

# ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ

## Лекция №4

Доцент ОНД ИШПР  
Холодная Галина Евгеньевна

**Целью разработки любого нефтяного месторождения** является плановая динамика извлечения запасов нефти из эксплуатационного объекта в соответствии с установленными проектом, нормами ее добычи по каждой эксплуатационной скважине.

Так как дебиты скважин на месторождении составляют десятки и более тонн в сутки, а эксплуатационный фонд скважин исчисляется десятками, сотнями и тысячами, то добыча нефти на месторождении даже при среднем дебите 30-100 т/сут представляет собой непрерывное многотоннажное производство, складывающееся **из взаимосвязанных 3-х этапов.**

# Этапы скважинной добычи нефти

**1. Выработка залежи нефти.** Этот этап включает следующие процессы:

- a. извлечение пластовой нефти из недр к забоям добывающих скважин и подъем нефти с забоев скважин на поверхность;*
- b. учет количества добытой пластовой нефти и воды.*

# Этапы скважинной добычи нефти

## 2. Мероприятия по восполнению в процессе разработки месторождения извлекаемой из него пластовой энергии.

Второй этап включает следующие мероприятия:

- a. компенсация добытой из недр нефти обратной закачкой в залежь добытой воды и воды из других источников;*
- b. учет количества закачиваемой в пласт воды.*

# Этапы скважинной добычи нефти

## 3. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений.

Третий этап по своей сути является продолжением первого, включая следующие технологические процессы:

- a.* сбор и внутрипромысловый транспорт продукции добывающих скважин последовательно от их устьев до замерных установок (ЗУ), дожимных насосных станций (ДНС) и центральных пунктов сбора (ЦПС);
- b.* промысловая подготовка нефти до товарных кондиций;
- c.* подготовка попутно добываемой воды для утилизации;
- d.* коммерческий учет количества товарной нефти;
- e.* сдача добытой нефти товаротранспортным организациям.

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.

Из нефтяных скважин в общем случае извлекается **сложная смесь**, *состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и механических примесей (песка, окалины и проч.).*

В таком виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя.

**Во-первых, вода** - это балласт, перекачка которого не приносит прибыли.

**Во-вторых,** при совместном течении **нефти, газа и воды** имеют место значительно большие потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Кроме того, велико сопротивление, создаваемое газовыми шапками, защемленными в вершинах профиля и скоплениях воды и пониженных точках трассы.

**В-третьих, минерализованная пластовая вода** вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров, а частицы мехпримесей - абразивный износ оборудования.

**Промысловая подготовка нефти** - это процесс получения *товарной* продукции, соответствующей требованиям нормативных документов.

Данный процесс включает следующие технологические операции:

- **дегазация;**
- **обезвоживание;**
- **обессоливание;**
- **стабилизация;**

# Дегазация

**Дегазация** - это процесс удаления из нефти растворенных в ней низкомолекулярных углеводородов (углекислый газ, пропан, этан, азот, метан и т.п.).

*Аппарат*, в котором это происходит называется сепаратором, а сам процесс разделения - **сепарацией**. Процесс сепарации осуществляется в несколько этапов (ступеней). Чем больше ступеней сепарации, тем больше выход дегазированной нефти из одного и того же количества пластовой жидкости. Однако при этом увеличиваются капиталовложения в сепараторы.

В связи с вышесказанным число ступеней сепарации ограничивают двумя-тремя.

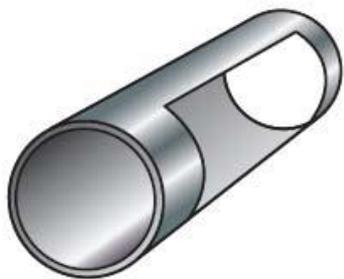
## Сепараторы условно можно подразделить на следующие категории:

- **по назначению:** замерные и сепарирующие;
- **по геометрической форме:** цилиндрические, сферические;
- **по положению в пространстве:** вертикальные, горизонтальные и наклонные;
- **по характеру основных действующих сил:** гравитационные, инерционные, центробежные, ультразвуковые и т.д.
- **по технологическому назначению нефтегазовые сепараторы делятся на:**
  - - двухфазные - применяются для разделения продукции скважин на жидкую и газовую фазу;
  - - трехфазные - служат для разделения потока на нефть, газ и воду;
  - - сепараторы первой степени сепарации – рассчитаны на максимальное содержание газа в потоке и давление I степени сепарации;
  - - концевые сепараторы - применяются для окончательного отделения нефти от газа при минимальном давлении перед подачей товарной продукции в резервуары;
  - - сепараторы-делители потока – используются, когда необходимо разделить выходящую из них продукцию на потоки одинаковой массы

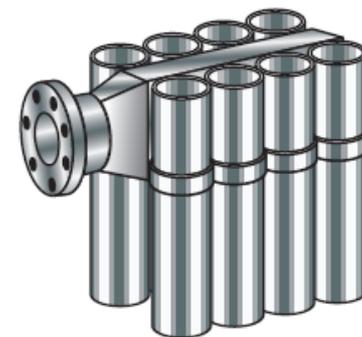
**Сепараторы** бывают вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные.



