

Тема 5. Сбор и подготовка углеводородного сырья

Лекция 9. СИСТЕМЫ СБОРА
ПРОДУКЦИИ. ПРОМЫСЛОВЫЕ
ТРУБОПРОВОДЫ. ОСНОВНЫЕ
ПРОЦЕССЫ ПРОМЫСЛОВОЙ
ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

**Промысловая система сбора и ППС-
комплекс коммуникаций и
сооружений,** расположенных на территории
разрабатываемых объектов, **обеспечивающих:**

- a) **замер**
- b) **транспортирование**
- c) **подготовку до требуемых
параметров**
- d) **утилизацию всех** попутно добываемых и извлекаемых в
процессе производства **продуктов и вредных
веществ**

Конструктивно – это
разветвленная сеть
трубопроводов (подземные, наземные, подводные,
подвесные), **соединяющих скважины,**
технологические установки,
аппараты, сооружения

ППС - разделение жидких и
газообразных УВ, освобождение
их от посторонних примесей любого
происхождения

Современные системы сбора продукции и схемы размещения должны обеспечить:

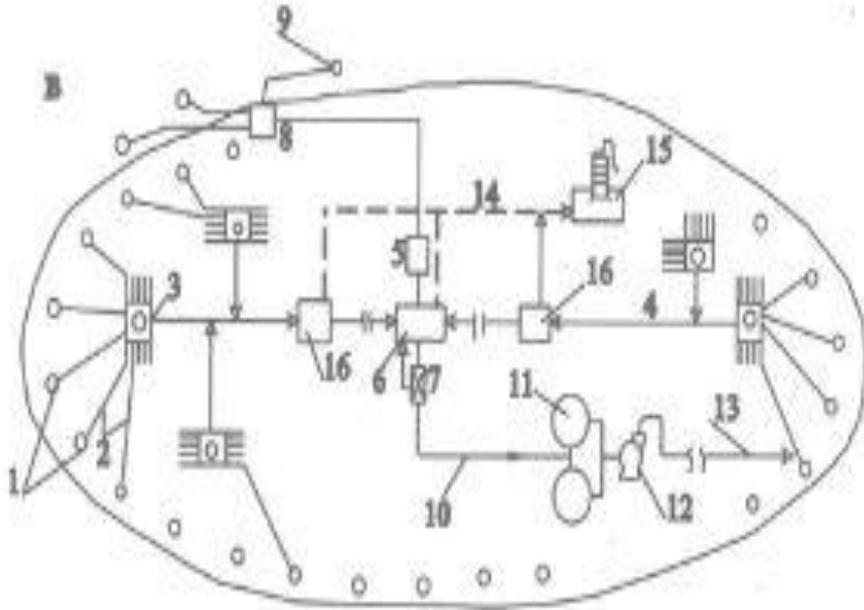
- 1) надежную герметизацию всей системы;**
- 2) измерение дебита каждой скважины,**
- 3) отдельный сбор продукции, смешение которой нежелательно;**
- 4) возможность совмещения ТП в трубопроводах и технологическом оборудовании;**
- 5) требуемое качество товарной продукции;**
- 6) охрану окружающей среды;**
- 7) использование избыточной энергии потока поступающего из ДС и особенностей рельефа местности;**
- 8) автоматизацию и телемеханизацию основных ТП**

Схема должна предусматривать возможность отключения отдельных и подключения новых, ввода необходимых ингибиторов, подогрева продукции, УЛФ

