12 через очистные сооружения 13.

В случае недостатка избыточной энергии потока добывающих скважин для транспортировки продукции к пунктам сбора и подготовки, в схему включают промежуточные дожимные насосные станции (ДНС) на которые поступает продукция из нескольких групповых замерных установок (ГЗУ).

Принципиальная схема сбора и подготовки нефти на месторождениях ОАО Татнефть показана на (рис.17.2)

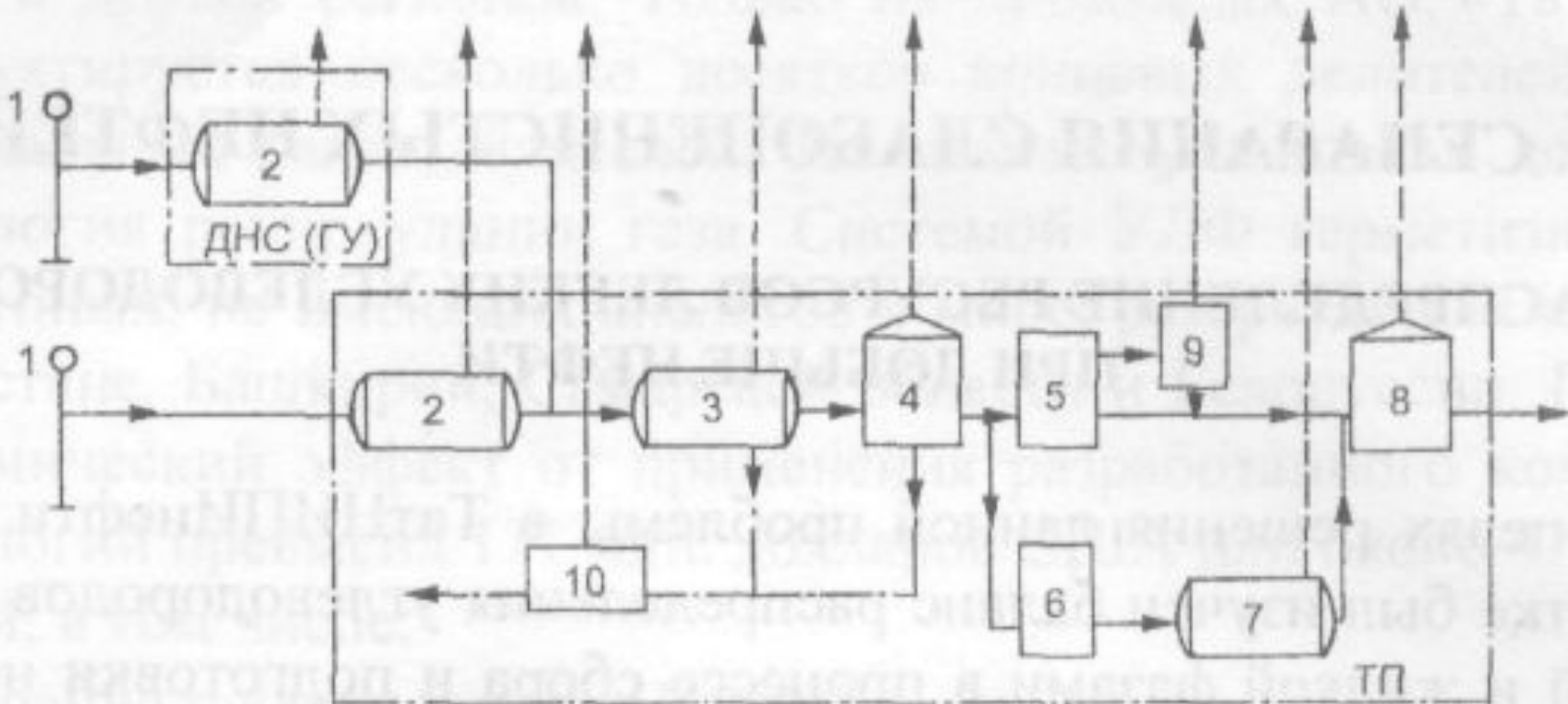


Рис. 17.2 Принципиальная схема сбора и подготовки нефти. 1 – скважины; 2, 3 – I и II ступени сепарации; 4 – технологический резервуар; 5 – установка комплексной подготовки нефти; 6 – термохимическая установка подготовки нефти; 7 – горячая ступень сепарации; 8 – резервуар товарной нефти; 9 – установка отбора конденсата; 10 – установка подготовки воды

Как правило, давление на устье нефтяных добывающих скважин меньше насыщения нефти газом. Поэтому по трубам от скважин движется газожидкостная смесь (ГЖС). Трубопроводы от устья скважин до ГЗУ называют *выкидные линии*, от ГЗУ до сборных пунктов – *коллекторы*.

В реальных трубопроводах, которые прокладывают по пересеченной местности, характер течения газожидкостной смеси сложный - перед подъемными участками скапливается жидкая фаза, а перед спусковыми — газовая (рис.17.3).

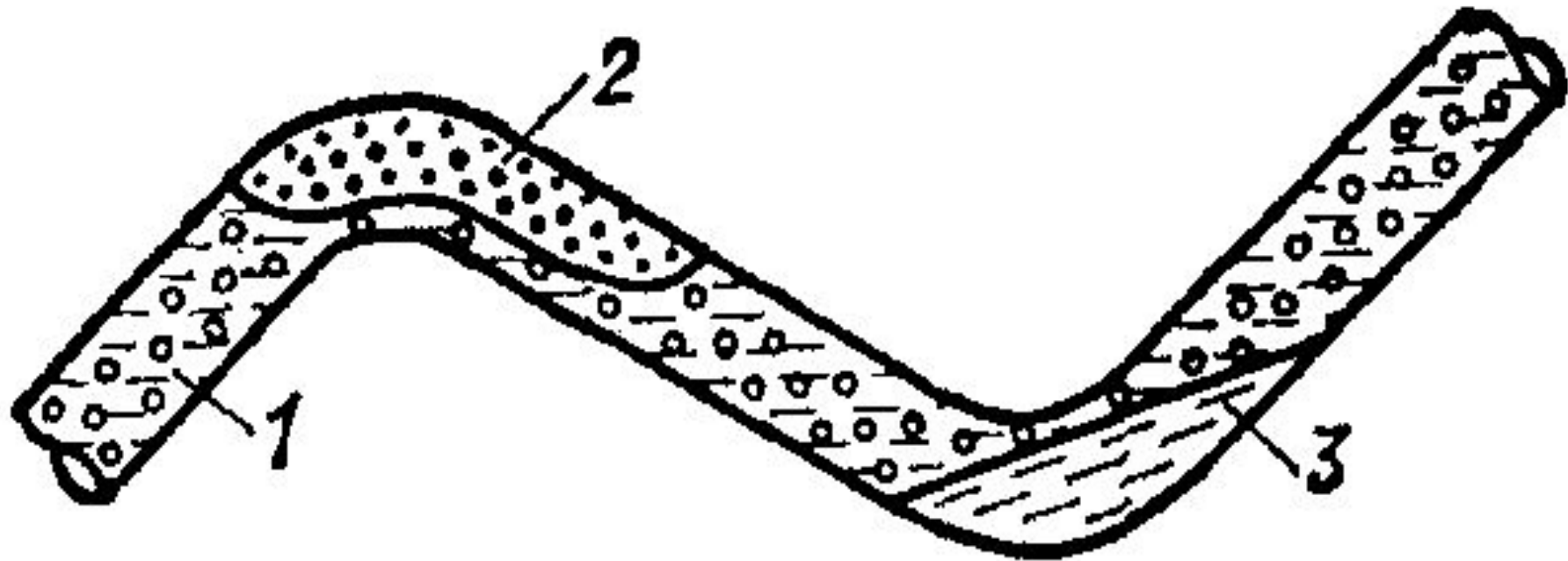


Рис.17.3 Схема динамического распределения насыщенностей фаз в нефтегазопроводе при движении в нем трехфазной смеси (нефть, газ, вода): 1 – нефтеводогазовая смесь; 2 – газовое скопление; 3 – скопление воды.

Основные элементы системы сбора и подготовки нефти на промыслах:

- эксплуатационные скважины (добывающие, нагнетательные и др.),
- групповые замерные установки (ГЗУ),
- дозаторные установки,
- путевые нагреватели (печи электрические, газовые),
- сепараторы газа,
- дожимные насосные станции (ДНС),
- установки подготовки нефти,
- очистные сооружения для очистки промысловых вод,
- резервуарные парки,
- компрессорные станции,
- системы улавливания паров нефти (УЛФ),
- блоки очистки газа от сероводорода,
- головные сооружения,
- система ППД (поддержание пластового давления).

Групповые замерные установки обеспечивают автоматическое переключение скважины на замер, измерение и регистрацию дебитов скважин.

Дозаторные установки служат для ввода в продукцию скважины деэмульгаторов.

Путевые нагреватели осуществляют нагрев продукции скважин для снижения вязкости и повышения текучести.

Сепараторы газа. Сепаратор - аппарат для отделения нефти от газа. Процесс разделения называют сепарацией.

Сепараторы бывают вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные.

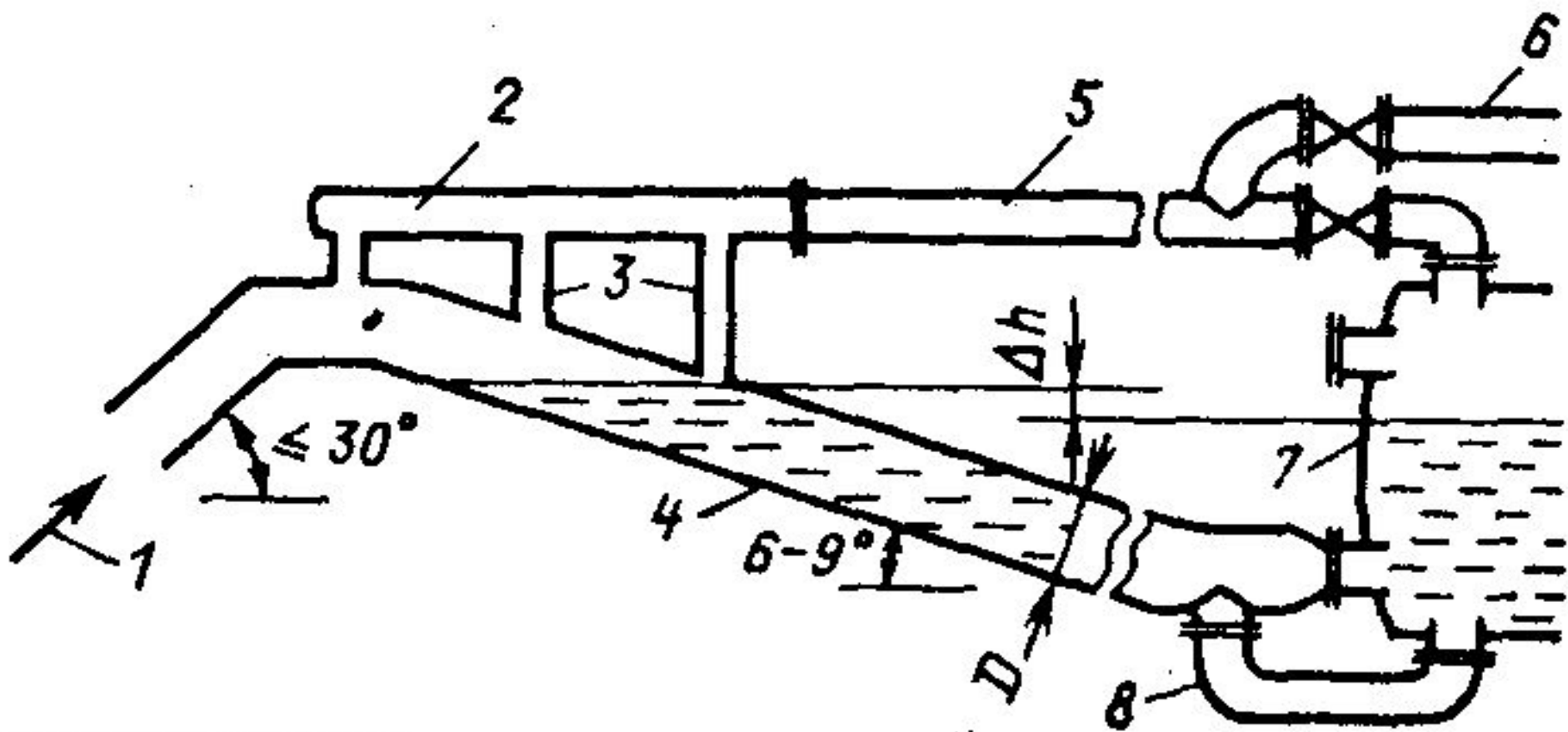


Рис.17.4. Схема узла предварительного отбора газа (депульсатор): 1 – газоводонефтяная смесь от подводящего коллектора; 2 – газосборный коллектор; 3 – газоотводящие патрубки; 4 – разделительный трубопровод; 5 – газопровод; 6 – отвод газа в газосепараторе; 7 – нефтегазовый сепаратор; 8 – патрубков сброса воды.

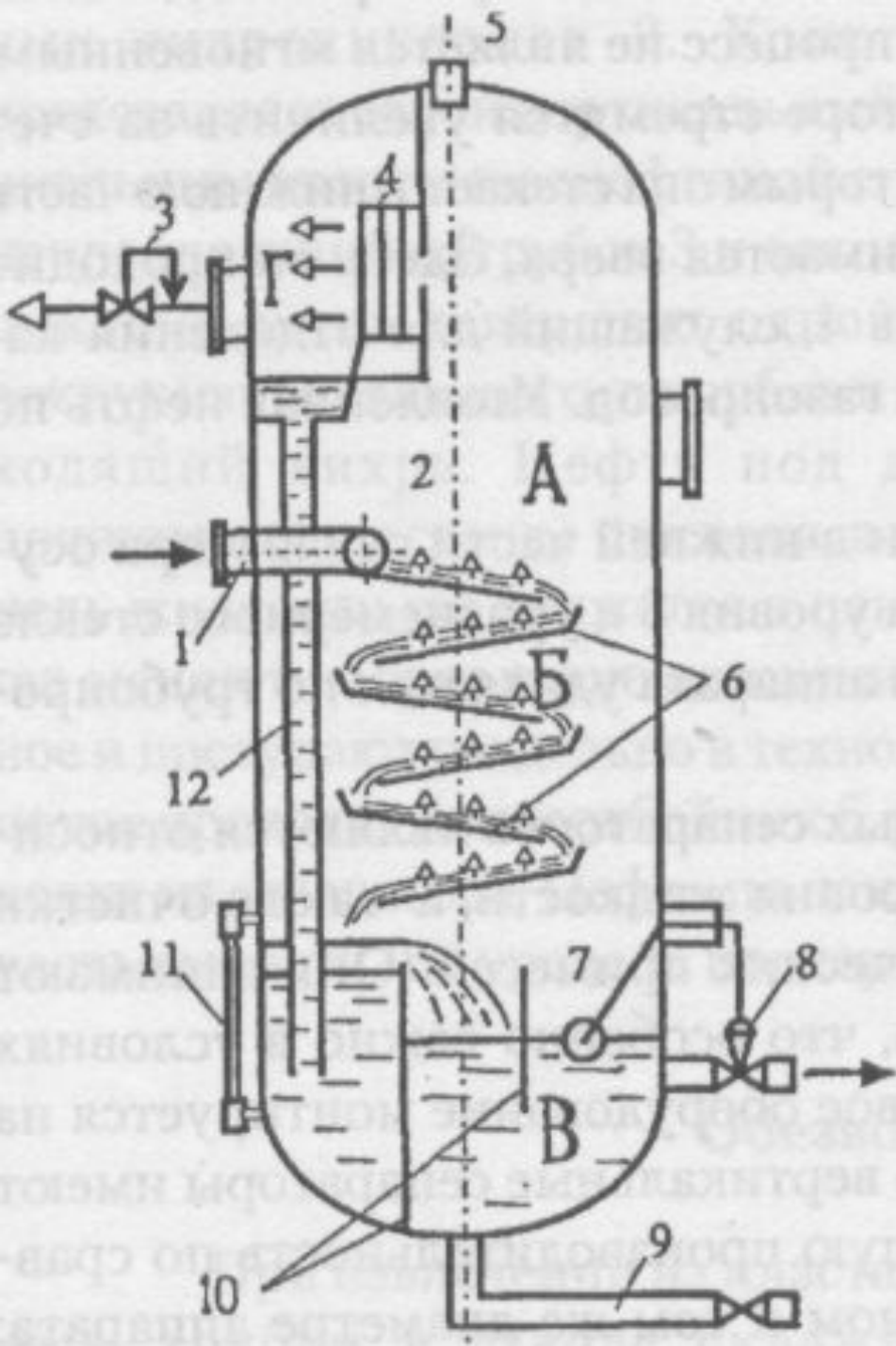


Рис. 17.5а. Вертикальный сепаратор:

А – основная сепарационная секция;

Б – осадительная секция;

В – секция сбора нефти;

Г – секция каплеудаления;

1 – патрубок ввода газожидкостной смеси;

2 – раздаточный коллектор со щелевым выходом;

3 – регулятор давления «до себя» на линии отвода газа;

4 – жалюзийный каплеуловитель;

5 – предохранительный клапан;

6 – наклонные полки;

7 – поплавок;

8 – регулятор уровня на линии отвода нефти;

9 – линия сброса шлама;

10 – перегородки;

11 – уровнемерное стекло;

12 – дренажная труба

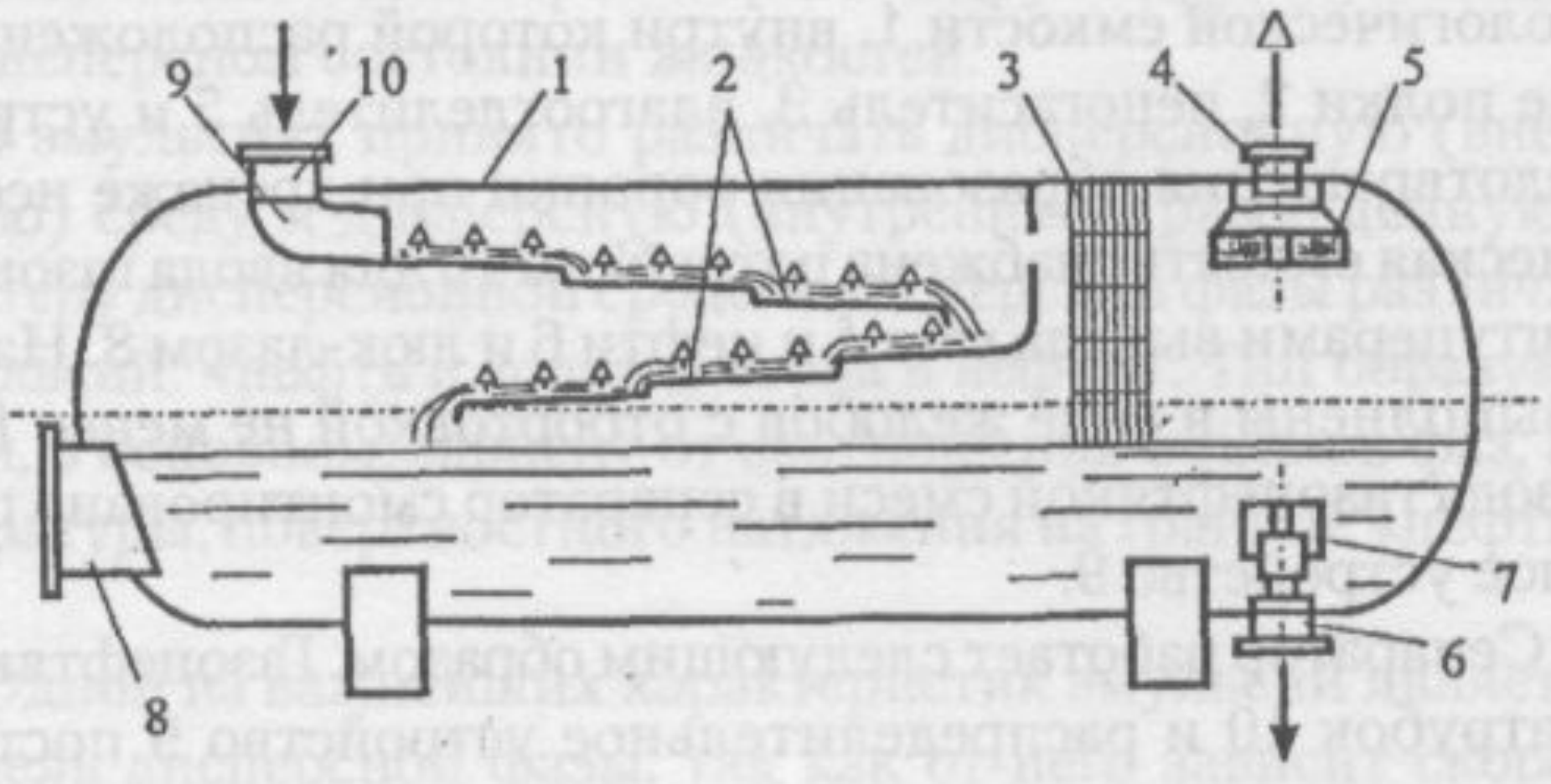


Рис.17.56. Горизонтальный сепаратор:

1 – технологическая емкость; 2 – наклонные желоба; 3 – пеногаситель; 4 – выход газа; 5 – влагоотделитель; 6 – выход нефти; 7 – устройство для предотвращения образования воронки; 8 – люк-лаз; 9 – распределительное устройство; 10 – ввод продукции

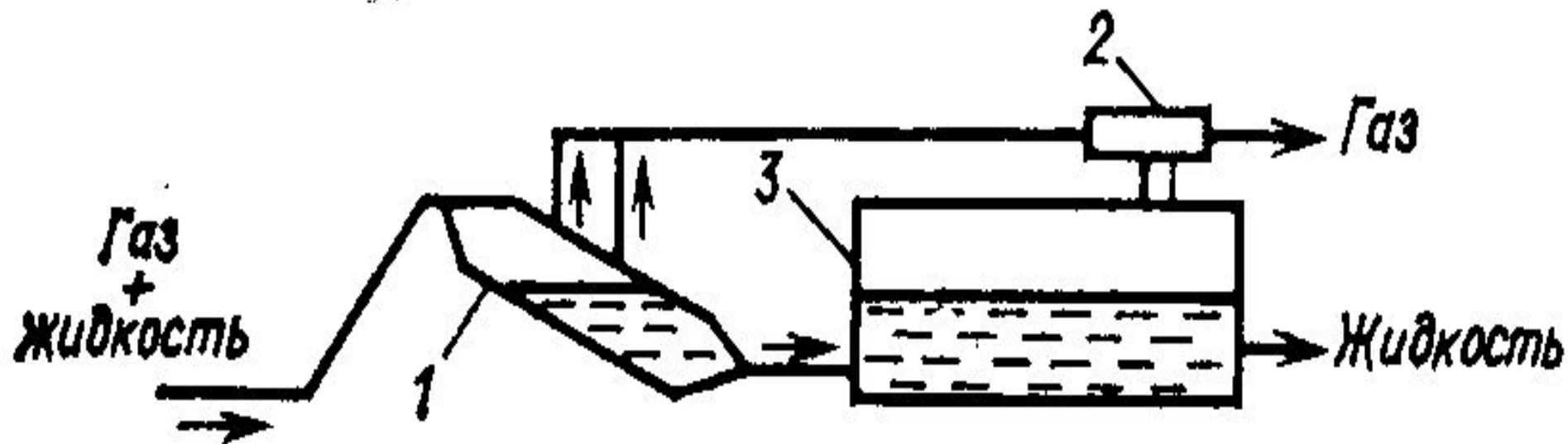


Рис.17.6.

Принципиальная технологическая схема газосепарационного узла:

- 1 – депульсатор;
- 2 – каплеотбойник;
- 3 – отстойник-сепаратор

Установки подготовки нефти обеспечивает ее обезвоживание, обессоливание и стабилизацию, а также снижение содержания в ней механических примесей до допустимого уровня.

Обезвоживание продукции скважин, содержащую водонефтяные эмульсии включает следующие стадии:

- разрушение бронирующих оболочек на каплях воды с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и тепловой обработки,
- укрупнение капель за счет их слияния,
- разделение (отстаивание) фаз.

Требования к качеству товарной нефти приведены в таблице 17.1

Таблица 17.1

Показатель	Группа нефти		
	I	II	III
Содержание (не более):			
воды, %	0,5	1,0	1,0
хлористых солей, кг/м^3	0,1	0,3	1,8
механических примесей, %	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенного пара при температуре в пункте сдачи, кПа	66,66	66,66	66,66

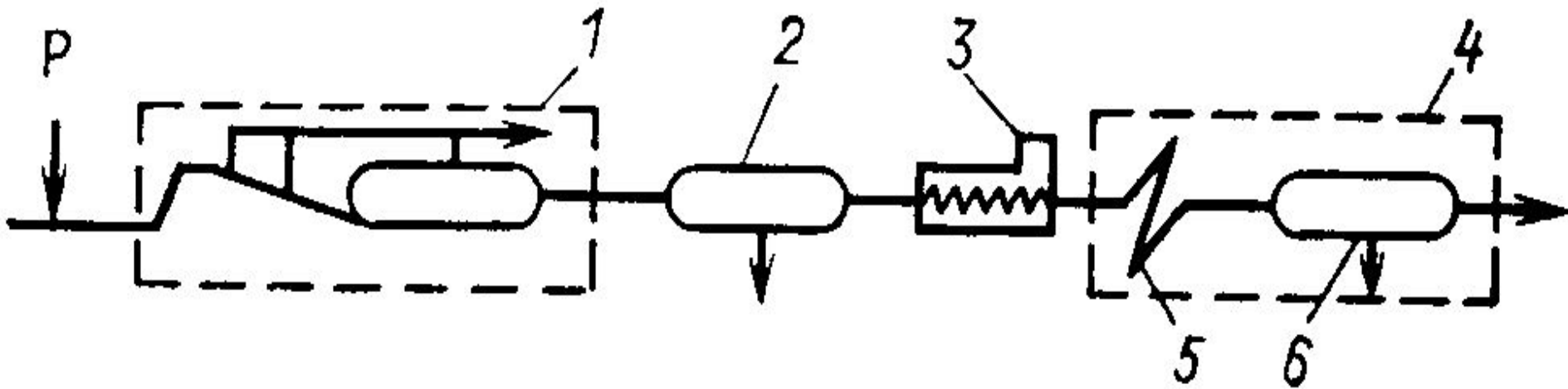


Рис.17.7. Технологическая схема обезвоживания нефти:

1 – газосепарационный узел; 2 – отстойник предварительного сброса воды; 3 – печь подогрева; 4 – узел обезвоживания нефти; 5 – каплеобразователь; 6 – гравитационный сепаратор-отстойник водонефтяной эмульсии

Для разрушения эмульсии применяют следующие методы: гравитационное холодное разделение, внутритрубная деэмульсация, термическое воздействие, термохимическое воздействие, электрическое воздействие, фильтрация, разделение в поле центробежных сил. *Гравитационное холодное разделение* применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости с каплями больших размеров.

Сущность *внутритрубной деэмульсации* заключается в добавлении в движущуюся в трубах эмульсию специальных веществ – деэмульгаторов (15-20 гр. на 1 тонну эмульсии).

Термическое воздействие заключается в том, что нефть перед отстаиванием нагревают.

Электрическое воздействие на эмульсию производится в аппаратах, которые называют электродегидраторами. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор.

Обессоливание нефти (удаление избыточного количества хлористых солей из товарной продукции) осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственно эмульсию вновь обезвоживают.

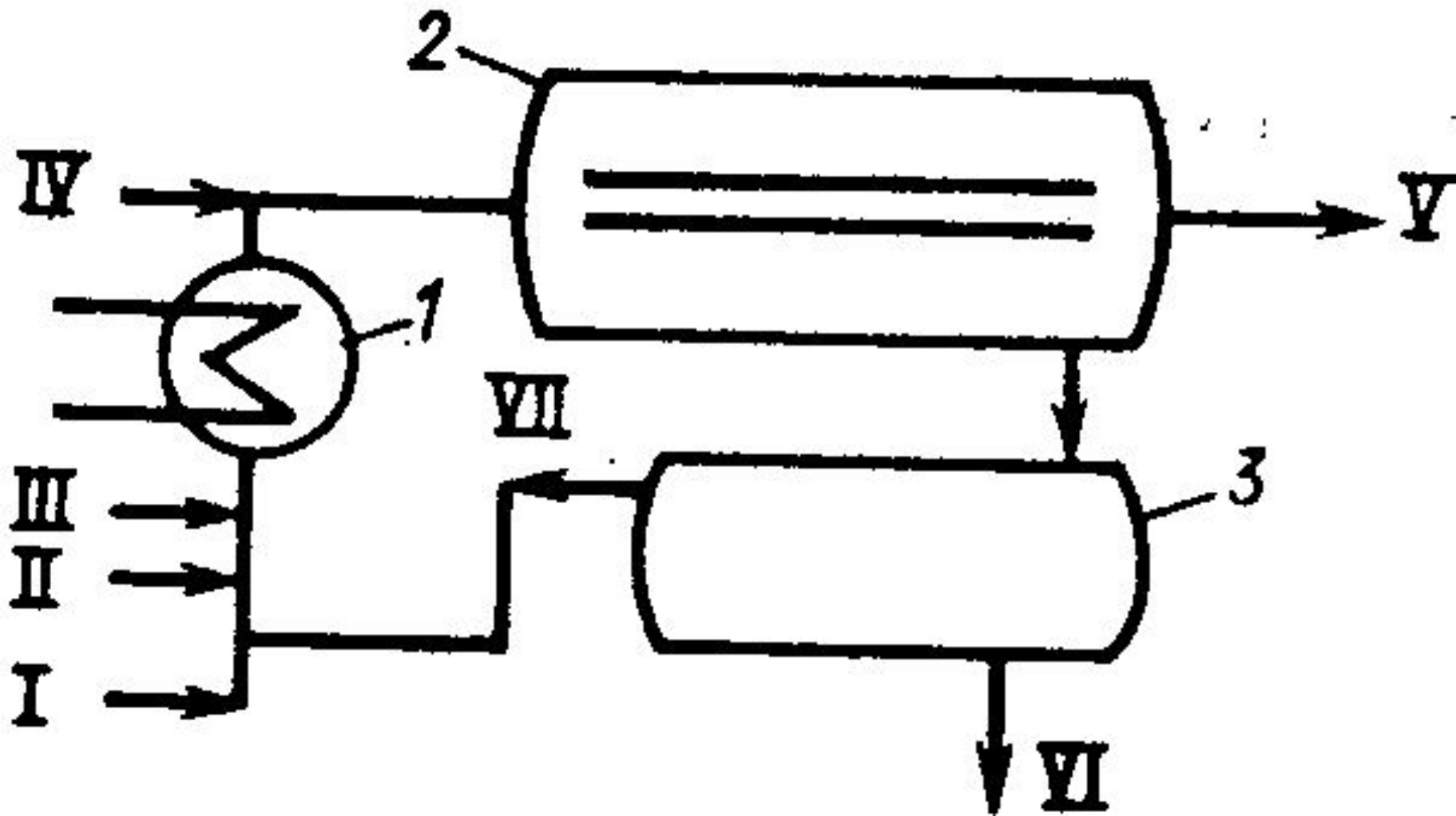


Рис. Принципиальная технологическая схема ступени обессоливание нефти.