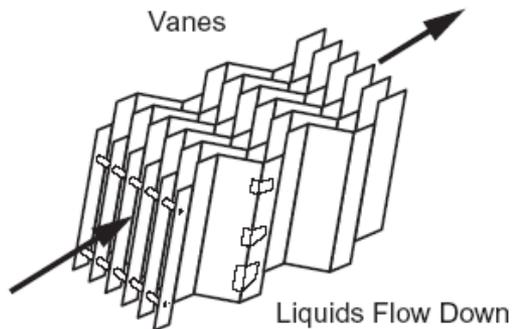
# Внутрикорпусные устройства сепараторов



Входная перегородка



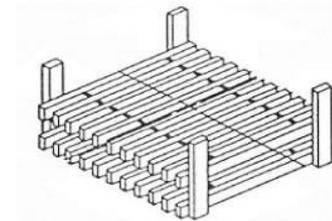
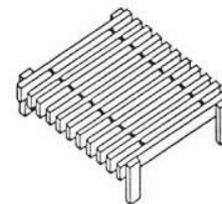
Центробежное входное устройство



Лопастной каплеотбойник

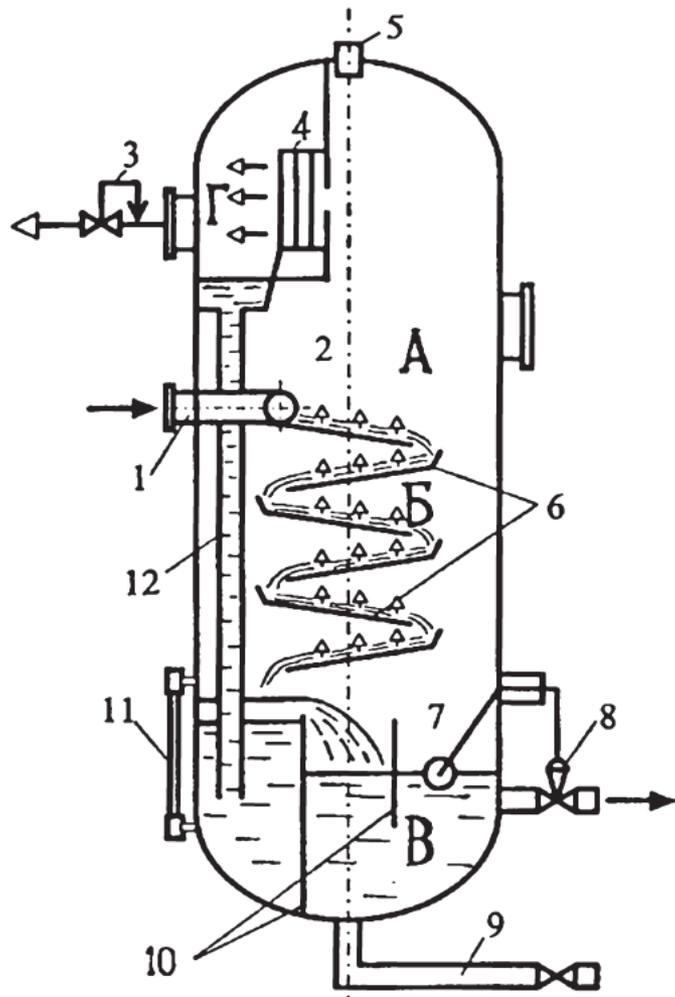


Сетчатый каплеотбойник



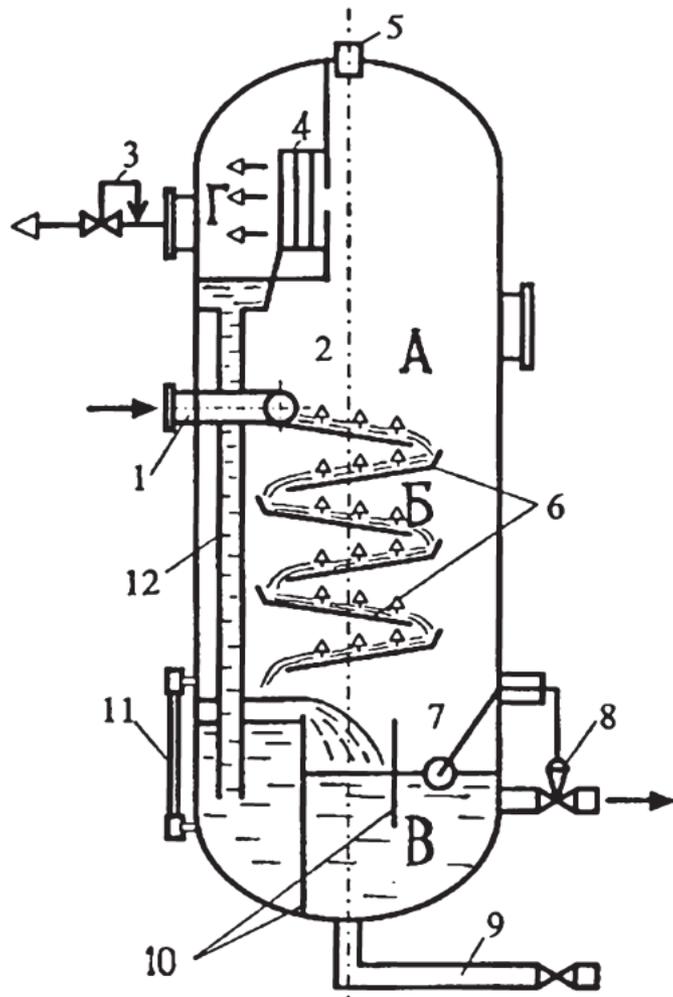
Антизавихрители

# Вертикальный сепаратор



Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

# 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

# Вертикальный сепаратор

- **Основная сепарационная секция.** Предназначается для отделения основной части жидкости (нефти, газового конденсата, воды) от входящего газожидкостного потока, для обеспечения высокоэффективной предварительной сепарации и равномерного распределения потока по сечению аппарата применяют конструктивные устройства:
- **тангенциальный ввод потока**, при котором жидкость под действием центробежной силы отбрасывается к стенке сосуда и стекает по ней, а газ распределяется по сечению аппарата и выводится;
- **отражательные устройства** (пластины прямоугольной или круглой формы, полусферы), устанавливаемые на входе в сепаратор;
- **встроенный циклон**, устанавливаемый на входе в горизонтальный сепаратор;
- **конструкции**, позволяющие осуществить отдельный ввод газа и жидкости в сепаратор.