Герметизированные системы сбора нефти, зависящие от рельефа местности

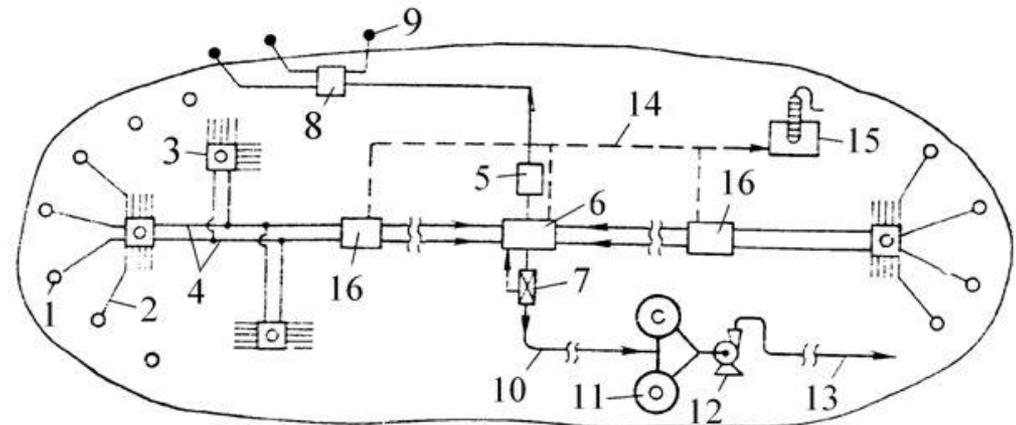
МЕСТНОСТИ

Если рельеф местности месторождения ровный



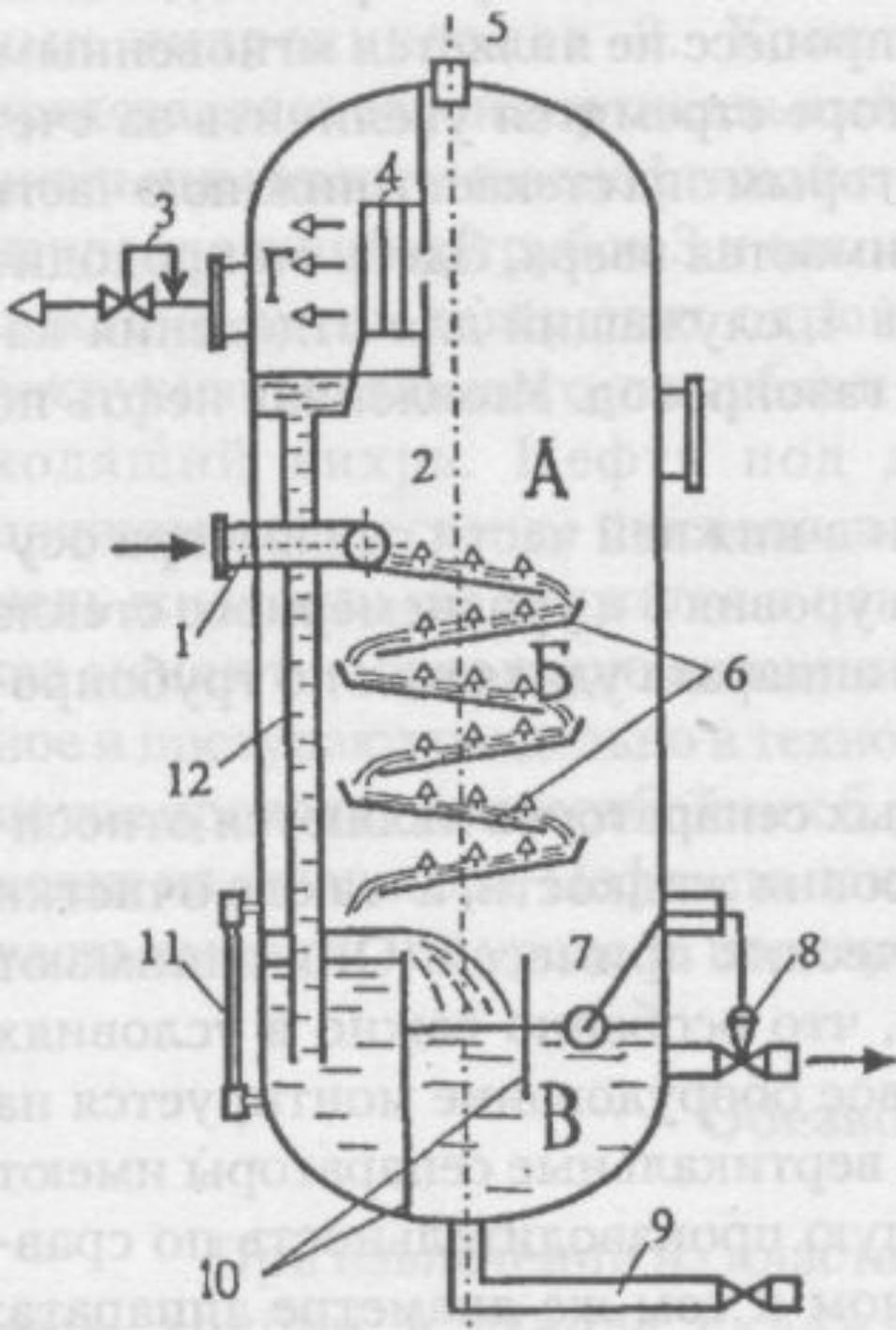
Если рельеф местности месторождения всхолмленный

1-ДС, 2-выкидные линии, 3-АГЗУ, 4-сборный коллектор, 5-УПВ, 6-УПН, 7-АЗУ товарной нефти, 8-КНС, 9-НС, 10-коллектор товарной нефти, 11-товарные резервуары, 12-головная насосная станция, 13-магистральный нефтепровод, 14-сборный газопровод, 15-ГПЗ, 16-ДНС