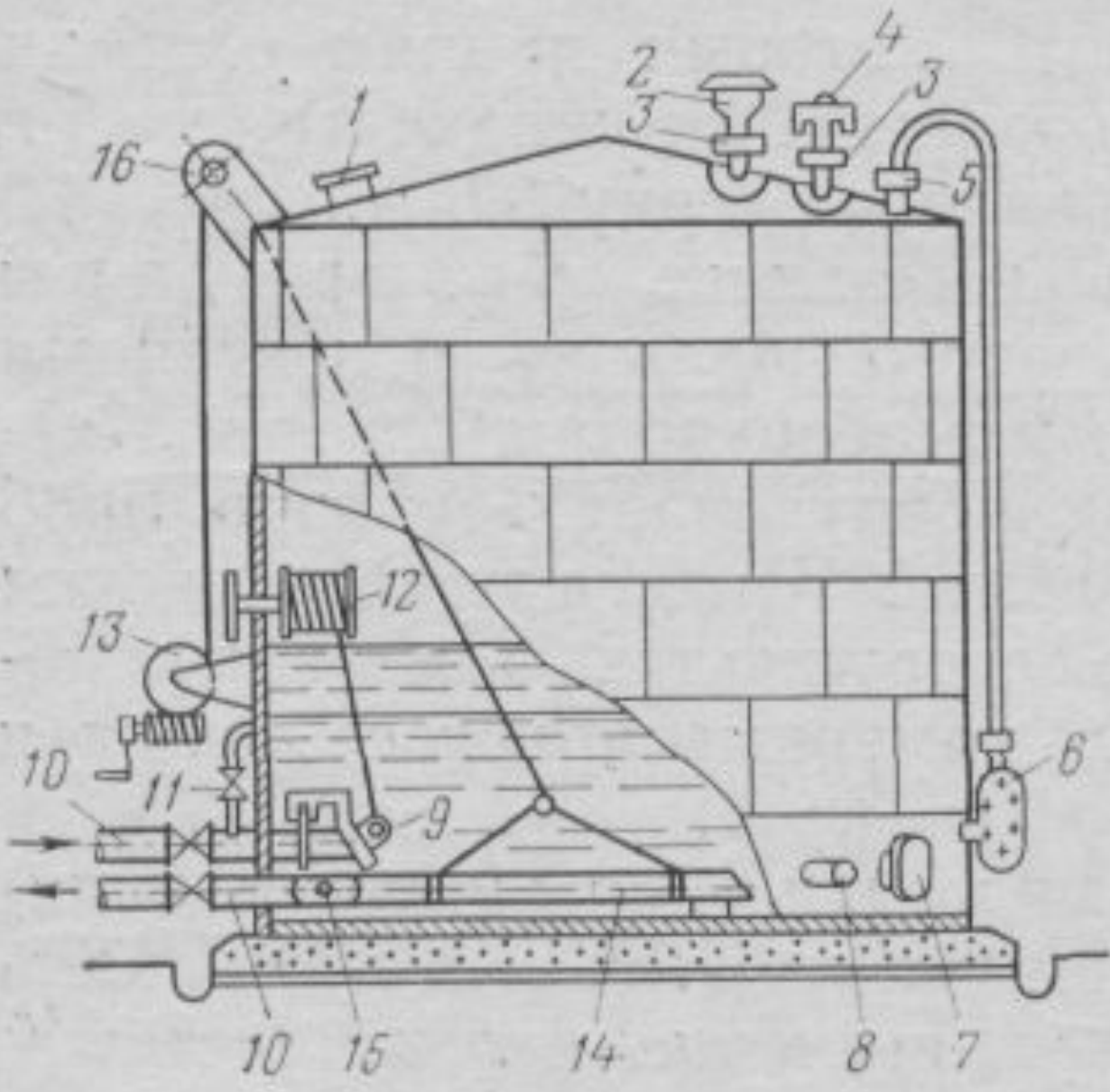
С т а б и л и з а ц и я (глубокое разгазирование) - завершающий этап подготовки нефти. Под процессом стабилизации понимают отделение от нефти легких фракций с целью уменьшения потерь в результате испарения.

Очистные сооружения промышленных вод предназначены для очистки ливневых вод, технологических потоков воды, пластовой воды из технологических аппаратов всех типов.

Резервуарные парки предназначены для сбора, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтяных промыслах, станциях магистральных нефтепроводов, заводах по переработке нефти, нефтебазах.

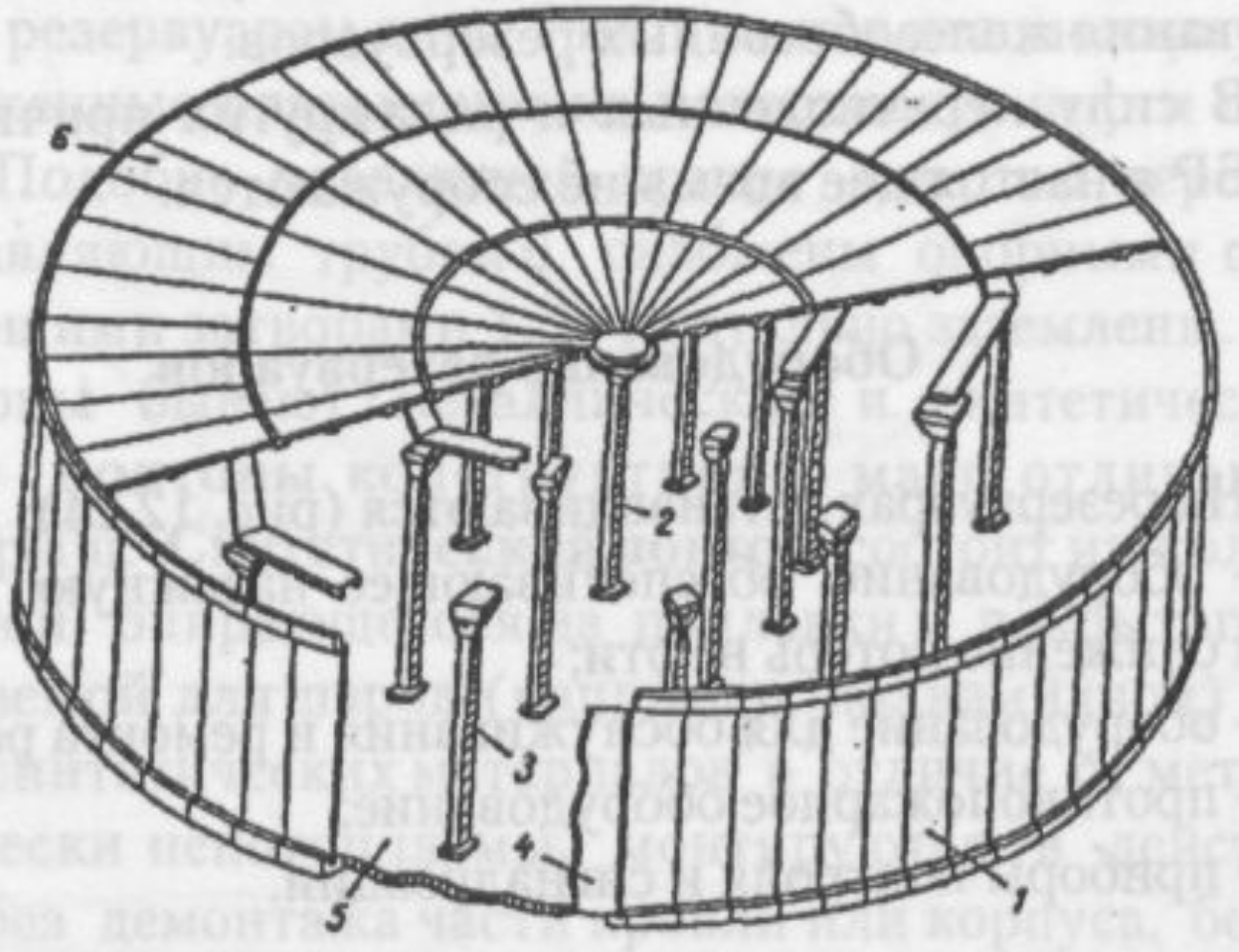
Р е з е р в у а р ы - сосуды разнообразной формы и размеров, построенных из различных материалов.

По форме различают резервуары цилиндрические вертикальные и горизонтальные, каплевидные и других форм.



- 1 – световой люк;
- 2 – гидравлический предохранительный клапан;
- 3 – огневой предохранитель;
- 4 – дыхательный клапан;
- 5 – замерный люк;
- 6 – указатель уровня;
- 7 – люк-лаз;
- 8 – сифонный кран;
- 9 – хлопушка;
- 10 – приемо-раздаточные патрубки;
- 11 – перепускное устройство;
- 12 – управление хлопушкой;
- 13 – лебедка;
- 14 – подъемная труба;
- 15 – шарнир подъемной трубы;
- 16 – блок

Рис. 17.9а. Вертикальный цилиндрический резервуар:



- 1 – боковые панели;
- 2 – центральная опорная колонна;
- 3 – периферийная опорная колонна;
- 4 – металлическая облицовка;
- 5 – монолитное железобетонное днище;
- 6 – крыша

Рис. 17.8в. Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара:

По схеме установки – наземные и подземные. Объемы резервуаров от 100 до 120 000 м³.

Компрессорные станции принимают газ из сетей сбора газа, аппаратов и резервуаров низкого и среднего давления, дожимают его до давления, обеспечивающего транспортирование газа до ГПЗ или до магистрального газопровода высокого давления.

Установки по улавливанию легких фракций (УЛФ) предназначены для предотвращения потерь нефти и нефтепродуктов за счет улавливания и утилизации испаряющихся легких фракций.

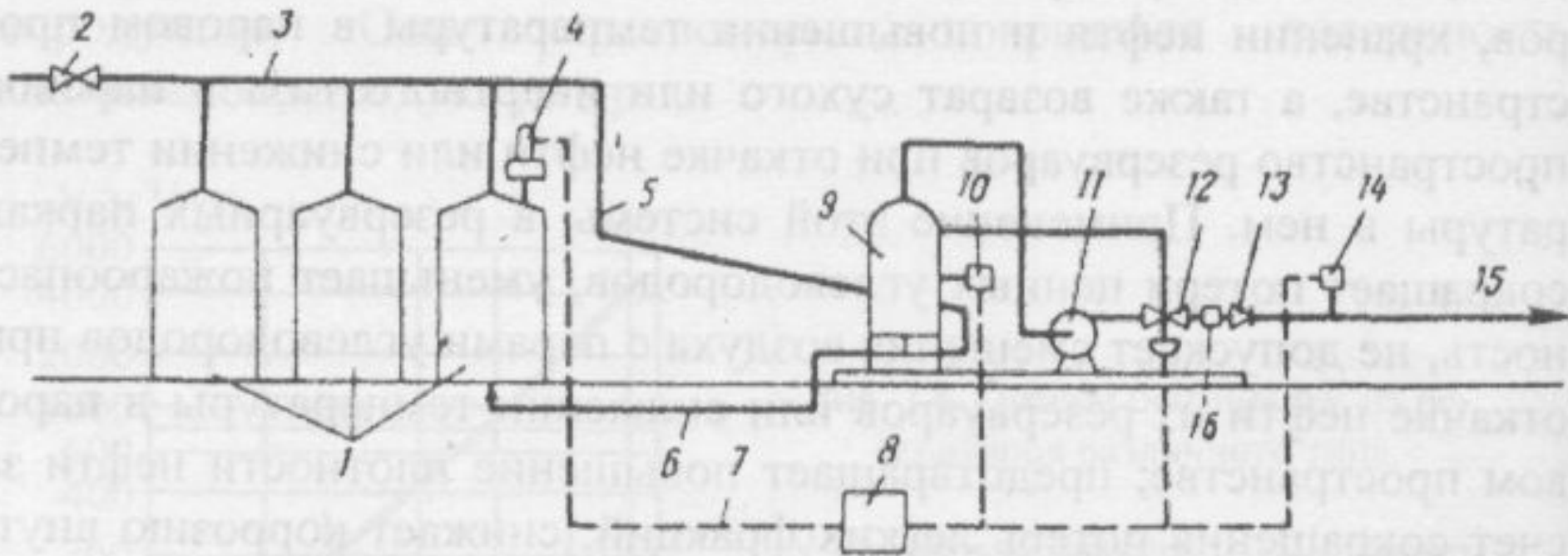


Рис.7.10. Принципиальная схема обвязки установки улавливания легких фракций.

1 – резервуар; 2 – предохранительный клапан; 3 – манифольд; 4 – блок регуляторов давления; 5 – уклон; 6 – линия возврата жидких углеводородов из скруббера в резервуар; 7 – линия связи; 8 – привод (двигатель); 9 – скруббер; 10 – регулятор верхнего предела уровня жидкости в скруббере; 11 – компрессор; 12 – трехходовая задвижка; 13 – обратный клапан; 14 – регулятор предельного давления на выкиде компрессора; 15 – линия выхода газа в систему газосбора или на продажу; 16 – газовый счетчик.

Типичная система УЛФ из резервуаров товарных парков представлена на рис.1 7.10. Система состоит из трубопроводов, обвязки для сбора продуктов испарения, приборов КИП и А, обеспечивающих поддержание постоянного давления в резервуарах, компрессора для отбора газа из резервуаров и подачи его в газосборную сеть. На приеме компрессора обычно поддерживается давление, близкое к атмосферному, а на выкиде – давление газосборной системы.

Блоки очистки газа от сероводорода устанавливаются на групповых установках и ДНС, на которых с помощью каталитических абсорбентов превращают находящийся в газе сероводород в элементарную серу.

Головные сооружения представляют насосные станции и резервуарные парки, предназначенные для приема подготовленной нефти из промыслов с последующей транспортировкой магистральными нефтепроводами.

Система ППД (поддержания пластового давления) включает водозаборы с очистными сооружениями, насосные станции, нагнетательные скважины и систему водопроводов, обеспечивающих доставку и нагнетание воды в эксплуатируемые объекты для поддержания пластового давления на заданном уровне.