# Вертикальный сепаратор

- **Осадительная секция.** В этой секции в газонефтяных сепараторах происходит дополнительное выделение пузырьков газа из жидкости. В газовых сепараторах жидкость в данной секции отделяется под действием гравитационных сил, а газ движется в сосуде с относительно низкой скоростью. В газовых сепараторах некоторых конструкций для снижения турбулентности применяют различные устройства — пластины, цилиндрические и полуцилиндрические поверхности.

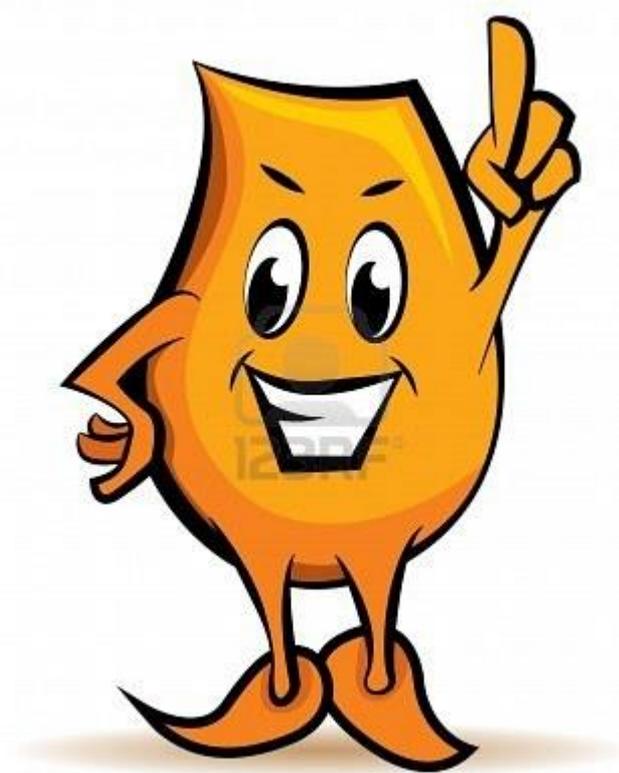
# Вертикальный сепаратор

- **Секция сбора жидкости.** Служит для сбора жидкости, из которой почти полностью в предыдущих секциях выделился газ при температуре и давлении в сепараторе. Однако некоторое количество газа в ней имеется. Для сепараторов объем данной секции выбирают так, чтобы он позволил удержать отсепарированную жидкость в течение времени, необходимого для выхода пузырька газа на поверхность и вторичного попадания в газовый поток.

# Вертикальный сепаратор

- **Секция каплеулавливания.** Предназначена для улавливания частиц жидкости в уходящем из сепаратора газе.
- Секция состоит обычно из отбойных устройств (насадок) различного вида — керамических колец, жалюзи, пакетов из плетеной проволочной сетки и т. д. Критерием эффективности отделения капельной жидкости от газа является величина удельного уноса жидкости, которая должна находиться в пределах от 10 до 50 мг/м<sup>3</sup> газа.

# Вертикальный сепаратор



Эффективность работы отбойных насадок зависит от нескольких факторов, основными из которых являются:

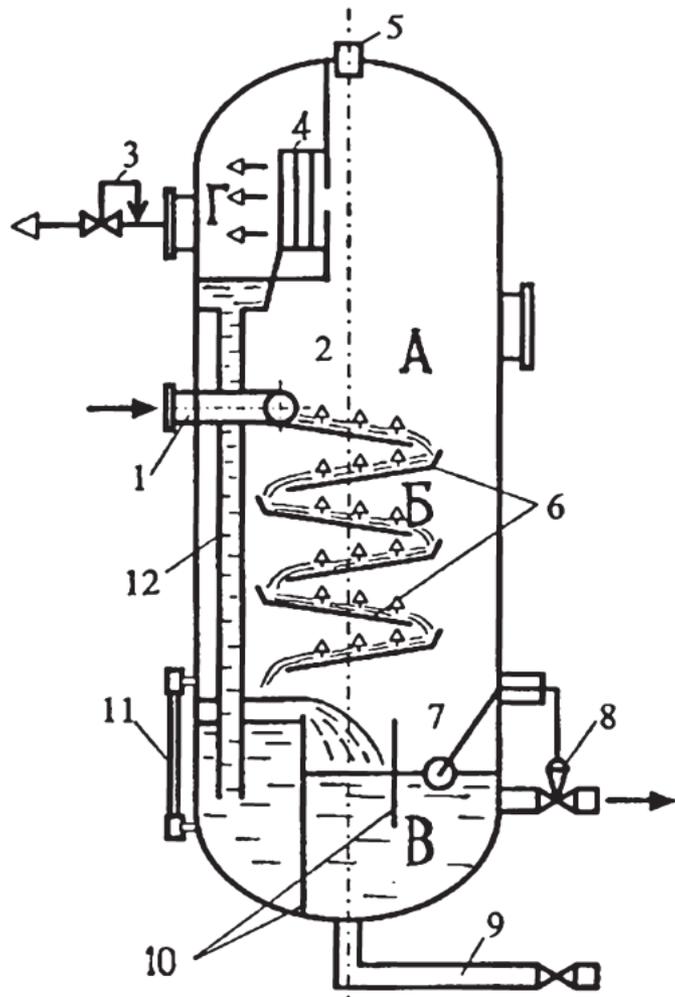
- допустимая скорость набегания газа,
- определенное количество жидкости, поступающей с газом,
- равномерная загрузка насадки по площади ее поперечного сечения.