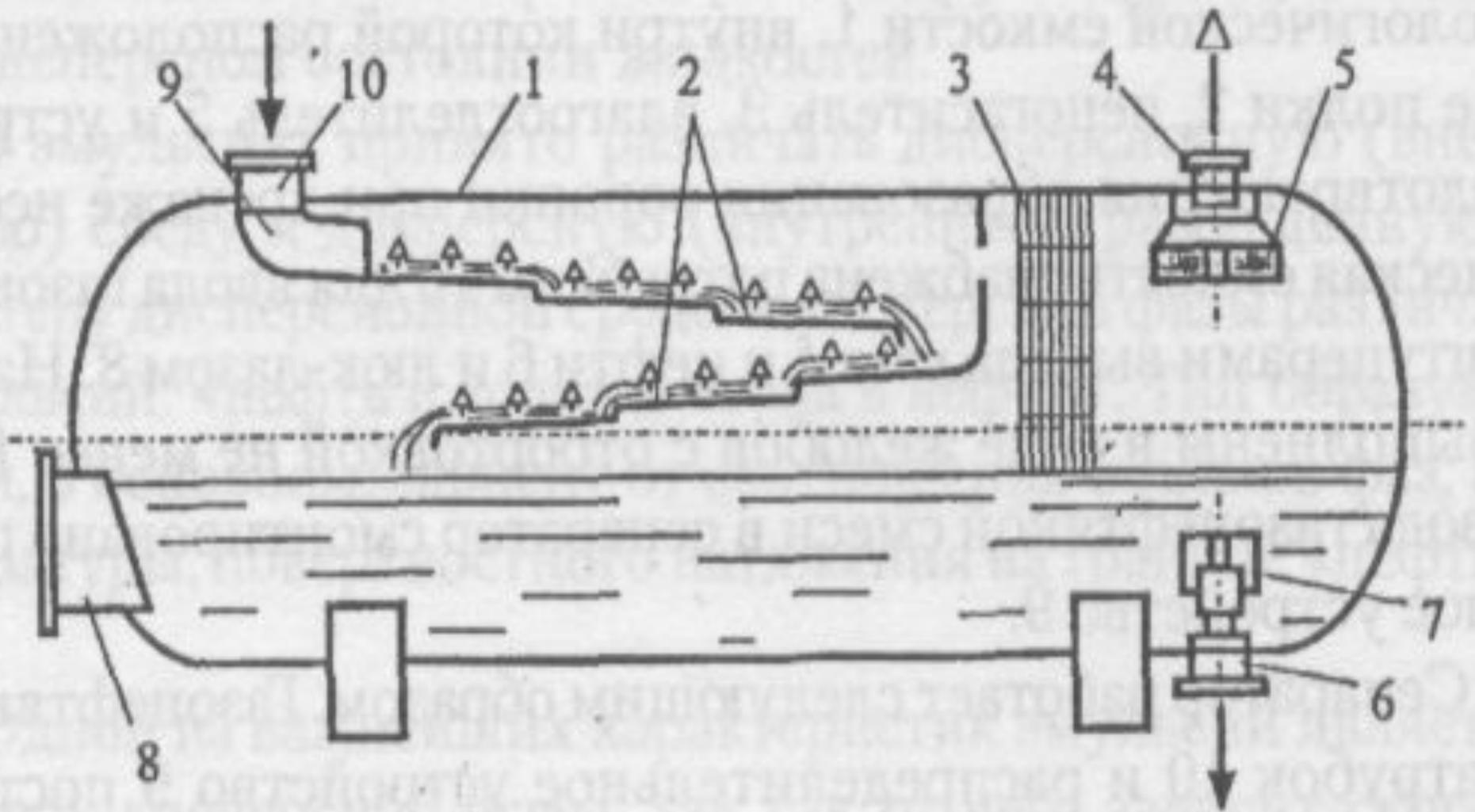
Элементы системы сбора и подготовки УВ на промыслах:

- 1) **эксплуатационные скважины (ДС, НС)**
- 2) **групповые замерные установки (ГЗУ)**, автоматическое переключение скважины на замер, измерение и регистрация дебитов скважин
- 3) **дозаторные установки**, для ввода в продукцию скважины дезэмульгаторов
- 4) **путевые нагреватели (печи электрические, газовые)**, нагрев продукции скважин для снижения вязкости и повышения текучести
- 5) **сепараторы газа**, аппараты для отделения нефти от газа (вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные)
- 6) **дожимные насосные станции (ДНС)**, для сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости, дальнейшего раздельного транспортирования нефти центробежными насосами, а газа под давлением сепарации
- 7) **установки подготовки нефти**,
- 8) **очистные сооружения для очистки промысловых вод**,
- 9) **резервуарные парки**,
- 10) **компрессорные станции**,
- 11) **системы улавливания паров нефти (УЛФ)**,
- 12) **блоки очистки газа от сероводорода**,
- 13) **головные сооружения**,
- 14) **система ППД**



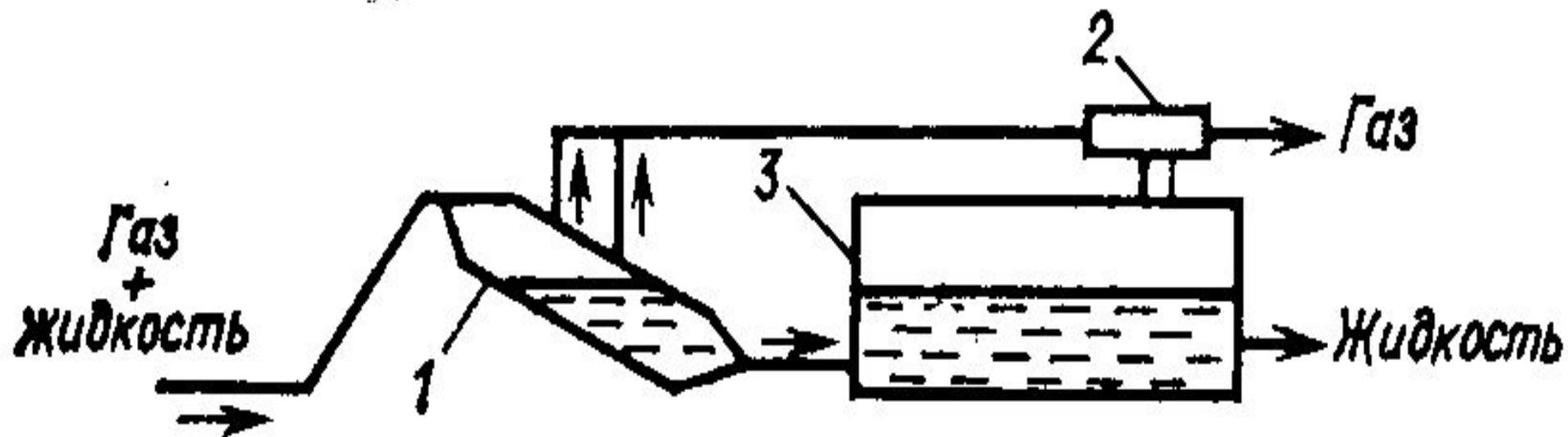
Вертикальный сепаратор:

- А – основная сепарационная секция;
- Б – осадительная секция;
- В – секция сбора нефти;
- Г – секция каплеудаления;
- 1 – патрубок ввода ГЖС;
- 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



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



Технологическая схема газосепарационного узла:

1 – депульсатор;

2 – каплеотбойник;

3 – отстойник-сепаратор

УПН обеспечивает

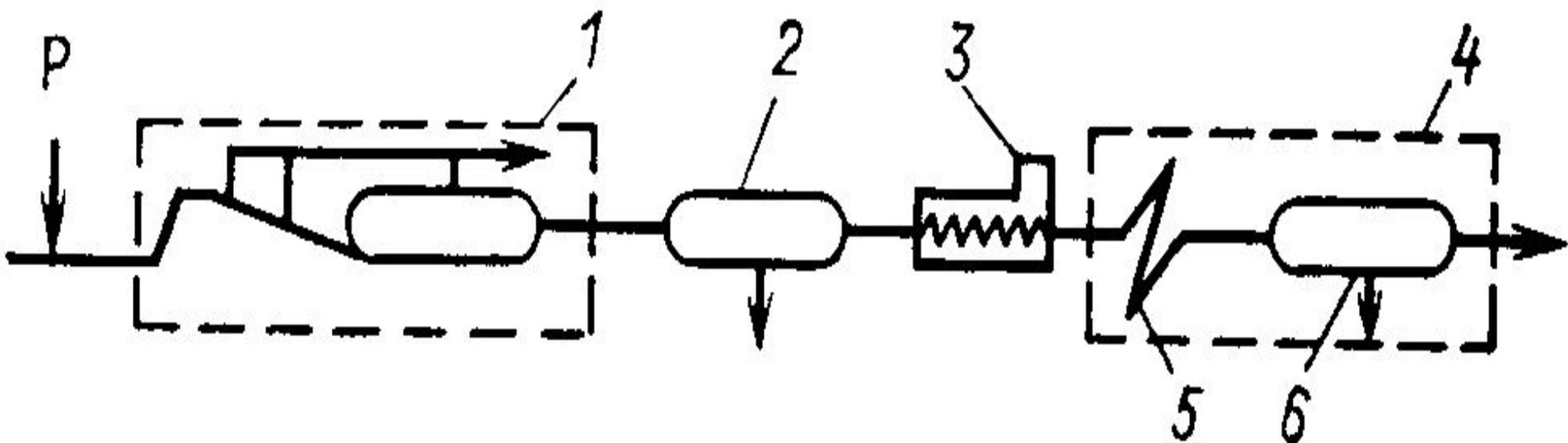
А. обезвоживание, обессоливание и стабилизацию Н

В. снижение содержания механических примесей до допустимого уровня

Обезвоживание ПС включает:

- 1) разрушение БО на каплях воды** с применением ПАВ и тепловой обработки
- 2) укрупнение капель** за счет их слияния
- 3) разделение фаз**

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа, (мм.рт.ст) не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)



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

Методы разрушения эмульсий:

- ✓ **гравитационное холодное разделение** применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости с каплями больших размеров
- ✓ **внутритрубная деэмульсация** - добавление деэмульгаторов в движущуюся в трубах эмульсию (15-20 гр. на 1 тонну эмульсии)
- ✓ **термическое воздействие**- нагрев нефти перед отстаиванием
- ✓ **термохимическое воздействие** - применение деэмульгаторов и нагрева нефти перед отстаиванием
- ✓ **электрическое воздействие на эмульсию** производится в электродегидраторах. Под действием электрического поля 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