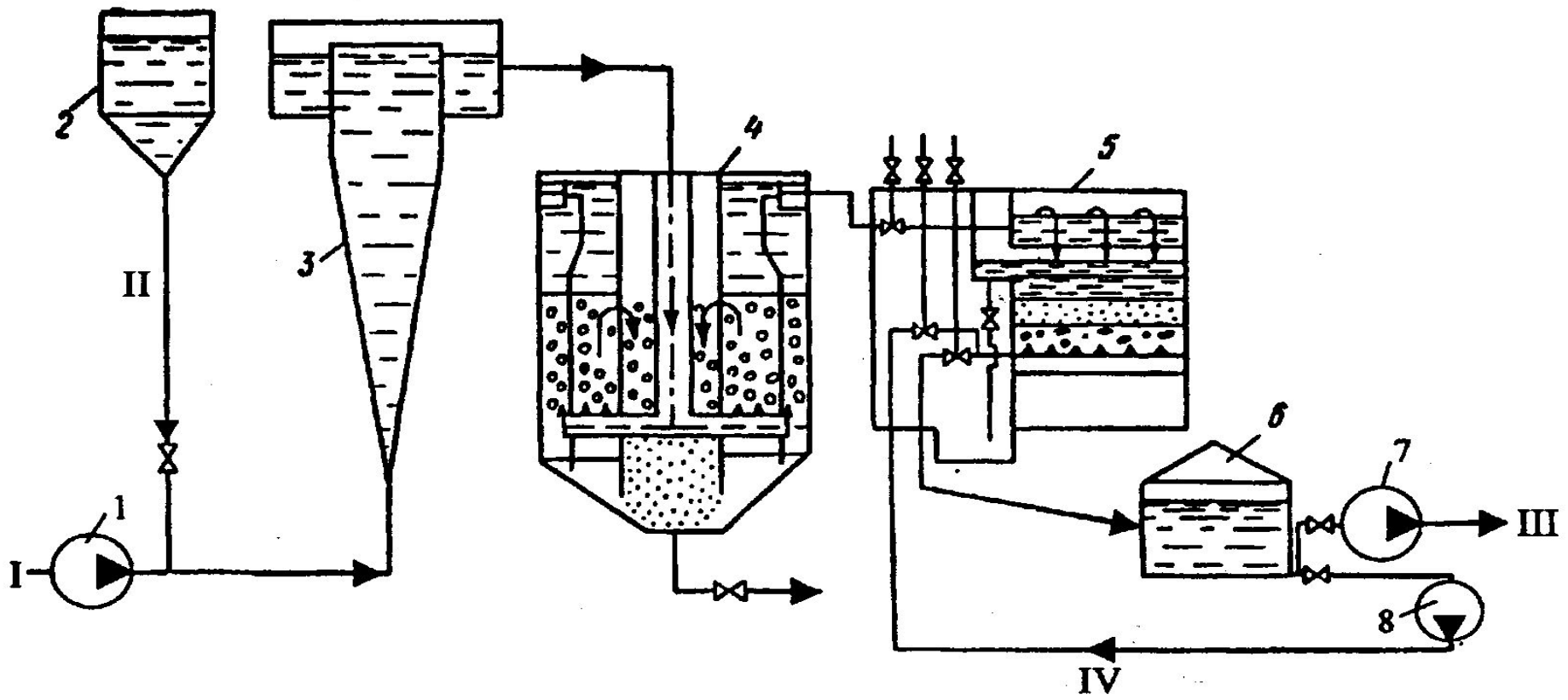
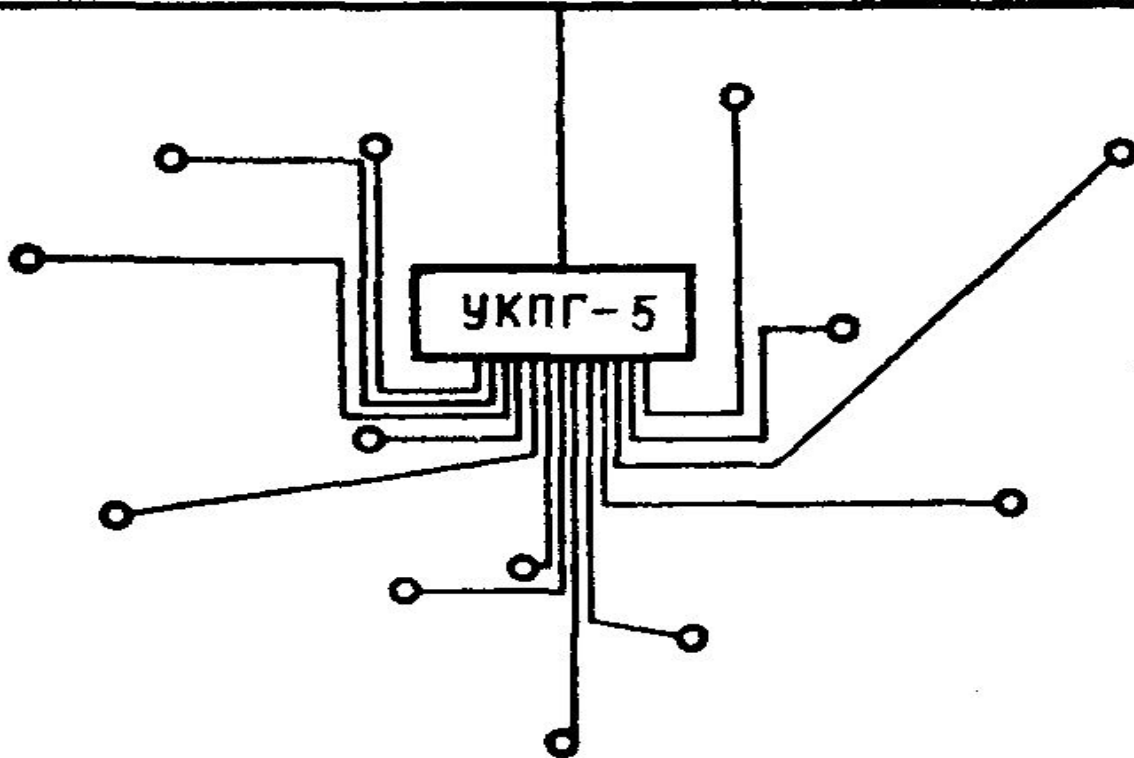
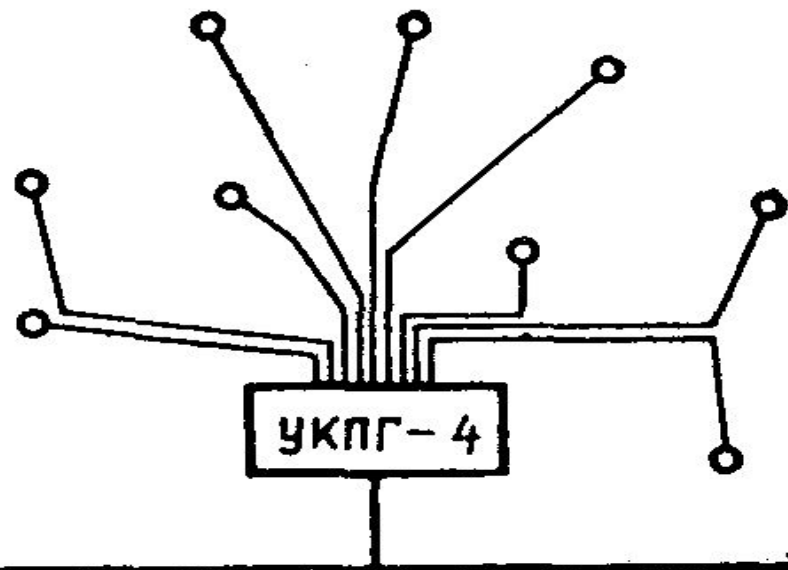
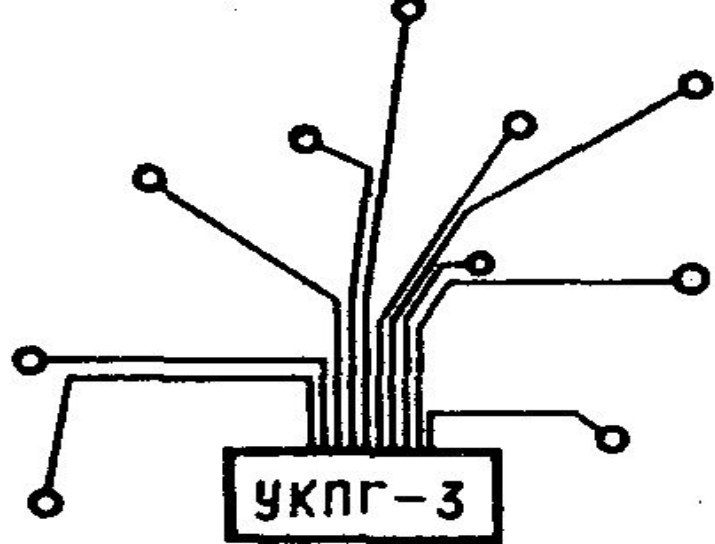


Рис.7.11. Принципиальная схема установки подготовки воды из водозабора.

1,7,8 – насос, 2- дозировочное устройство, 3 – смеситель, 4 – осветлитель, 5.- фильтр, 6 – резервуары.

-неподготовленные природные воды, - коагулянт,
 - - подготовленная вода для нагнетания в пласты, - вода для очистки фильтра.



Системы сбора газа и его компонентов ***на газовых месторождениях*** различают линейные, кольцевые, лучевые.

На рис. 17.12. показана схема групповой системы сбора газа. Газ от 10 - 30 скважин по лучевым шлейфам направляется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). В зависимости от размеров залежи и запасов газа их может быть от 1 - 2 до 15 - 20 и даже больше.

При централизованной системе сбора газа (рис.7.13) продукция скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому сборному пункту, где осуществляется полная подготовка газа, который далее направляется к потребителю.

Газ от группы скважин 1 по коллектору 2 поступает на пункт подключения 3, затем на УК ПГ 4. Очищенный и осушенный газ, пройдя пункт измерений расхода и давлений 5, по двум соединительным трубопроводам 6 направляется в промышленный коллектор 7.

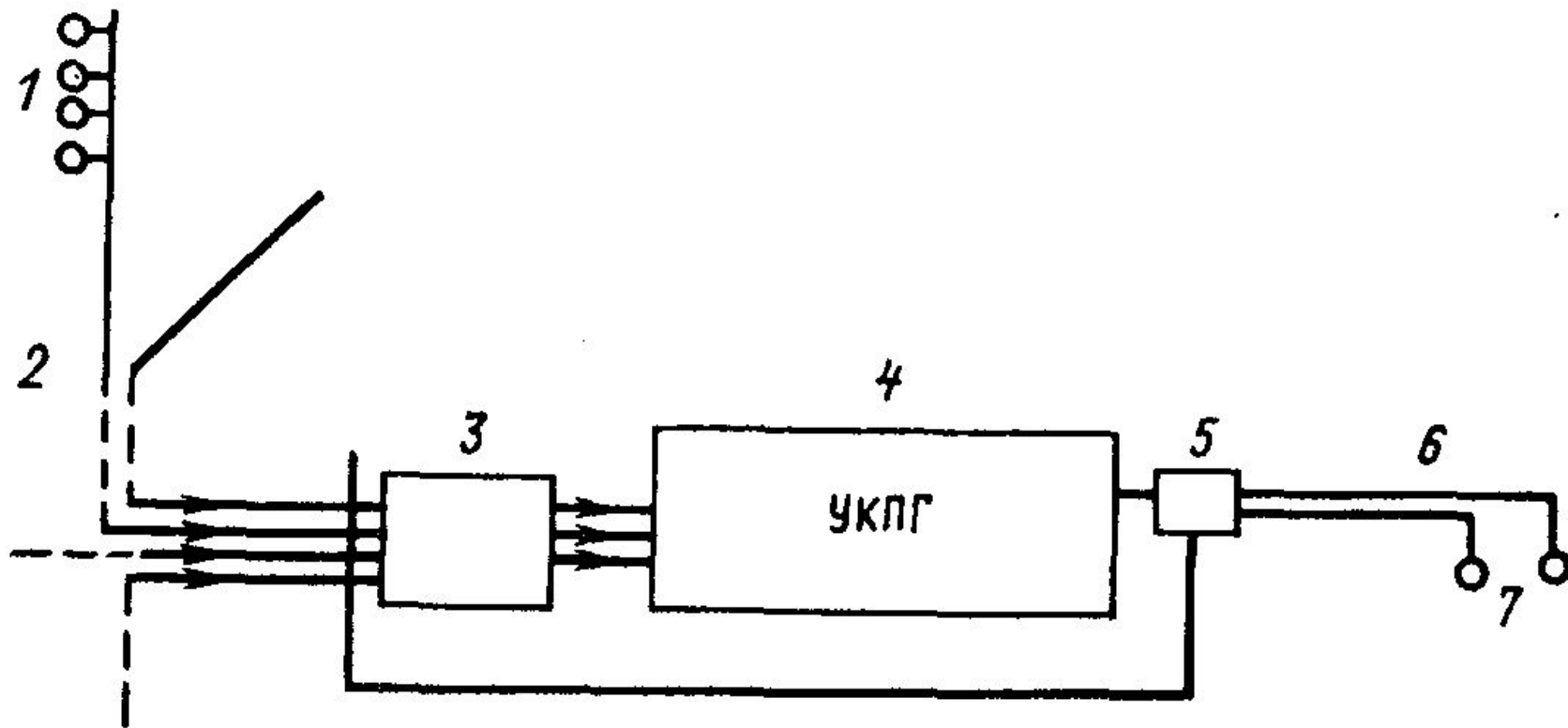


Рис.17.13. Схема установки комплексной подготовки бессернистого газа, содержащего небольшое количество конденсата

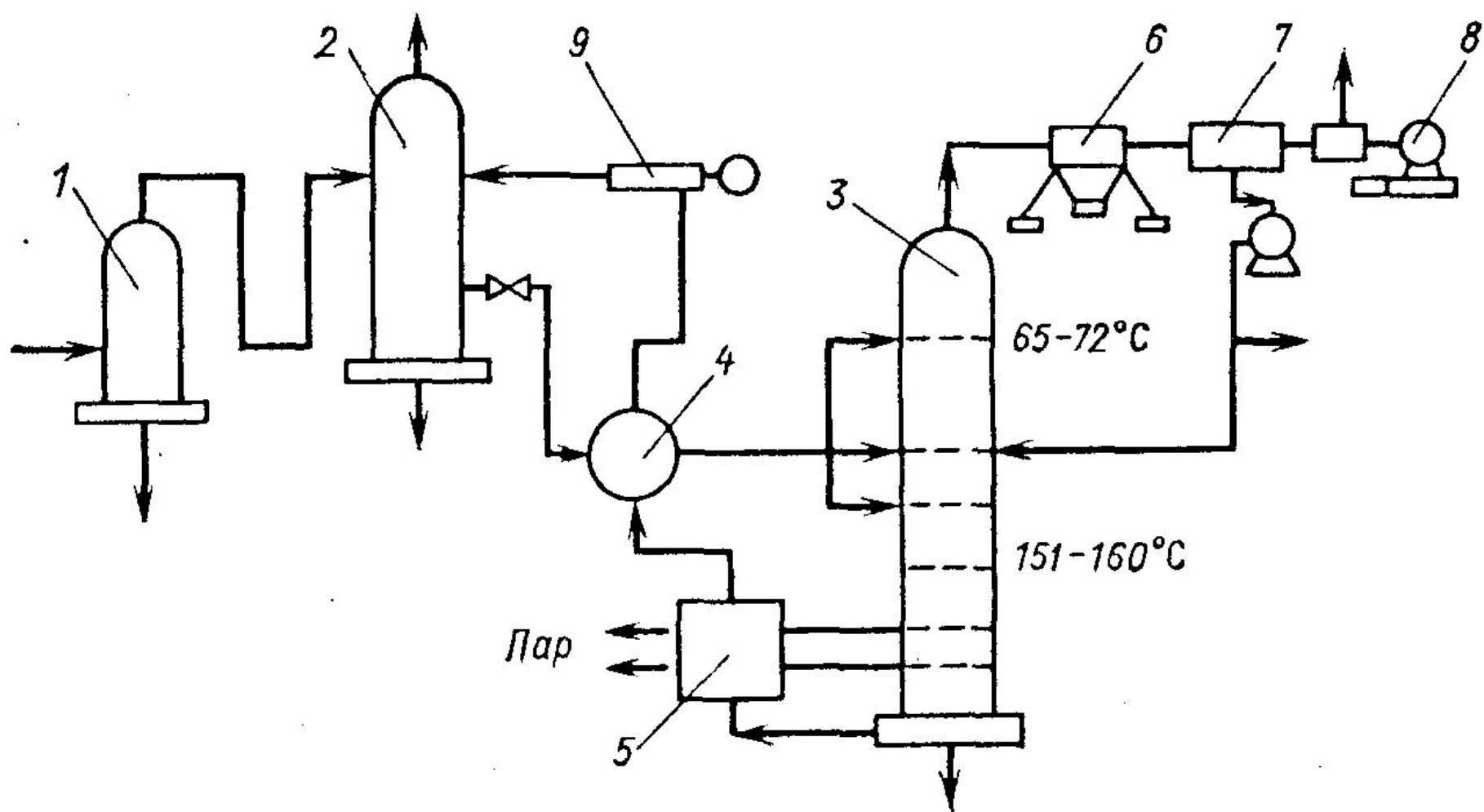


Рис.17.14. Схема технологической нитки УКПГ

На рис.17.14. показана схема технологической нитки установки комплексной подготовки газа (УКПГ), которых может быть несколько и работать параллельно. Газ из пункта подключения направляется в сепаратор 1, где очищается от капельной воды, углеводородного конденсата и твердых примесей. Чистый и холодный газ под давлением 5,6 или 7,5 МПа поступает в абсорбер 2, где освобождается от паров воды, которые поглощаются в колонне раствором диэтиленгликоля (ДЭГ).