# Вертикальный сепаратор



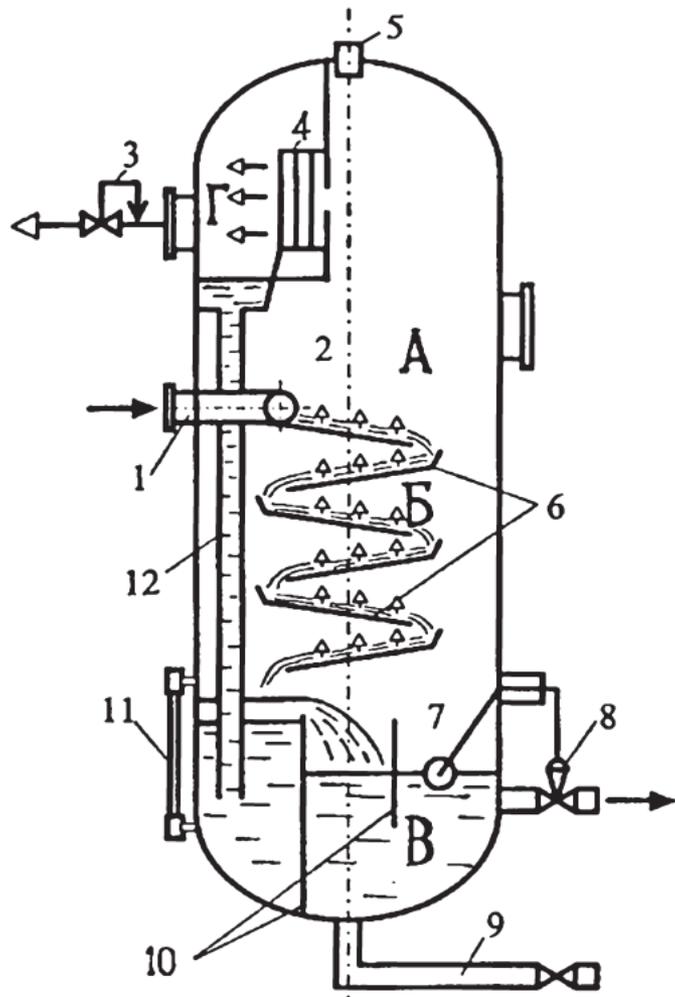
В конструкциях сепараторов должны предусматриваться элементы, **предотвращающие образование пены и гасящие ее**, а также **снижающие вредное влияние пульсации газожидкостного потока на сепарацию жидкости и газа.**

# Вертикальный сепаратор



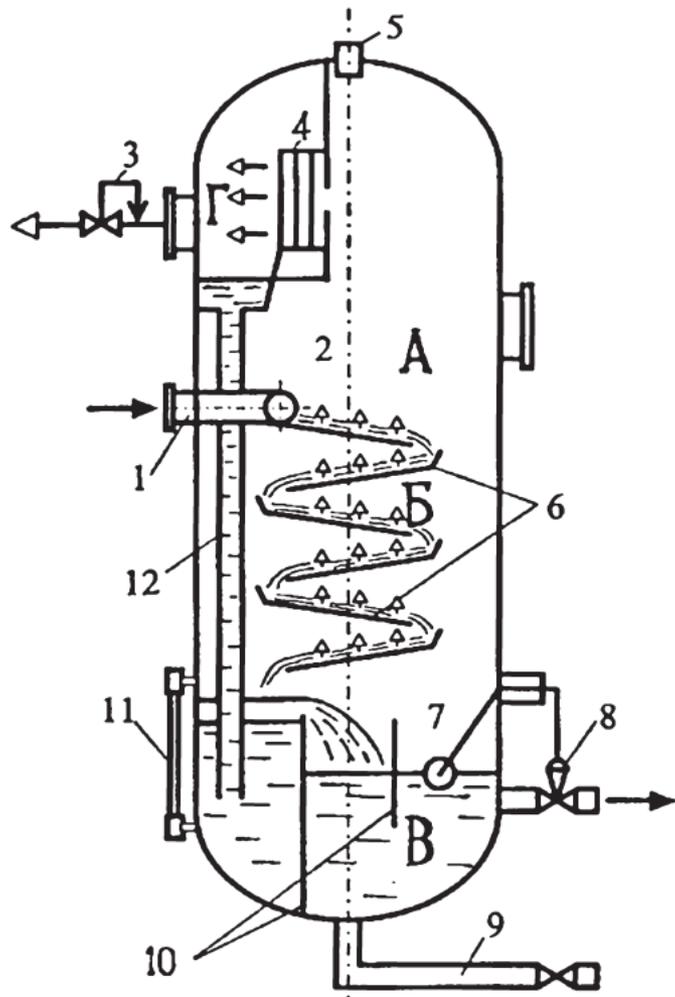
Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ.