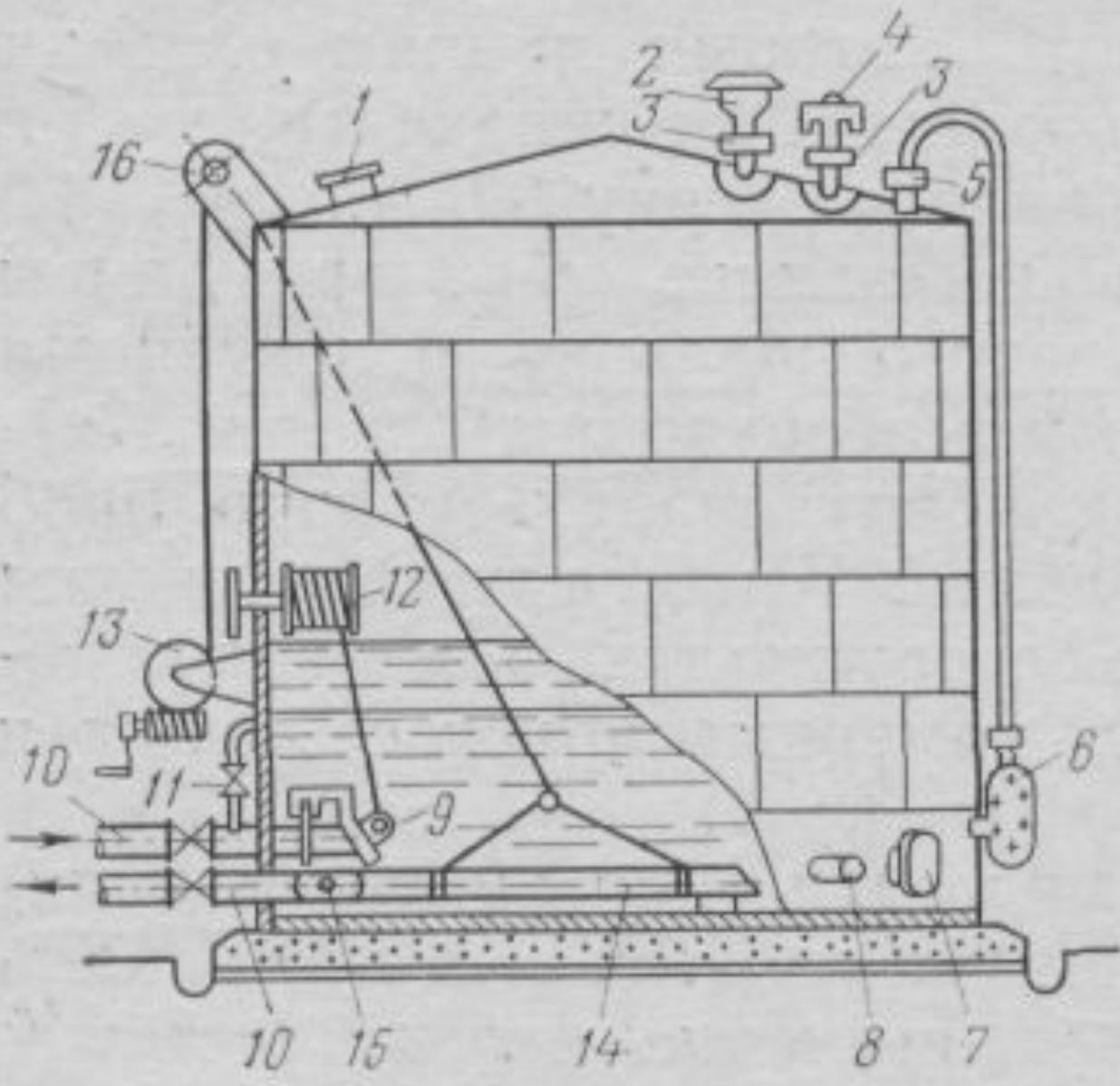
(удаление избыточного количества хлористых солей из товарной продукции) осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственно эмульсию вновь обезвоживают

Стабилизация (глубокое разгазирование) - завершающий этап подготовки нефти - отделение от нефти легких фракций с целью уменьшения потерь в результате испарения (осуществляется методом горячей сепарации или методом ректификации в специальной колонне)

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

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

Резервуары - сосуды разной формы (цилиндрические вертикальные и горизонтальные) и размеров, построенные из различных материалов. По схеме установки – наземные и подземные. Объемы резервуаров от 100 до 120 000 м³