Насыщенный водой раствор ДЭГ (концентрация 93 - 98 %) поступает на регенерацию в колонну 3, предварительно пройдя теплообменник 4. Высокая температура в колонне 3 поддерживается с помощью парового подогревателя 5. Выделившиеся из диэтиленгликоля пары воды охлаждаются в холодильнике 6, конденсируются и направляются в емкость 7. Конденсат частично сливается в канализацию, а частично возвращается в колонну для охлаждения ее верхней части и улавливания, таким образом, паров диэтиленгликоля. Для поддержания вакуума в колонне 3 предусмотрен насос 8.

Горячий обезвоженный с концентрацией 95 - 99,5 % ДЭГ, пройдя теплообменник 4, с помощью плунжерного насоса 9 нагнетается в абсорбер 2. Процесс полностью автоматизирован. Иногда для осушки газа используют твердые поглотители влаги — адсорбенты (силикагель, активированная окись алюминия и природные цеолиты).

При *подготовке газа к транспорту* наиболее эффективные методы извлечения из газа конденсата **абсорбционные** и **адсорбционные**.

Абсорбционный метод основан на способности минеральных масел поглощать из природного газа преимущественно тяжелые углеводороды и отдавать их при нагнетании.

Адсорбционный метод основан на избирательном свойстве твердых пористых веществ (адсорбентов) поглощать газы, С помощью адсорбционных установок кроме осушки газа улавливают конденсат углеводородов.

- ***Основные виды транспорта нефти.***
- ***Трубопроводный транспорт нефти и газа.***
- ***Хранение газа.***
- ***Переработка.***
- ***Нефтесодержащие отходы.***

Основные виды транспорта нефти и нефтепродуктов на дальние расстояния - железнодорожный, водный, трубопроводный и автомобильный.

Нефть и нефтепродукты по железной дороге перевозят в вагонах-цистернах, часть некоторых видов нефтепродуктов транспортируется в мелкой таре (контейнеры, бочки и пр.)

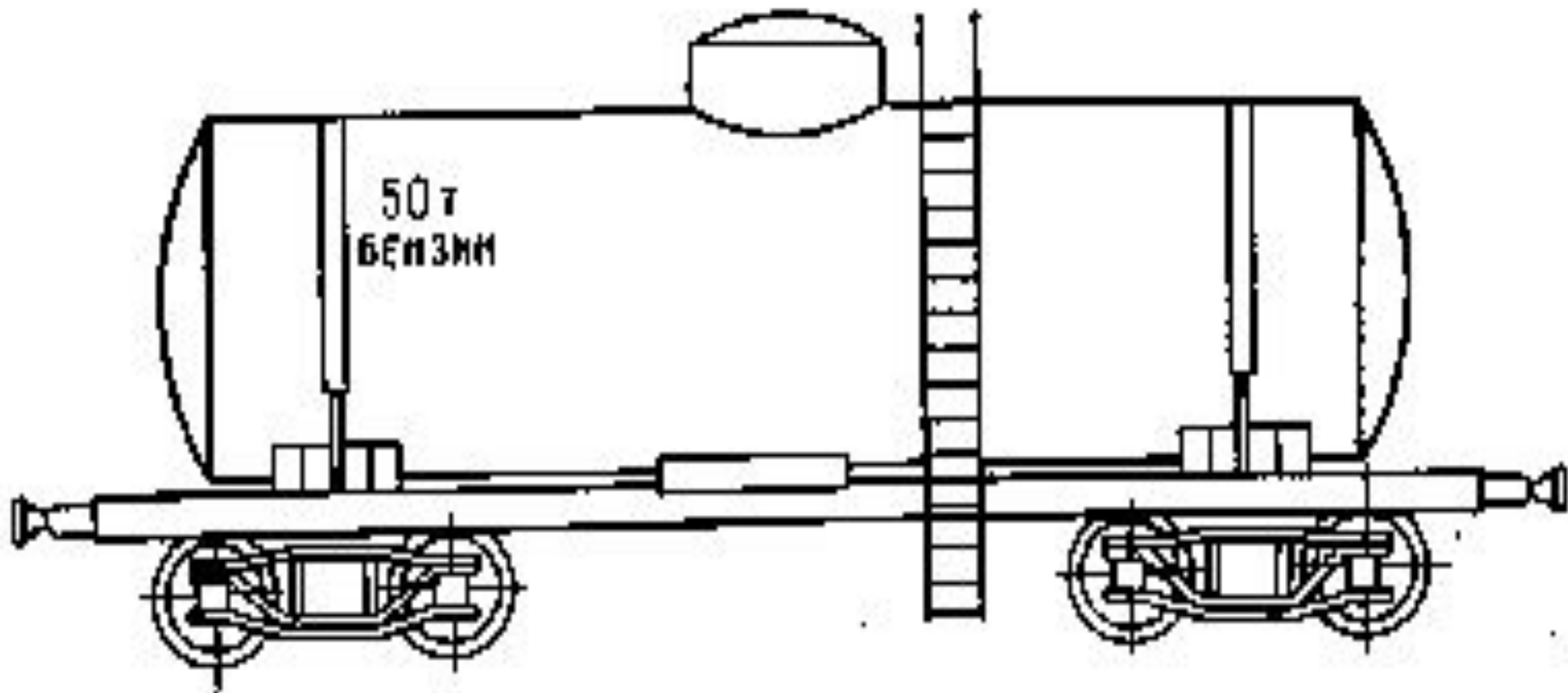


Рис.18.1 Вагон-цистерна

Вагон – цистерна (рис.18.1) – стальная горизонтальная цилиндрическая емкость, установленная на железнодорожной платформе.

Различают цистерны стандартные и специального назначения. Цистерны специального назначения теплоизолированы для замедления охлаждения находящейся в них продукции или оборудованы подогревательными устройствами.

Слив и налив в железнодорожные цистерны производится с помощью железнодорожных эстакад. Основные элементы эстакады – стационарные мостки вдоль пути, наливные стояки, соединенные коллекторами и оборудованные запорной арматурой, насосная установка для подачи продукции в коллектор, подводящие трубопроводы, резервуары.

Водным транспортом нефть и нефтепродукты перевозят в нефтеналивных морских и речных судах. Суда различают: танкеры и баржи (лихтеры).

Танкер – самоходное судно, в корпусе которого имеется грузовой отсек, разделенный системой продольных и поперечных перегородок на отдельные танки, отгороженные от остальных судовых помещений двумя непроницаемыми перегородками. Все танки трубопроводом соединены с насосным отделением танкера и подключены к общему коллектору для производства погрузки и разгрузки продукции. Для сбора продуктов испарения и регулирования давления в танках предусмотрена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами.

Грузоподъемность морских супертанкеров достигает 240 тыс. тонн.

Баржи и лихтеры — несамоходные суда, перемещаемые буксиром или толкачом.

Для налива и разгрузки нефтеналивных судов предусмотрены гавани и причалы. Гавань — часть портовой акватории, прилегающей к причалам, где проводят грузовые операции. Сооружение для причаливания судов и связи их с берегом называют пристанью. Если пристань значительно выдается от берега внутрь водной поверхности, ее называют пирсом. Налив танкера при отсутствии причала можно производить на некотором расстоянии от берега по подводному трубопроводу.

Новым направлением водных перевозок нефтепродуктов является использование подводных лодок.

Автомобильные цистерны, в которых перевозят нефтепродукты, оснащены комплектом оборудования для налива и слива. Внутри цистерны установлены поперечные и продольные волнорезы для уменьшения силы ударной волны жидкости при движении машины (до 2т, 2-5т, 5-15т, более 15т).

Различают следующие трубопроводные системы: нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы. Все узкоспециализированные системы состоят из одних и тех же элементов: входящих трубопроводов, головных и промежуточных перекачивающих станций, линейных сооружений, конечного пункта.

Трубопровод для перекачки нефти называется *нефтепроводом*.

Нефтепровод и газопровод — сложное инженерное сооружение, не отъемлемыми частями которого являются: запорная, регулирующая и предохранительная арматура; устройства для ввода химических реагентов; контрольно-измерительные приборы и средства автоматики; устройства для защиты от коррозии, деформации трубопровода, периодической очистки внутренней поверхности и другие объекты.

По рабочему давлению выделяют трубопроводы низкого (до 1,6 МПа), среднего (от 1,6 до 2,5 МПа) и высокого (выше 2,5 МПа) давления.

По назначению нефтепроводы различают внутренние, местные и магистральные.

Внутренние нефтепроводы находятся внутри промыслов, нефтебаз, нефтеперерабатывающих заводов. *Местные* нефтепроводы соединяют нефтепромысел и головную станцию магистрального нефтепровода, нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн, либо судов.

К *магистральным нефтепроводам (МНП)* относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно.

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений:

- подводящие трубопроводы;
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт;
- линейные сооружения.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями магистрального нефтепровода.

Головная НПС предназначена для приема нефти с промыслов, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

Промежуточные НПС восполняют энергию, затраченную потоком на преодоление сил трения, и обеспечивают дальнейшую перекачку нефти. Размещаются по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50 - 200 км). Конечным пунктом магистрального нефтепровода является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

Собственно трубопровод - основная составляющая магистрального нефтепровода - представляет собой трубы, сваренные в «нитку», оснащенные камерами приема и пуска скребков, разделителей, диагностических приборов, а также трубопроводы-отводы (лупинги).

При переходах через водные преграды трубопроводы, как правило, заглубляются ниже уровня дна. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссейных дорог трубопровод укладывают в патроне (кожухе) из труб, диаметр которых не менее, чем на 200 мм больше.

При пересечении естественных и искусственных препятствий применяют также надземную прокладку. Трубы магистральных нефтепроводов изготавливают хорошо сваривающейся стали. По способу изготовления трубы для нефтепроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Толщина стенки труб стандартизирована.

Трубопроводная арматура (запорная, регулирующая, предохранительная) предназначена для управления потоками нефти, транспортируемыми по трубопроводам.

Основными заданными параметрами магистрального нефтепровода является его *пропускная способность и длина.*

Под пропускной способностью G (т/год) понимают максимальное количество нефти, которое может быть перекачано по трубопроводу за год при принятых расчетных режимах. Расчетная подача (при равномерной перекачке в течение года) равна отношению годовой пропускной способности к числу рабочих дней в году с учетом остановки на ремонт.

Расчетная часовая подача $Q_{\text{ч}}$ ($\text{м}^3/\text{ч}$)

$$Q_{\text{ч}} = G/350 \cdot 24 \cdot \rho$$

где: ρ - плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$: 350 – число рабочих дней в году; 24 – число часов в сутки.

Расчетными параметрами нефтепровода являются *диаметр* труб и промежуточные *насосные станции*. Диаметр трубопровода и режим течения определяют исходя из его пропускной способности и скорости течения жидкости (1.5 – 2 м/с).

Для защиты трубопроводов от коррозии применяют пассивные и активные средства и методы .

В качестве пассивного средства используются изоляционные покрытия, к активным методам относятся электрохимическая защита.

Резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов размещаются на головной НПС; на границах эксплуатационных участков; в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям. В системе магистральных нефтепроводов используют резервуары. Различают следующие системы перекачки:

- постанционная;
- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

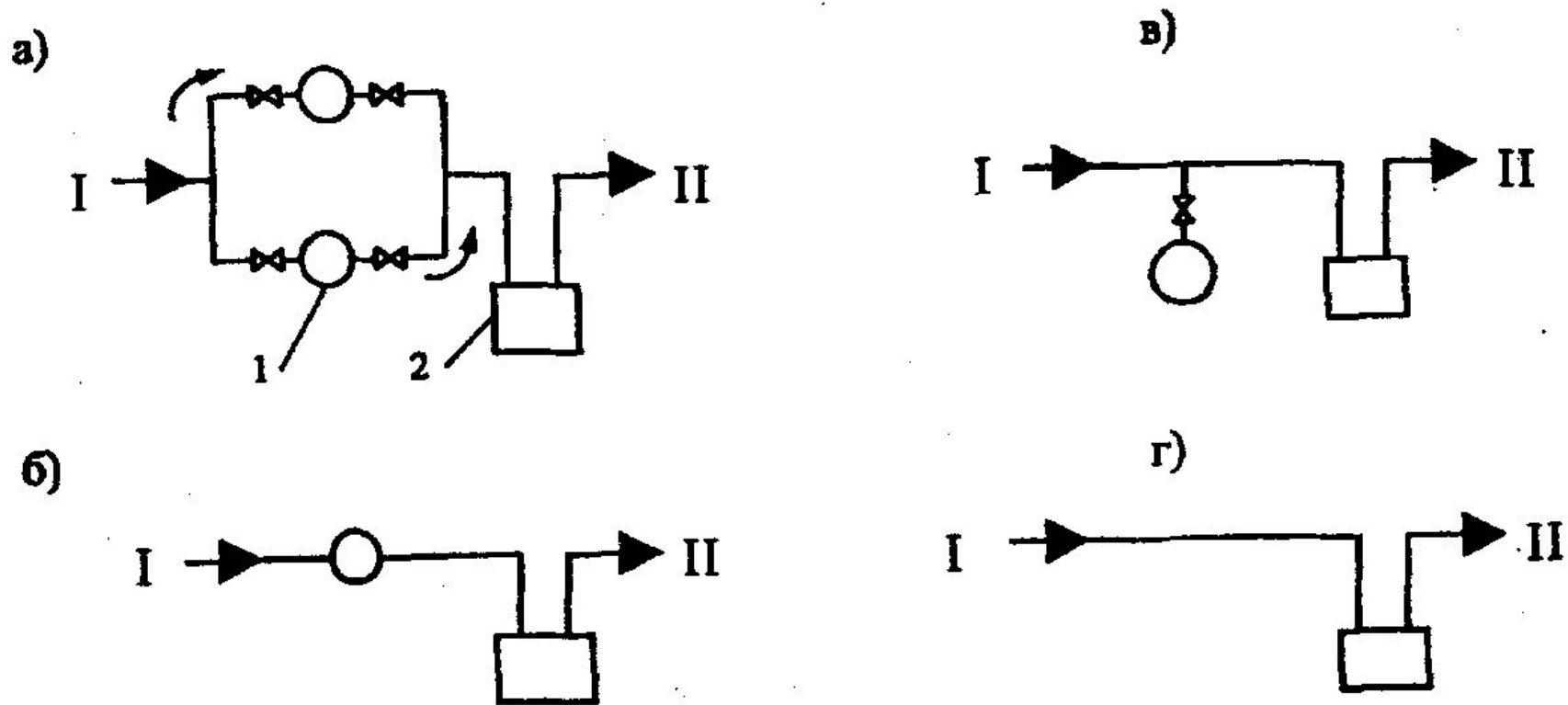


Рис. 18.2. Система перекачки:

а – постанционная; б – через резервуары; в – с подключенными резервуарами; г – из насоса в насос.