# Вертикальный сепаратор



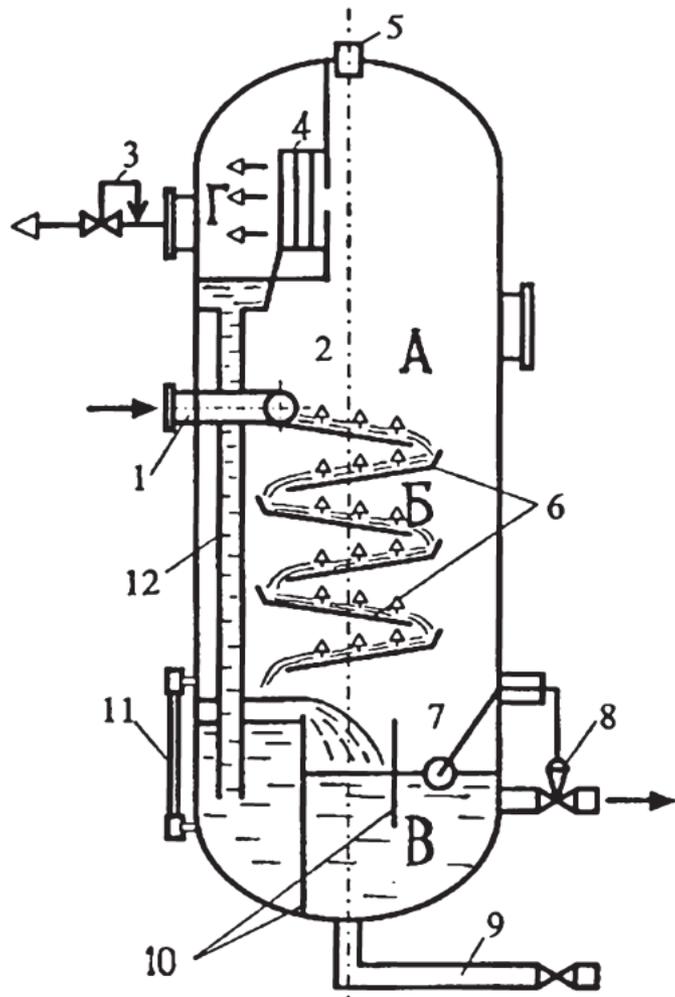
Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся увеличить за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть аппарата. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через жалюзийный каплеуловитель 4, служащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубе 12 стекает вниз.

# Вертикальный сепаратор



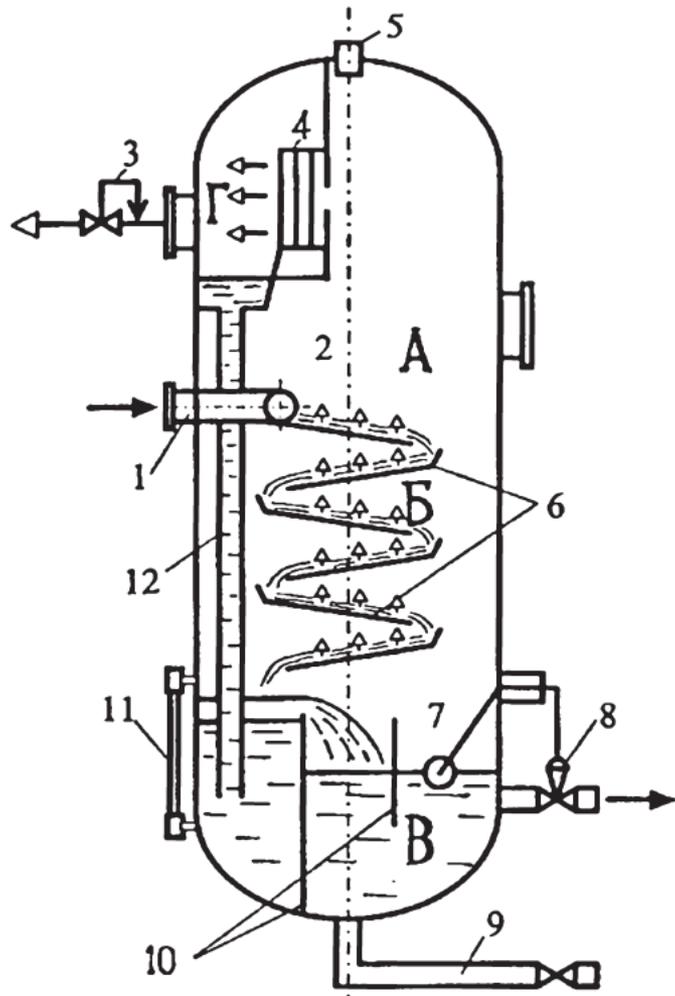
Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина) из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

# Вертикальный сепаратор



**Достоинствами** вертикальных сепараторов являются относительная простота регулирования уровня жидкости, а также очистки от отложений парафина и механических примесей. Они занимают относительно небольшую площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов, где промышленное оборудование монтируется на платформах или эстакадах.