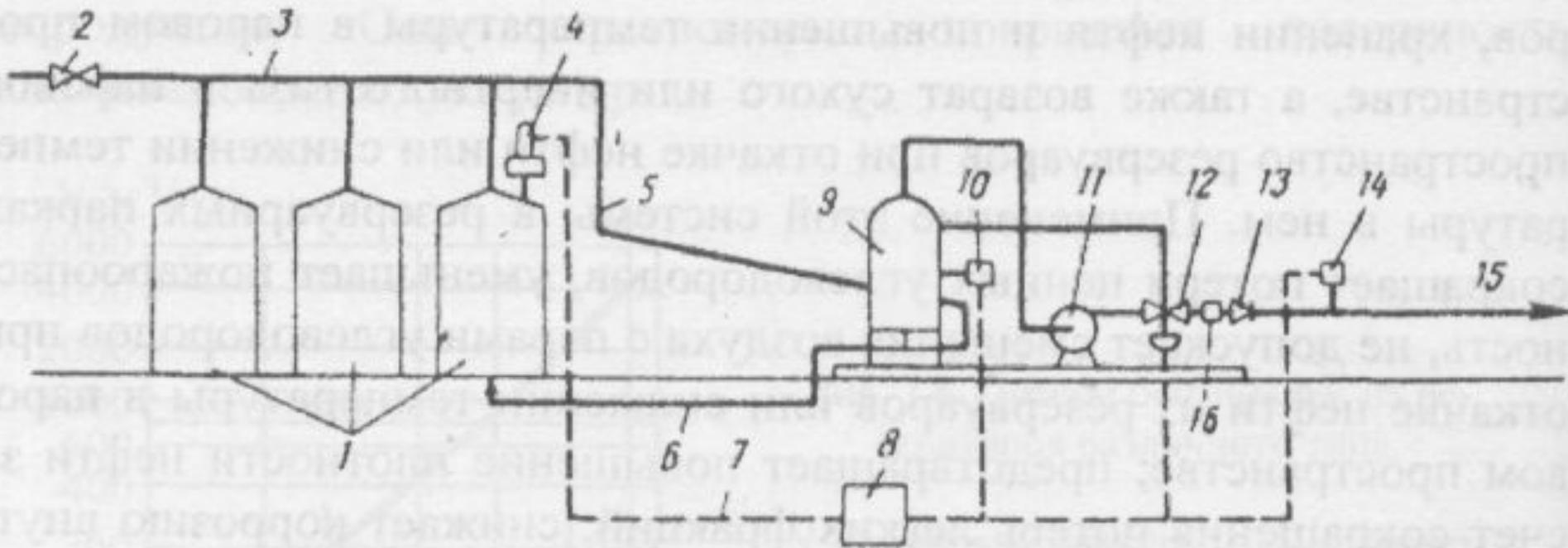
- 1 – световой люк;
- 2 – гидравлический предохранительный клапан;
- 3 – огневой предохранитель;
- 4 – дыхательный клапан;
- 5 – замерный люк;
- 6 – указатель уровня;
- 7 – люк-лаз;
- 8 – сифонный кран;
- 9 – хлопушка;
- 10 – приемо-раздаточные патрубки;
- 11 – перепускное устройство;
- 12 – управление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

Вертикальный цилиндрический резервуар

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 МГ высокого давления

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

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



Принципиальная схема обвязки установки УЛФ

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.

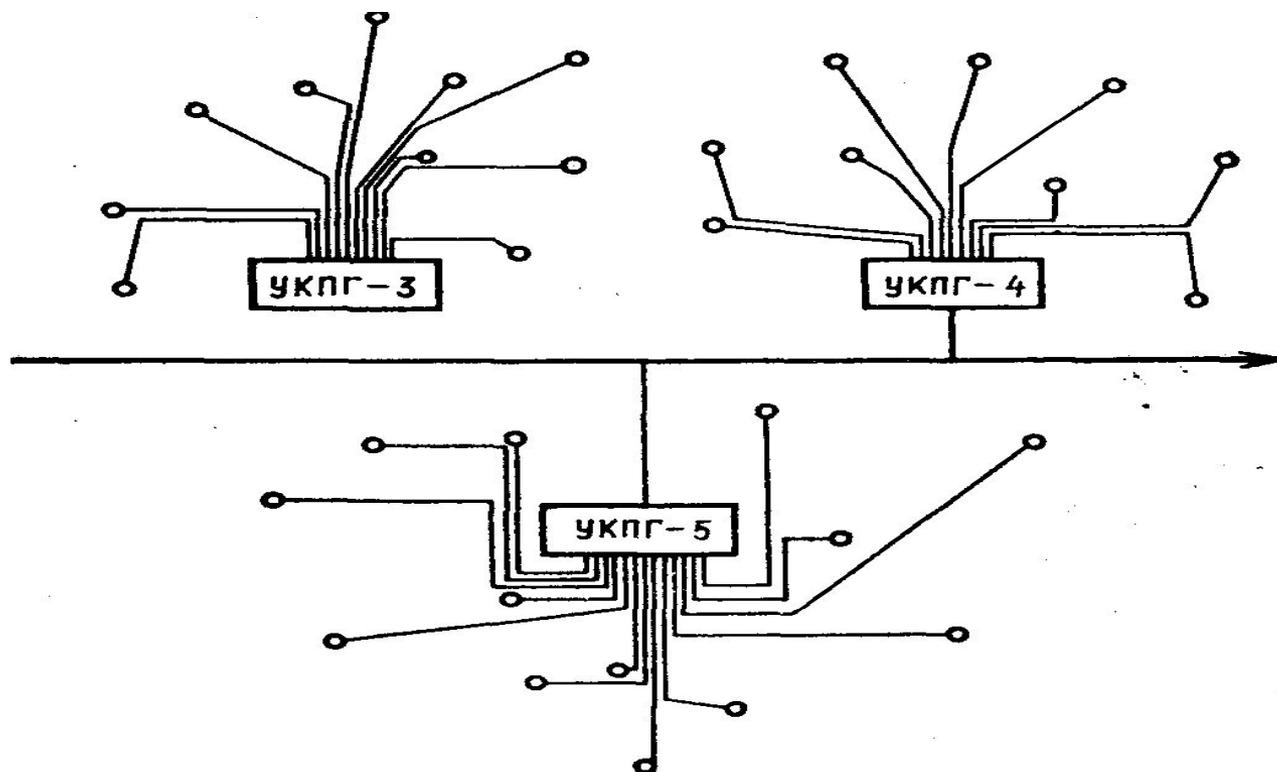
Головные сооружения представляют насосные станции и резервуарные парки, предназначенные для приема подготовленной нефти из промыслов с последующей транспортировкой магистральными нефтепроводами