***I – предыдущая НПС; II – последующая НПС
1 – резервуар; 2 – насосная станция***

В *постанционной* системе перекачки (рис. 8.2 а) нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара.

Система перекачки «*через резервуар станции*» (рис. 8.2 б) исключает учет нефти по перегонам, зато потери нефти от испарения меньше.

В системе перекачки «с подключенными резервуарами» (рис. 8.2 в) - основная масса нефти проходит, минуя резервуары, потери от испарения небольшие.

В системе перекачки «из насоса в насос» (рис. 8.2 г) резервуары промежуточных станций отключаются от магистрали задвижками и используются только для приема нефти во время аварии или ремонта.

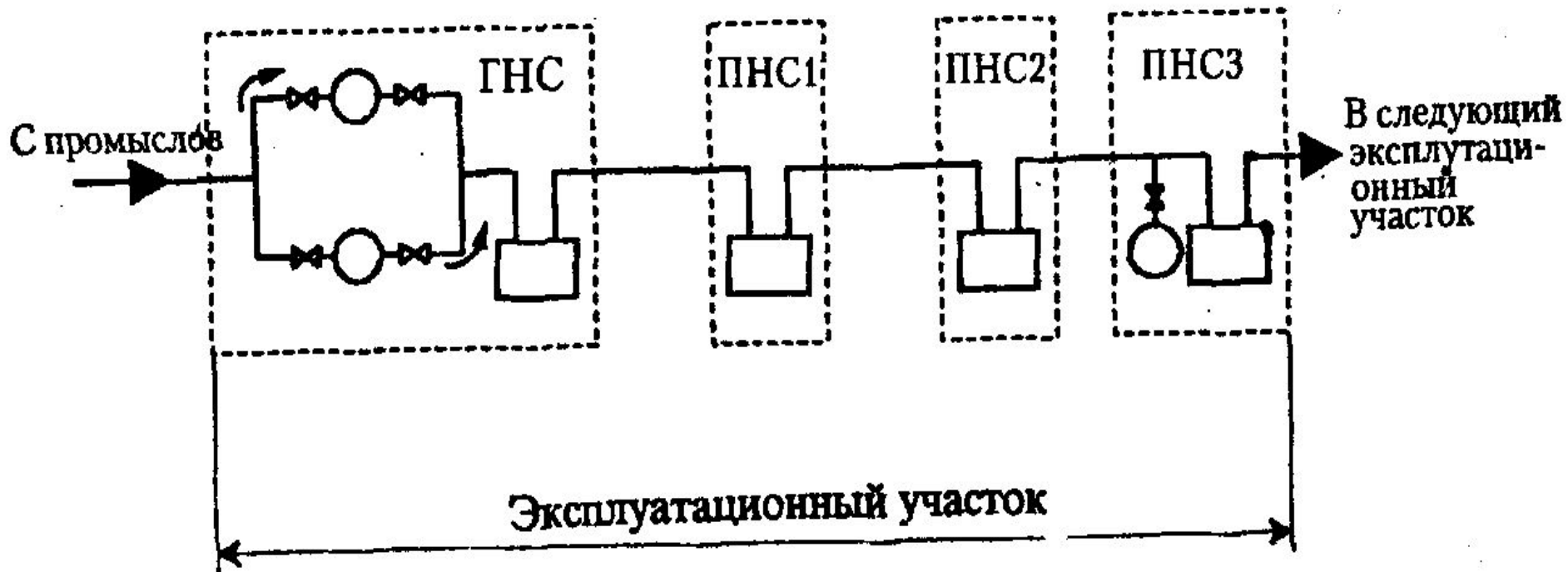


Рис.18.3

ГНС – головная нефтеперекачивающая станция;

ПНС – промежуточная нефтеперекачивающая станция.

Транспортирование нефтей, обладающих высокой вязкостью при обычных температурах или содержащих большое количество парафина, по трубопроводам обычным способом затруднено. В этих случаях применяют специальные методы:

- перекачку с разбавителями;
- гидротранспорт высоковязких нефтей;
- перекачку термически обработанных нефтей;
- перекачку нефтей с присадками;
- перекачку предварительно подогретых нефтей.

Наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей в настоящее время является их перекачка с подогревом («горячая перекачка»).

В этом случае резервуары оборудованы системой подогрева нефти до необходимой температуры. По трассе трубопровода через каждые 25-100 км устанавливают дополнительные пункты подогрева.

Особенность трубопроводного транспорта нефтепродуктов заключается в организации перекачки по одному трубопроводу сразу нескольких нефтепродуктов с различными свойствами в виде следующих друг за другом партий. Периодические очередности их следования в трубопроводе называют циклом последовательной перекачки.

Газ попутный и природный транспортируют по газопроводам.

Магистральные газопроводы в большинстве случаев имеют диаметр 1200 – 1420 мм и работают с давлением 7.5 МПа.

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями (КС), сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

В состав МГ входят головные сооружения, компрессорные станции, газораспределительные станции (ГРС), подземные хранилища газа, линейные сооружения.

Для системы снабжения городов и промышленных предприятий характерна неравномерность потребления газа, расходуют его неравномерно по временам года, месяцам, неделям, суткам.

Для покрытия этой неравномерности сооружают хранилища, способные вместить летние избытки газа и выдать газ потребителям зимой или в непредвиденных ситуациях.

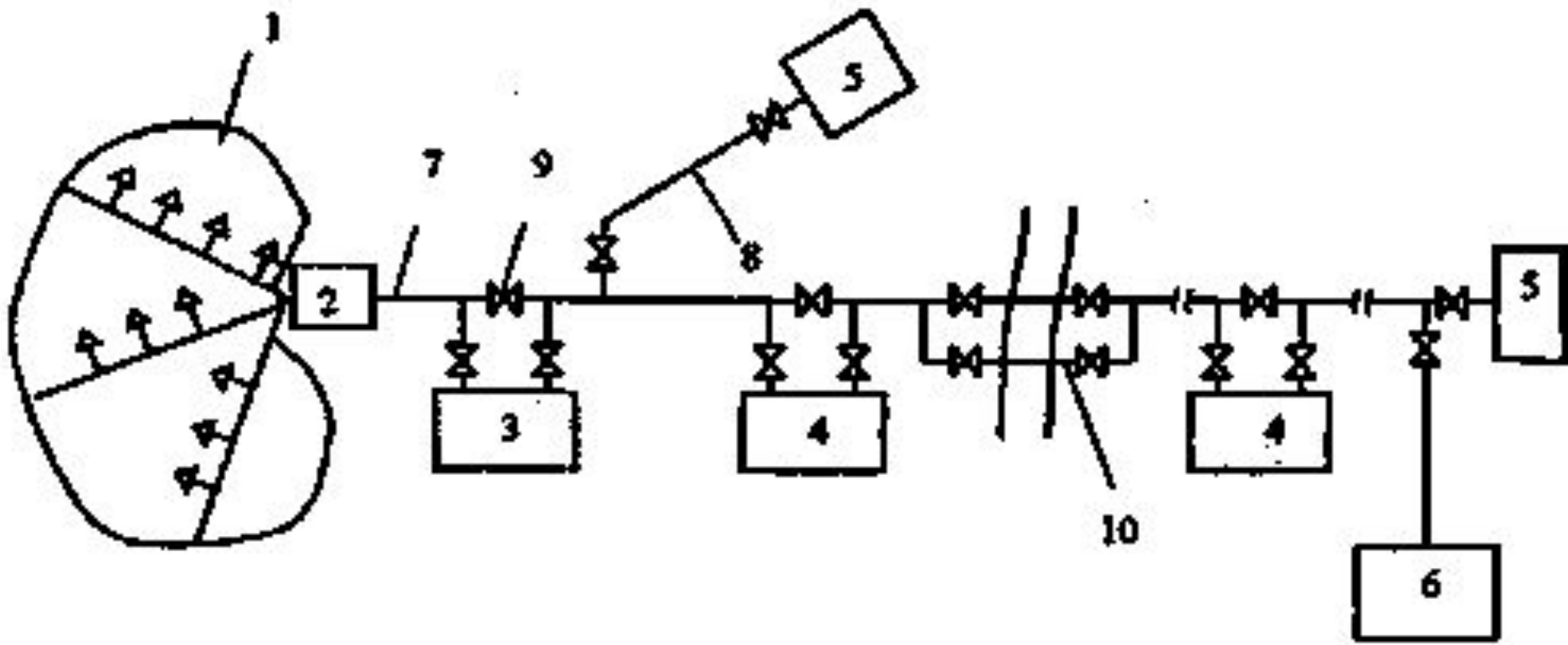


Рис.18.4. Схема магистрального газопровода:

1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа;
 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция;
 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища;
 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвления от магистрального трубопровода; 9 – линейная арматура;
 10 – двухниточный проход через водную преграду

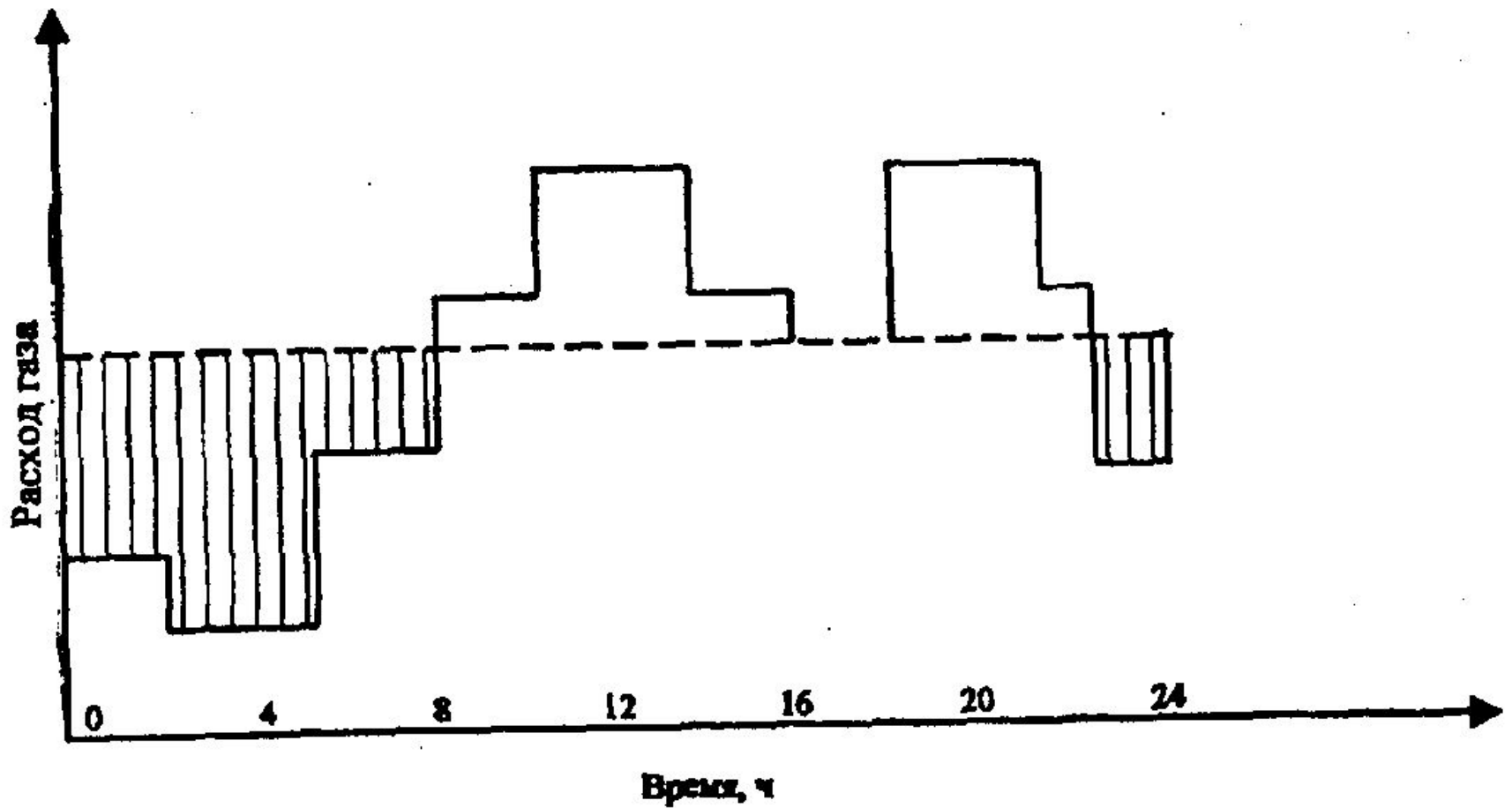
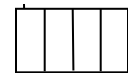


Рис. 18.5 График суточного потребления газа

--- - среднесуточный расход газа;

— - фактический расход газа;

□ - избыток газа;



- нехватка газа.

Для компенсации суточной неравномерности потребления газа используют газгольдеры высокого и низкого давления.

Для компенсации сезонной неравномерности потребления газа используют подземные хранилища (ПХГ), которые можно подразделить на два основных типа: 1) хранилища, сооруженные в пористых горных породах; 2) хранилища в полостях горных пород – шахтах, пещерах, рудниках, а также в отложениях каменной соли.