# Вертикальный сепаратор

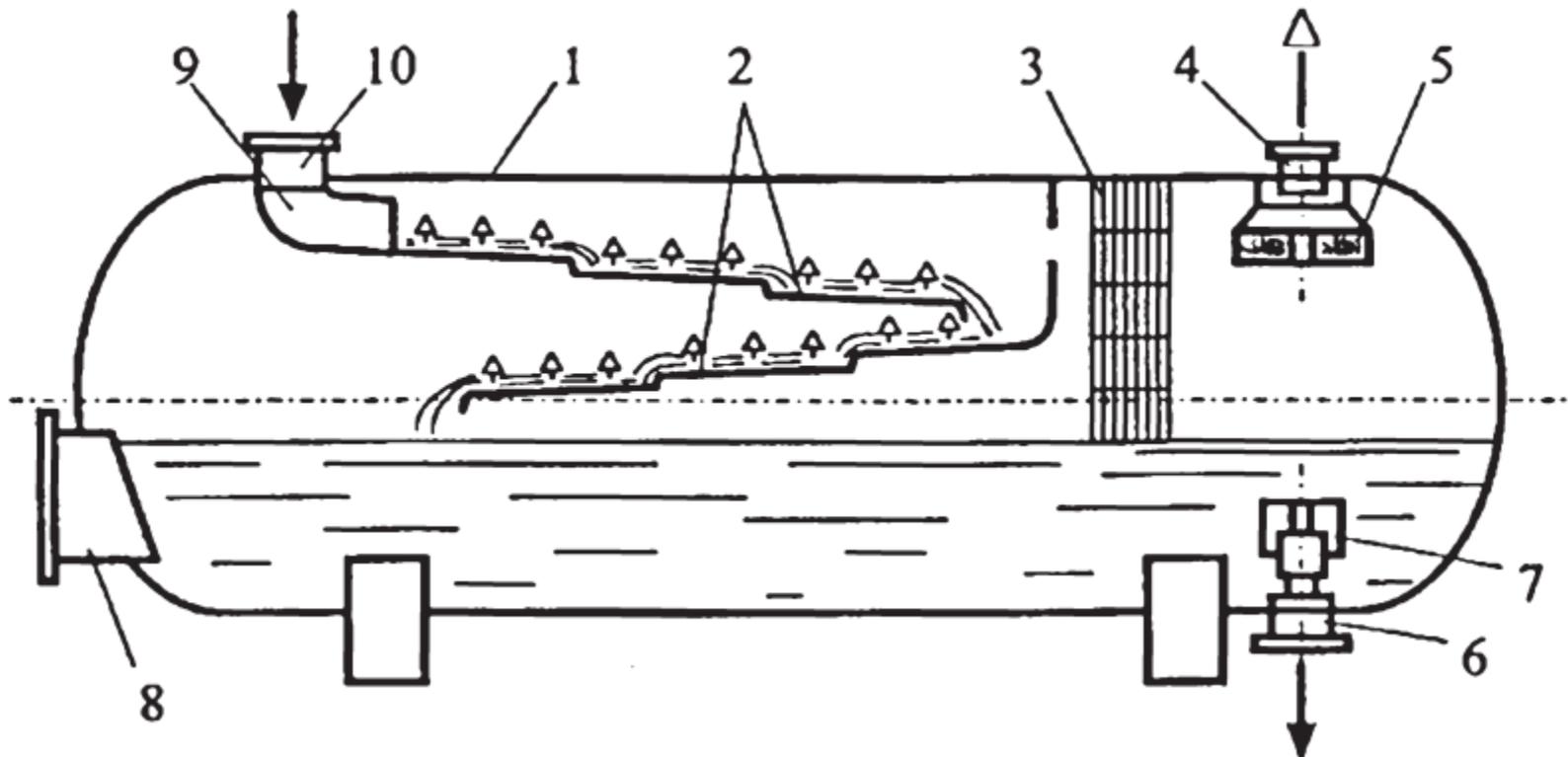


Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные **недостатки**: меньшую производительность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата; меньшую эффективность сепарации.