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

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

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 более

Схема групповой системы сбора и газа



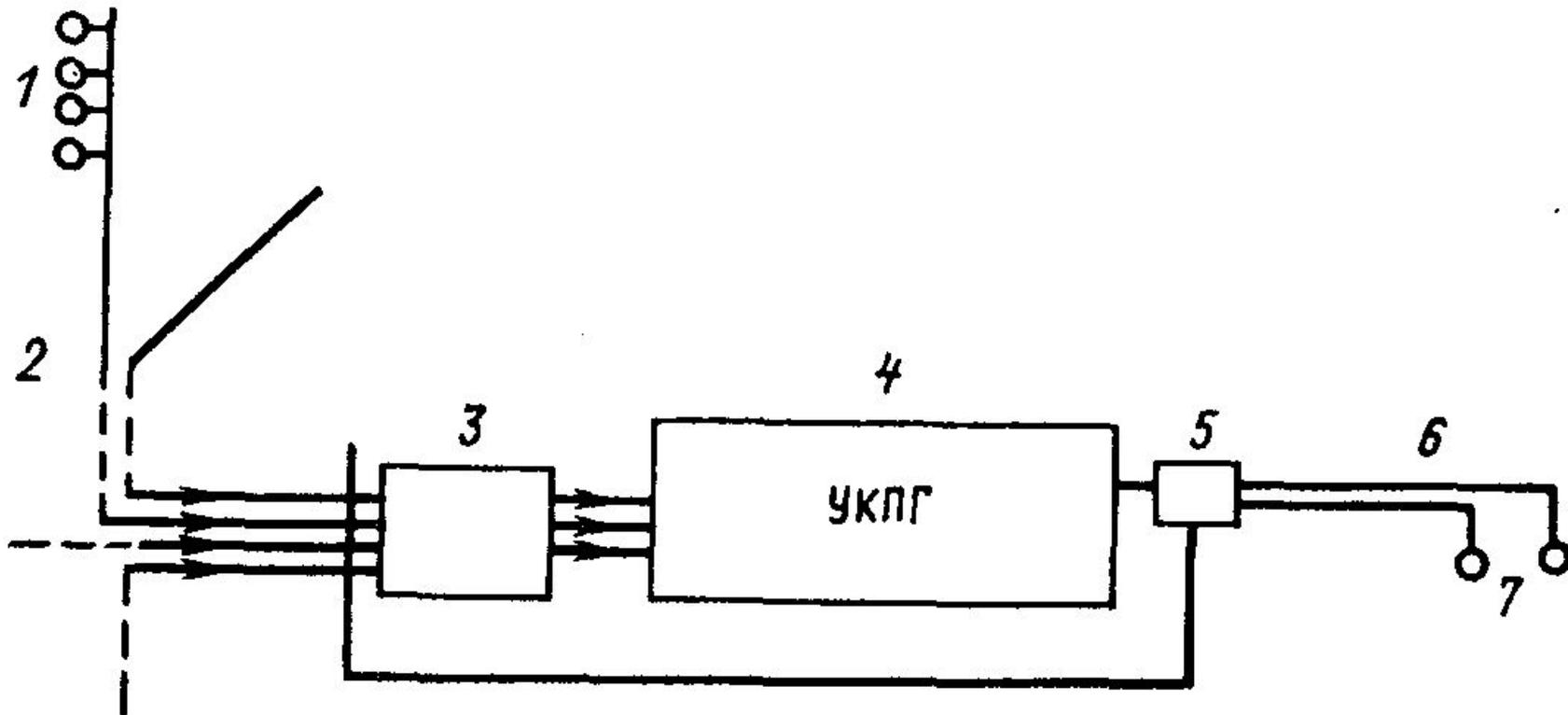


Схема УКПГ, содержащего небольшое количество конденсата

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

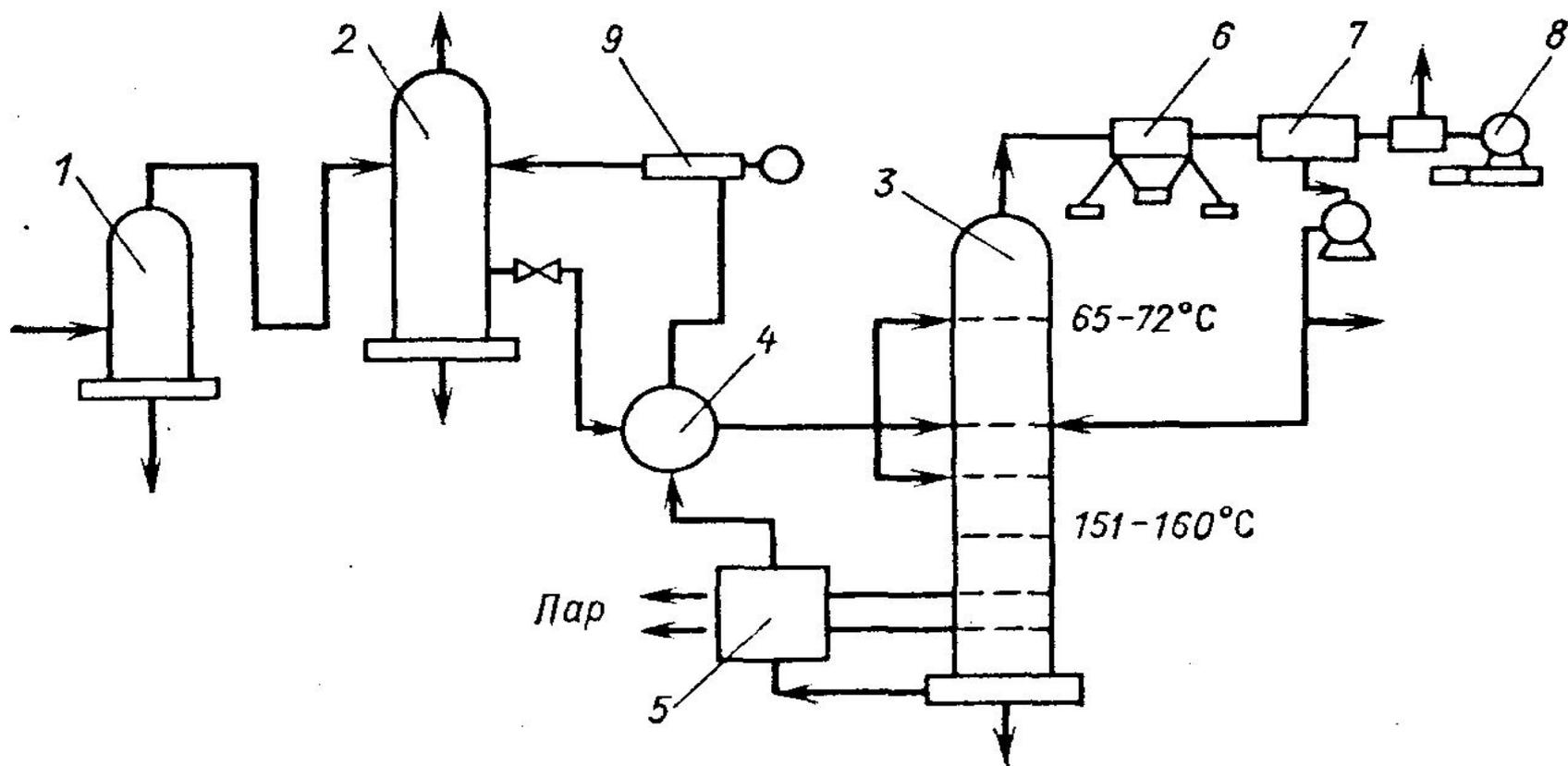


Схема технологической нитки УКПГ

После сепаратора 1, где газ очищается от капельной воды, углеводородного конденсата и твердых примесей, **ХОЛОДНЫЙ** газ под давлением поступает в абсорбер 2, где освобождается от паров воды, которые поглощаются в колонне раствором диэтиленгликоля (ДЭГ). Затем раствор ДЭГ поступает на регенерацию в колонну 3, предварительно пройдя теплообменник 4. Высокая температура в колонне 3 поддерживается с помощью парового подогревателя 5. Выделившиеся из ДЭГ 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 паров ДЭГ. Для поддержания вакуума в колонне 3 предусмотрен насос 8. Горячий обезвоженный ДЭГ, пройдя теплообменник 4, с помощью плунжерного насоса 9 нагнетается в абсорбер 2

При *подготовке* газа к транспорту наиболее эффективные методы извлечения конденсата из газа **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

Подземные хранилища газа

предназначены для повышения надежности газоснабжения и улучшения экономических показателей транспортных систем

Магистральные газопроводы и газовые промыслы представляют собой капиталоемкие сооружения. Поэтому себестоимость добычи и транспорта газа существенно зависят от степени их загрузки

Приближенно можно принять, что при недогрузке системы, равной 1%, себестоимость добычи и транспорта газа повышается также на 1 %. Потребление же газа имеет ярко выраженный неравномерный характер