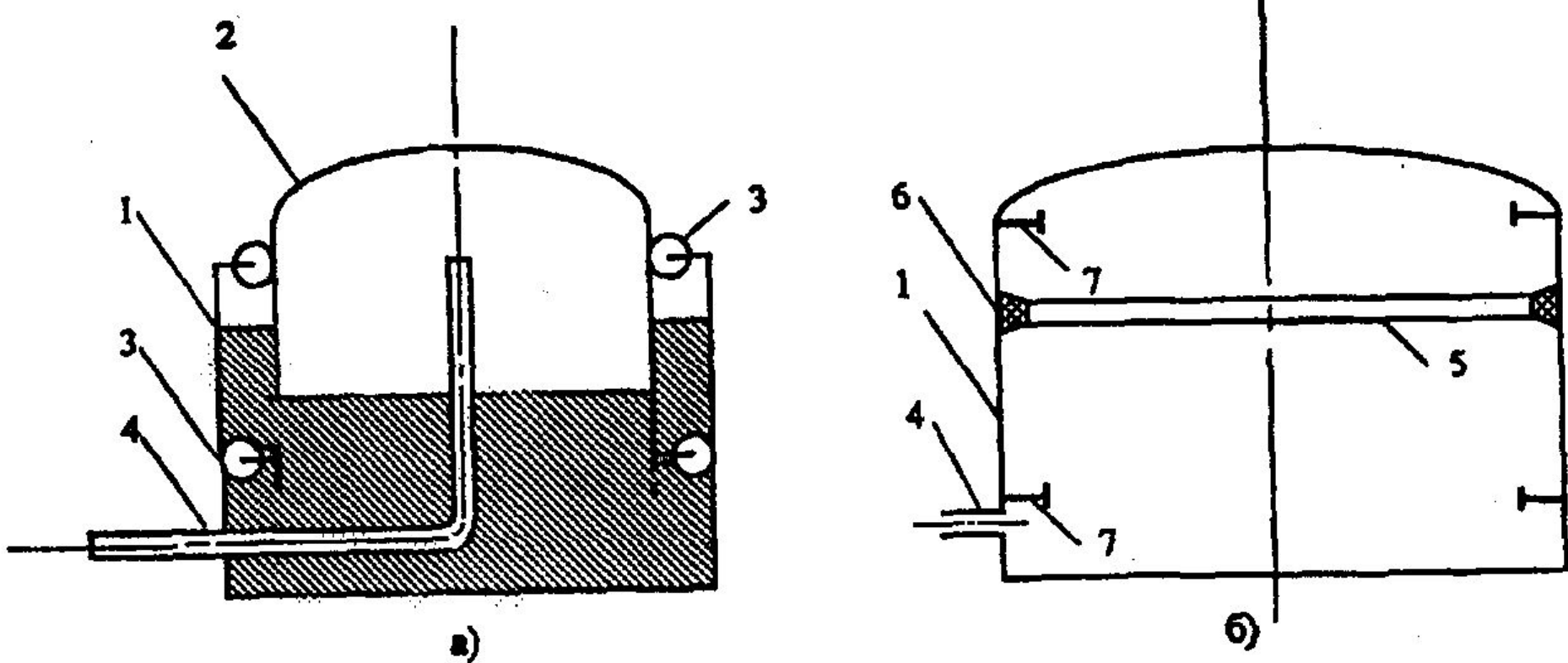


Рис.18.6а Принципиальная схема газгольдеров низкого давления:

а) мокрый; б) сухой;

1 – резервуар; 2 – колокол; 3 – ролики;

4 – газопровод; 5 – шайба; 6 – уплотнение;

7 – ограничитель хода.

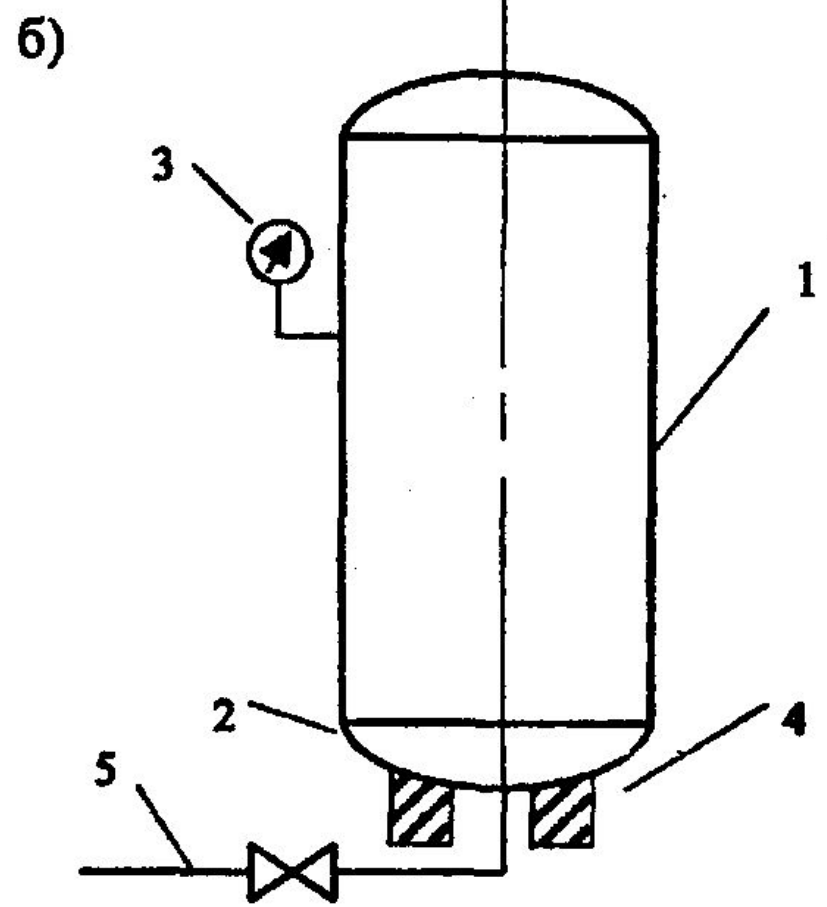
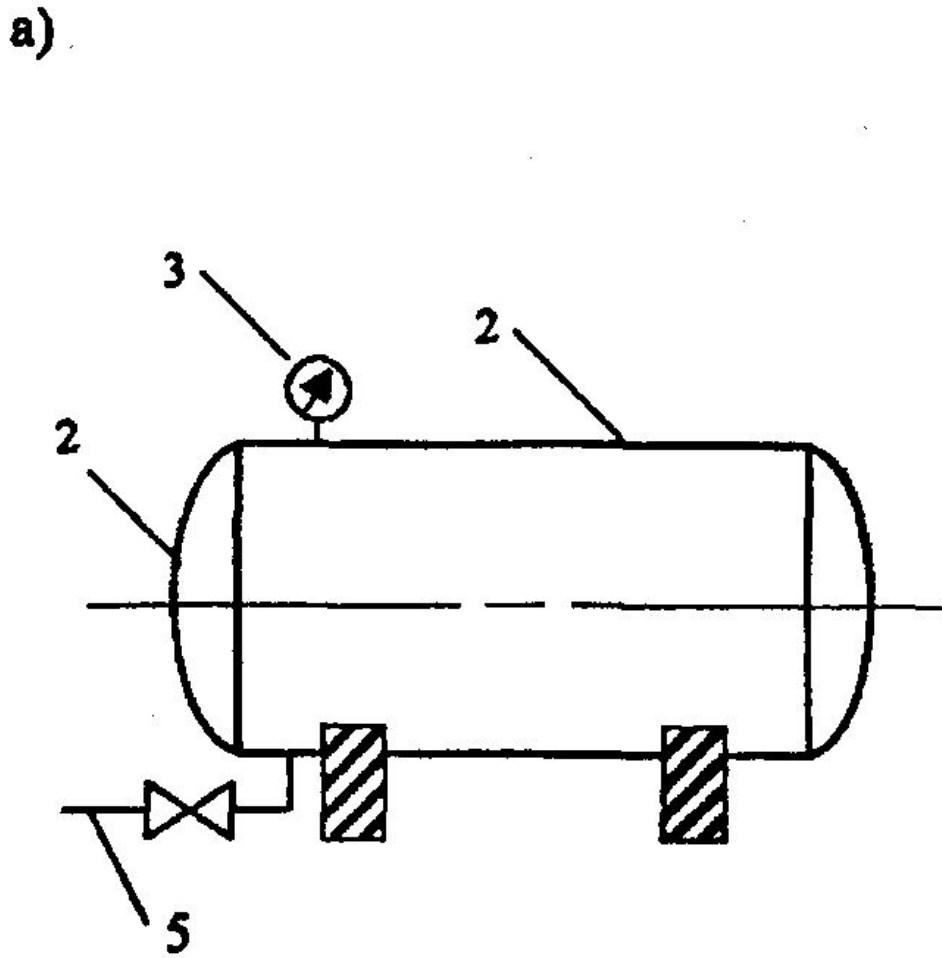


Рис.18.6 б Цилиндрические газгольдеры
высокого давления:
а) горизонтальный; б) вертикальный.

Пористые газохранилища, в свою очередь, подразделяются на те, которые созданы в истощенных газовых, нефтяных и газокоденсатных месторождениях, и те, которые образованы закачкой газа в водонасыщенные пласты.

Расчетный объем газа, который ежегодно нагнетают в хранилище и отбирают в течение этого времени, называют активным.

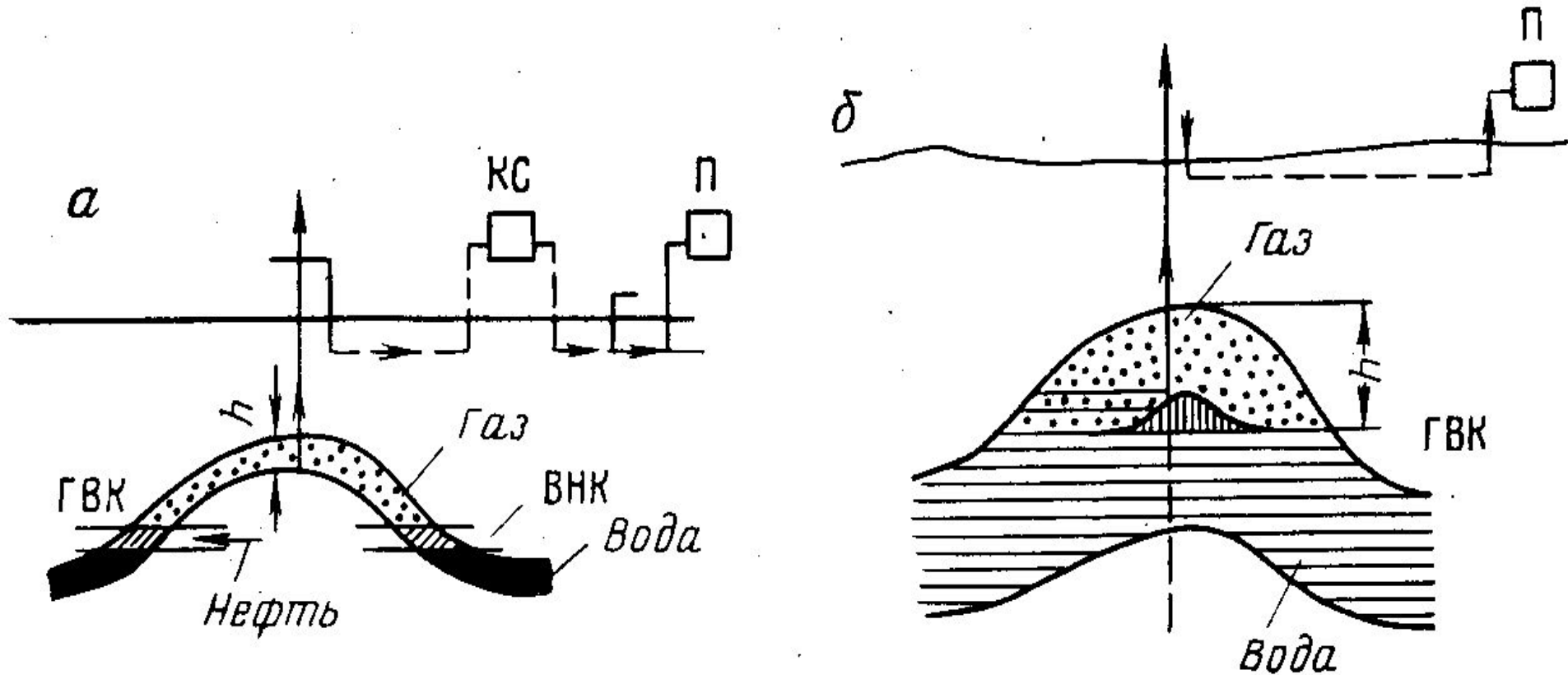


Рис.18.7. Схемы подземных хранилищ природного газа: ГНК – газонефтяной контакт; ВНК – водонефтяной контакт; ГВК – газоводяной контакт; КС – компрессорная станция; П – потребитель; h – высота пласта или ловушки.

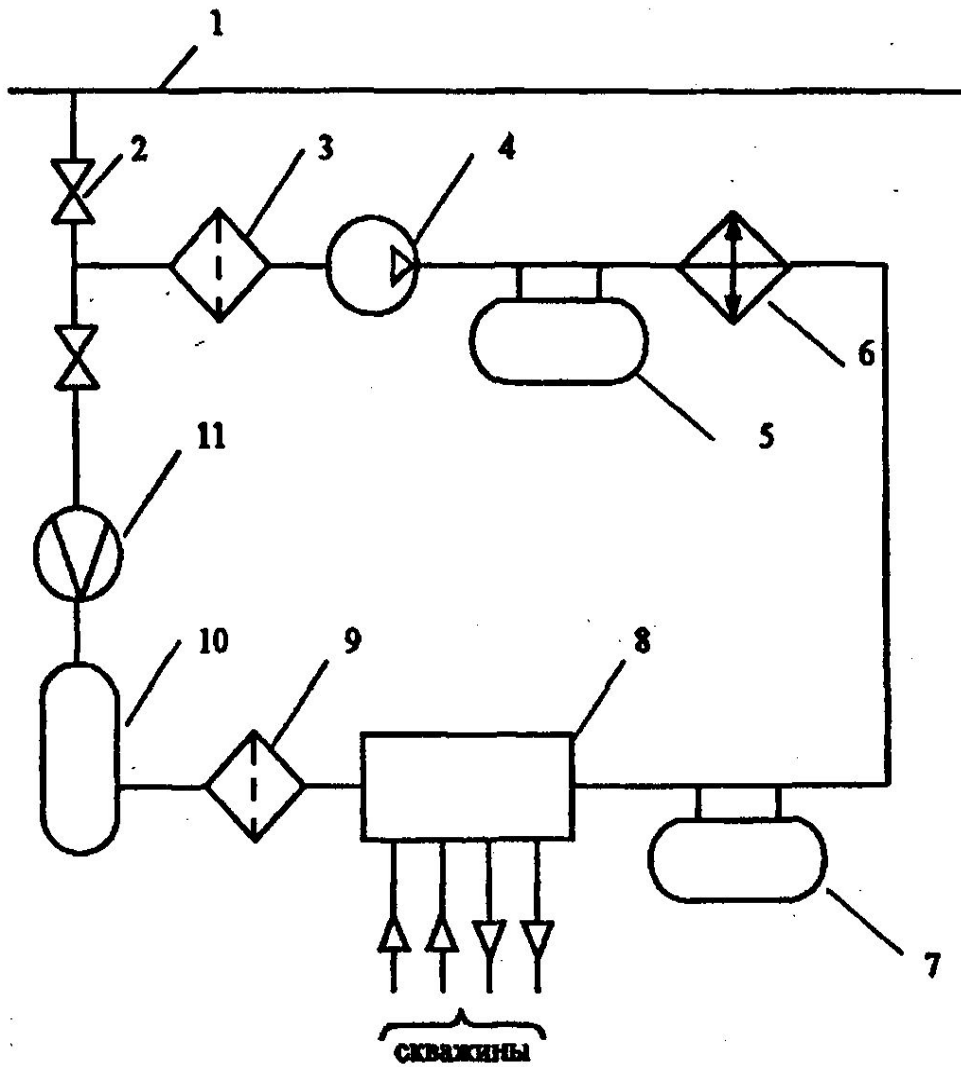


Рис.18.8.
Принципиальная схема
наземных сооружений
ПХГ:

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

По трубопроводу транспортируют также газы сжиженные.

При сжижении природного газа, его объем при атмосферном давлении уменьшается примерно в 630 раз. Благодаря этому, можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для его транспортировки. Газ с промыслов поступает на головной завод сжижения (ГЗС), где производится его очистка, осушка, сжижение и отделение неконденсирующихся примесей.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется под давлением 4-5 МПа и при температуре минус 100-.120 0С. Чтобы предотвратить нагрев газа за счет теплопритока от окружающей среды трубопроводы сжиженной перекачки газа (СПГ) покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения (ПСО) на расстоянии 100-.400 км друг от друга.