# Вертикальный сепаратор

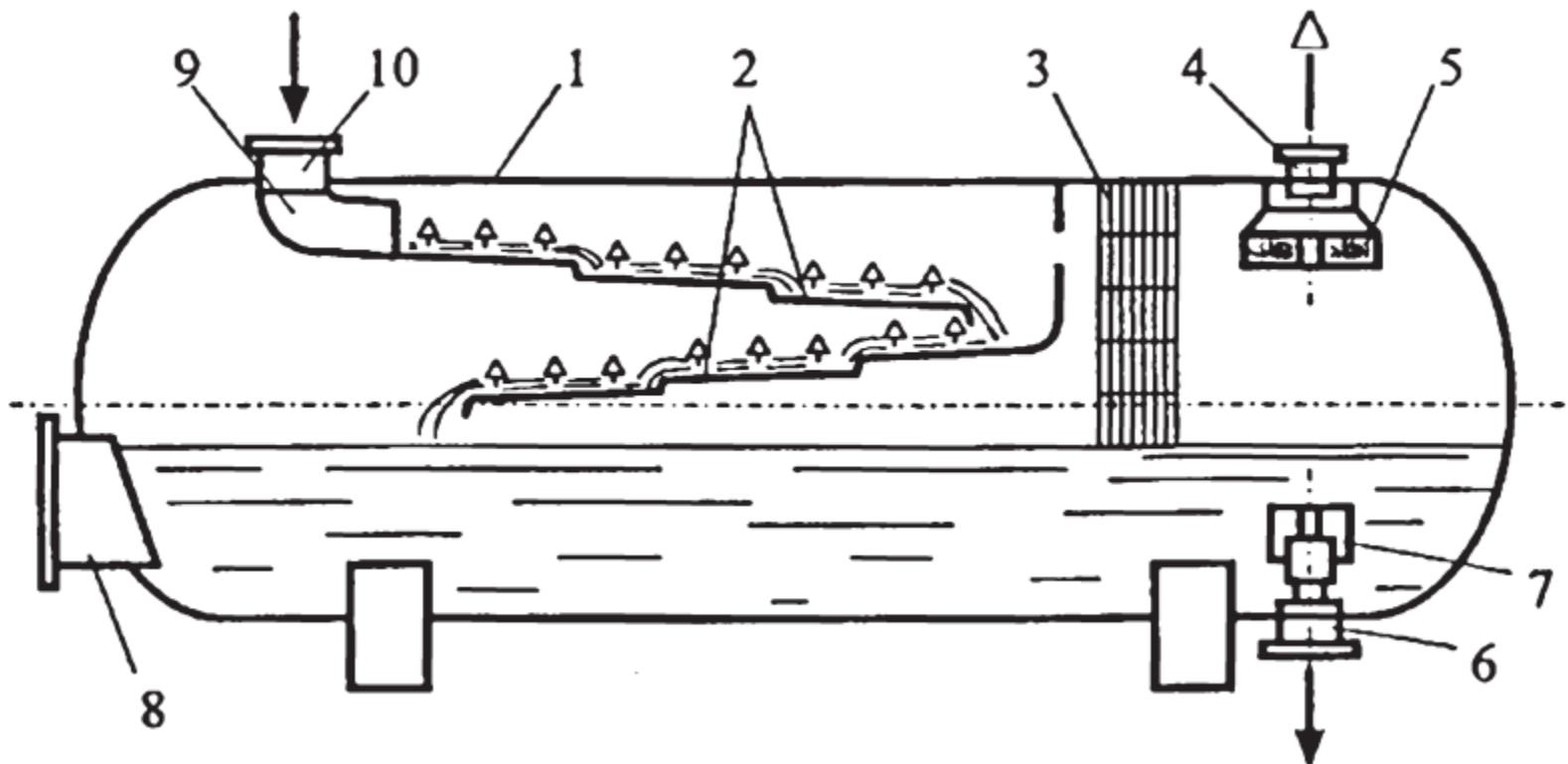


# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



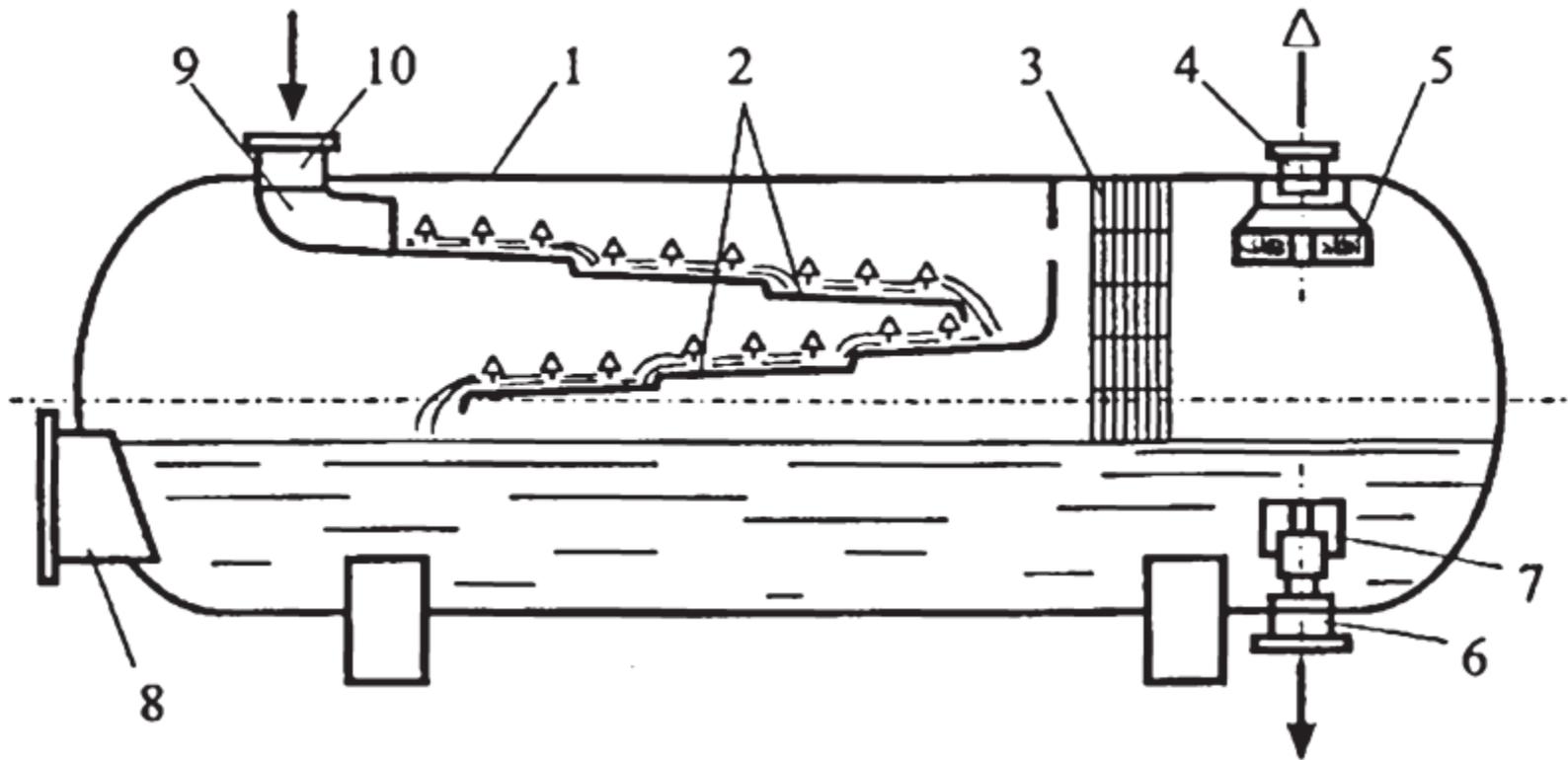
Горизонтальный газонефтяной сепаратор состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство 7 для предотвращения образования воронки при дренаже нефти.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