Подземные хранилища газа позволяют покрывать сезонные и даже суточные колебания спроса на газ

Хранилища располагаются вблизи потребителей газа, однако бывают условия, когда их целесообразно разместить в начале системы, например, около газоперерабатывающего завода для обеспечения планомерной работы последнего

Существует несколько способов регулирования и покрытия неравномерности спроса на газ (использование буферных потребителей газа, применение установок кратковременного производства искусственного газа). Наиболее радикальным средством являются подземные газохранилища

Виды подземных газохранилищ по характеру резервуара

- 1) Созданные в пористой среде
- 2) Созданные в кавернах горных пород

Наибольшее развитие получили пористые хранилища, поскольку они могут иметь большую емкость, а резервуар для них создан природой. Пористое газохранилище представляет собой относительно небольшую искусственную запежь, эксплуатируемую циклически

- Газ также можно хранить в шахтах, пещерах, тоннелях, но более пригодны для этой цели специально размытые каверны в отложениях каменной соли. Последние емкости имеют те преимущества, что гарантируется отсутствие утечек газа в породу, возможны разработка емкостей с поверхности земли и использование широко распространенных в природе пластов минерала галита
- Хранилища газа в соляных кавернах обходятся в 2-5 раз дороже пористых, но они не подвержены обводнению, позволяют без особых дополнительных затрат подавать в систему газ при очень больших его расходах Геометрическая емкость отдельных соляных каверн достигает 300 тыс. м³. Строится такая емкость около 3-5 лет