Продукты, вырабатываемые из нефти и природного газа, используют в промышленности, на транспорте, в сельском хозяйстве, медицине.

Из нефти путем перегонки без химического воздействия получают топлива, нефтяные масла, парафины и вазелины, нефтяные битумы, растворители, прочие нефтепродукты.

Продукты химического производства - синтетический каучук, пластмассы, синтетические волокна, моющие средства.

Основными этапами переработки нефти являются подготовка к переработке, первичная и вторичная переработка, очистка нефтепродуктов.

Подготовка заключается в дополнительном обезвоживании и обессоливании нефти на установках нефтеперерабатывающего завода.

Переработка нефти начинается с ее перегонки (ступенчатого испарения углеводородов, имеющих различные температуры начала кипения и их конденсация). В ходе перегонки, выделяющиеся из нефти пары, состоят из смеси углеводородов (фракций), имеющих близкую температуру кипения.

Процесс разделения жидких неоднородных смесей на узкие фракции называют *ректификацией*. Разделение основано на многократной дистилляции.

Ректификация осуществляется в ректификационной колонне.

Ректификационная колонна представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат высотой 20-30 м и диаметром 2- 4м. Внутри колонны установлено несколько десятков горизонтальных перегородок, называемых тарелками, в которых имеются отверстия для прохождения паров нефти и жидкости.

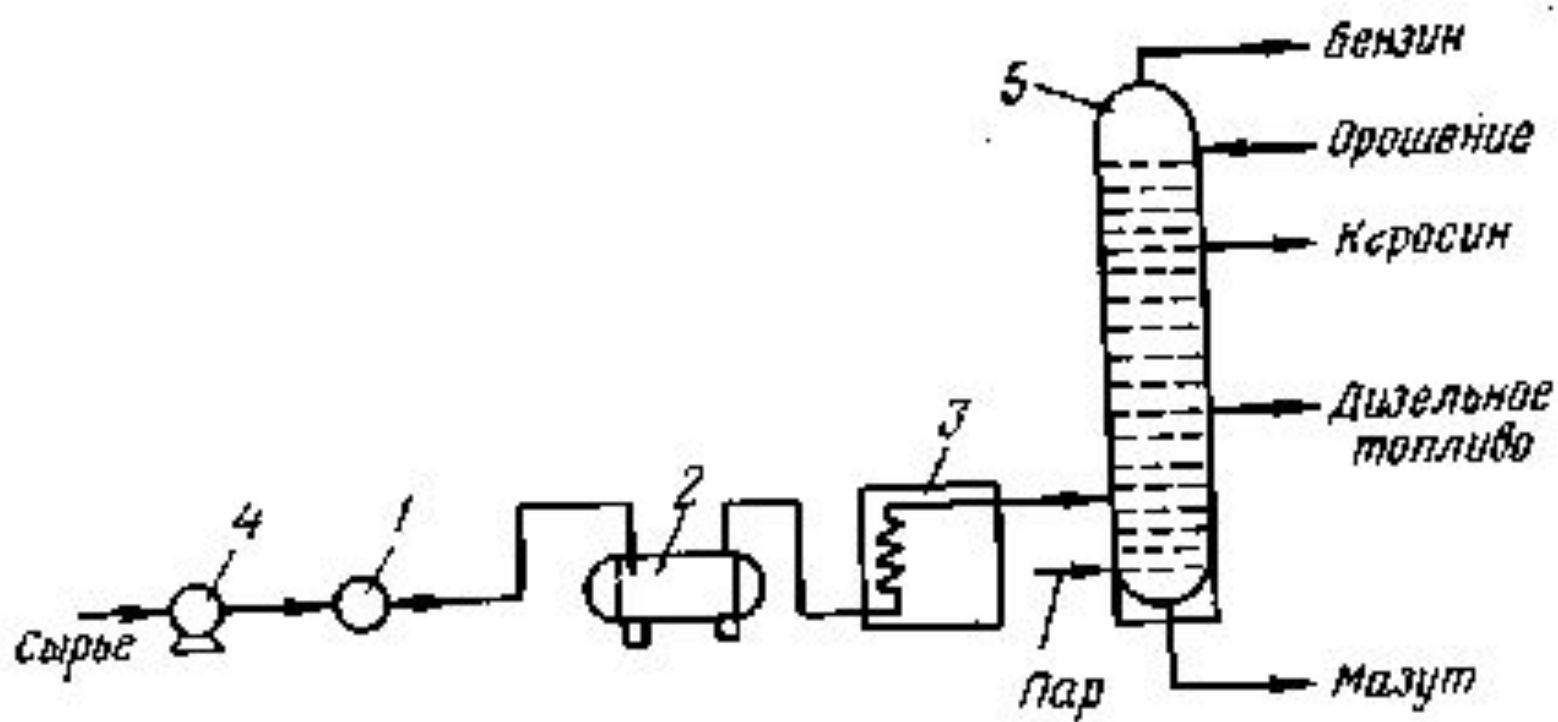


Рис. 18.9. Схема установки для перегонки нефти:

- 1 – теплообменник;
- 2 – водогрязеотделитель;
- 3 – трубчатая печь;
- 4 – насос;
- 5 – ректификационная колонна.

Для перегонки нефти применяют установки разных типов: атмосферные, вакуумные, атмосферно-вакуумные, комбинированные.

К термическим процессам переработки нефтяного сырья относятся:

-термический крекинг под высоким давлением, термический крекинг нефтяных остатков при низком давлении, термический крекинг высокотемпературный под низким давлением жидкого и газообразного нефтяного сырья (*пиролиз*).

В результате этих процессов органические соединения нефти распадаются на части (легкие, средние, тяжелые) аналогично фракциям и их переработка.

При термическом крекинге под высоким давлением получают бензин, керосин, газ и топочный мазут.

Пиролиз проводят при температуре 750 – 900 0С и атмосферном давлении. Из газообразных и легких жидких углеводородов получают продукты для нефтехимического производства.

Каталитический *крекинг* – процесс деструкции (разделения) нефти в присутствии катализаторов при высокой температуре (440 – 500 0С) и низком давлении (0.15 МПа).

Каталитический *риформинг* осуществляется под действием высокой температуры, давления водорода и катализатора с целью получения индивидуальных ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилол) и увеличения октанового числа бензинов.

Процессы каталитического расщепления нефти и деструктивной переработки нефтяного сырья проводится на специальных установках, а ряд получаемых продуктов используют в нефтехимической промышленности.

В зависимости от применяемых технологий и свойств нефти из одной тонны получают примерно от 160 до 480 литров бензина.

Переработка углеводородных газов производится на газоперерабатывающих заводах (ГБЗ) и сводится к выделению из них бензина, получению сжиженных газов и индивидуальных углеводородов.

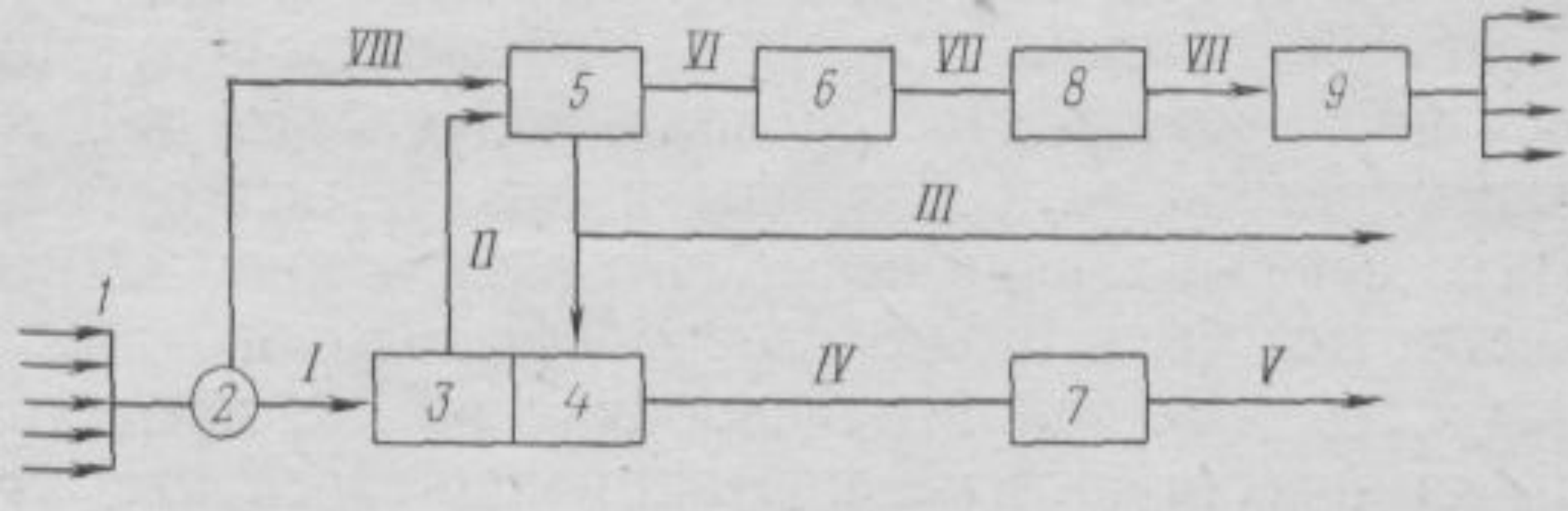


Рис. 18.10 I – газ с промыслов; II – сырой газ после первой ступени сжатия; III, IV - отбензиненный газ соответственно низкого и высокого давления; V – осушенный газ высокого давления; VI – нестабильный бензин; VII – товарная продукция; VIII – бензиновый конденсат; 1 – пункт приема; 2 – установка очистки и замера газа; 3 – компрессоры первой ступени; 4 – компрессоры второй ступени; 5 – маслоабсорбционная установка; 6 – газофракционирующая установка; 7 – установка осушки газа; 8 – товарный парк; 9 – наливное хозяйство

Существует несколько способов отбензинивания газов: компрессорный, абсорбционный и адсорбционный.

При компрессорном способе проводят сжатие газа в компрессорах, а затем его охлаждают.

При абсорбционном способе путем жидкого растворителя растворяют тяжелые углеводороды газа.

Синтетические продукты получают в результате химической переработки углеводородного сырья, к которым относятся полимеризация, дегидрирование, окисление, гидратация, алкилирование, сульфирование.

В процессе *полимеризации* происходит соединение нескольких простых молекул в одну большую, в результате получают полимеры. Процесс можно ускорить применением катализаторов.

Дегидрирование – отщепление атомов водорода, в результате из этана получают этилен, из бутана – бутилен.

Гидрирование – реакция, обратная дегидрированию, используется для получения парафинов и предельных циклических углеводородов.

Комплекс сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов называют *нефтебазами*.

Для обслуживания и заправки автомобилей горючим предназначены автозаправочные станции.

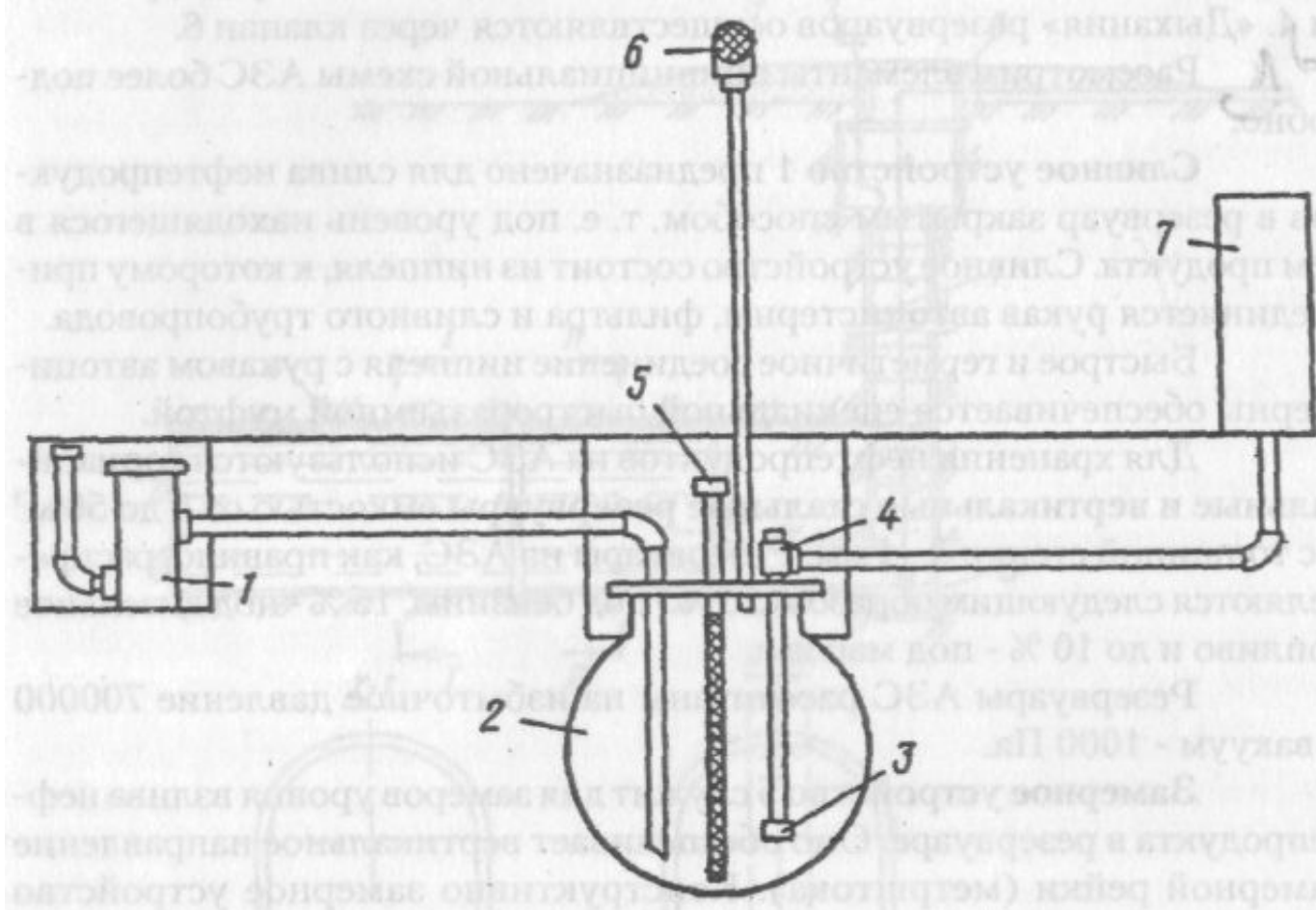


Рис.18.11. Принципиальная схема АЗС:

- 1 - сливное устройство; 2 - резервуар для топлива;
- 3 - клапан приемный; 4 - противовзрывник угловой;
- 5 - замерное устройство; 6 - клапан дыхательный;
- 7 - топливораздаточная колонка

Разработка и эксплуатация месторождений, а также переработка нефти влечет за собой образование жидких и твердых нефтесодержащих отходов, которые носят название «нефтешламы».

Нефтешламы представляют собой устойчивые нефтеводяные эмульсии с содержанием различного количества механических примесей.

По целям технологии переработки нефтешламов можно разделить:

- переработка в сырье,
- переработка в готовую продукцию (битум, котельное топливо),
- применение в качестве сырьевых добавок при производстве строительных материалов (керамзита, асфальто-бетона, гидроизоляционных).
- уничтожение методом сжигания и биологического разложения.
- захоронение в специальных могильниках после термической, физической, химической, биологической обработки.