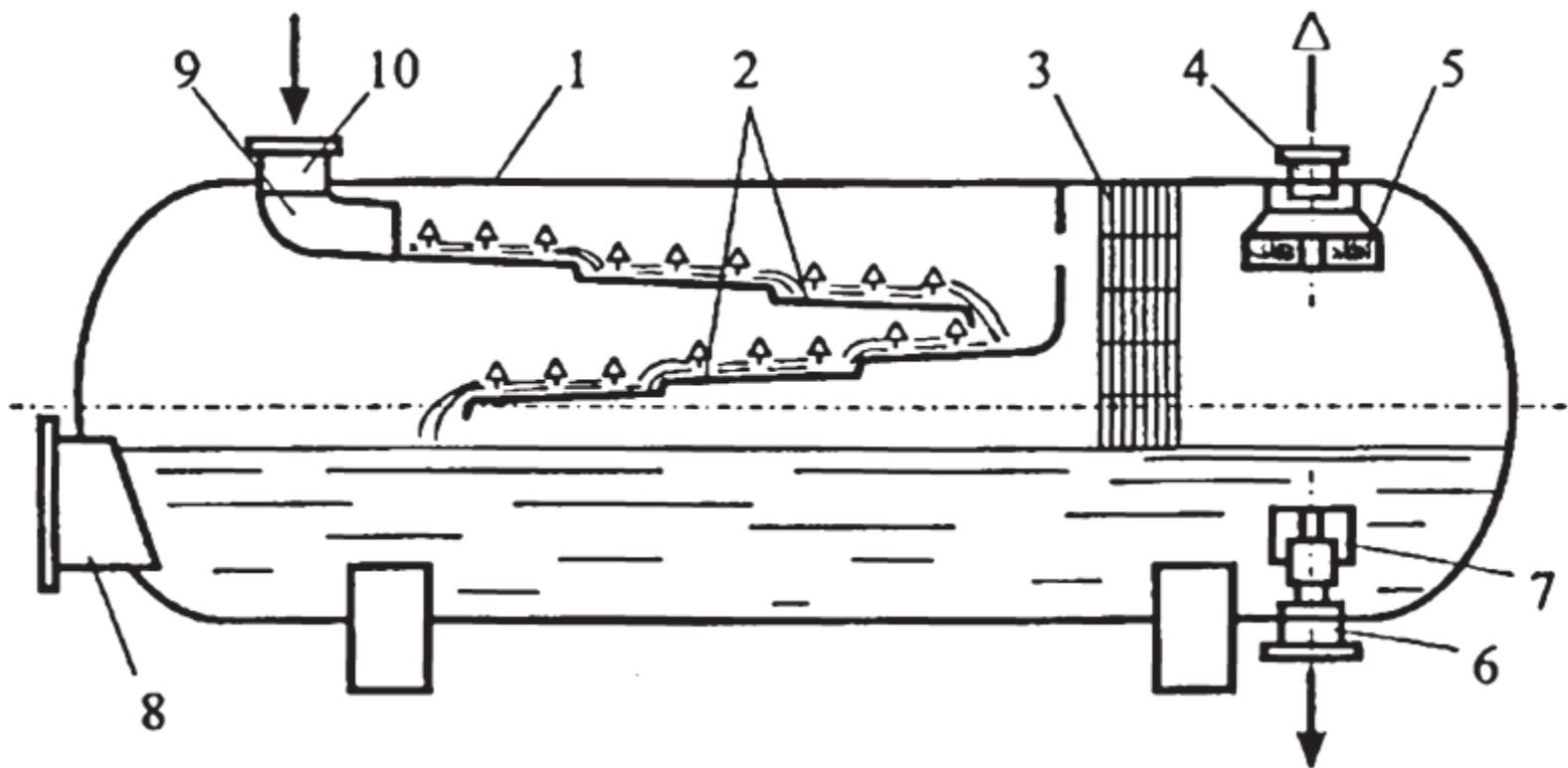
Технологическая емкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люком 8. Наклонные полки выполнены в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепаратор смонтировано распределительное устройство 9.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



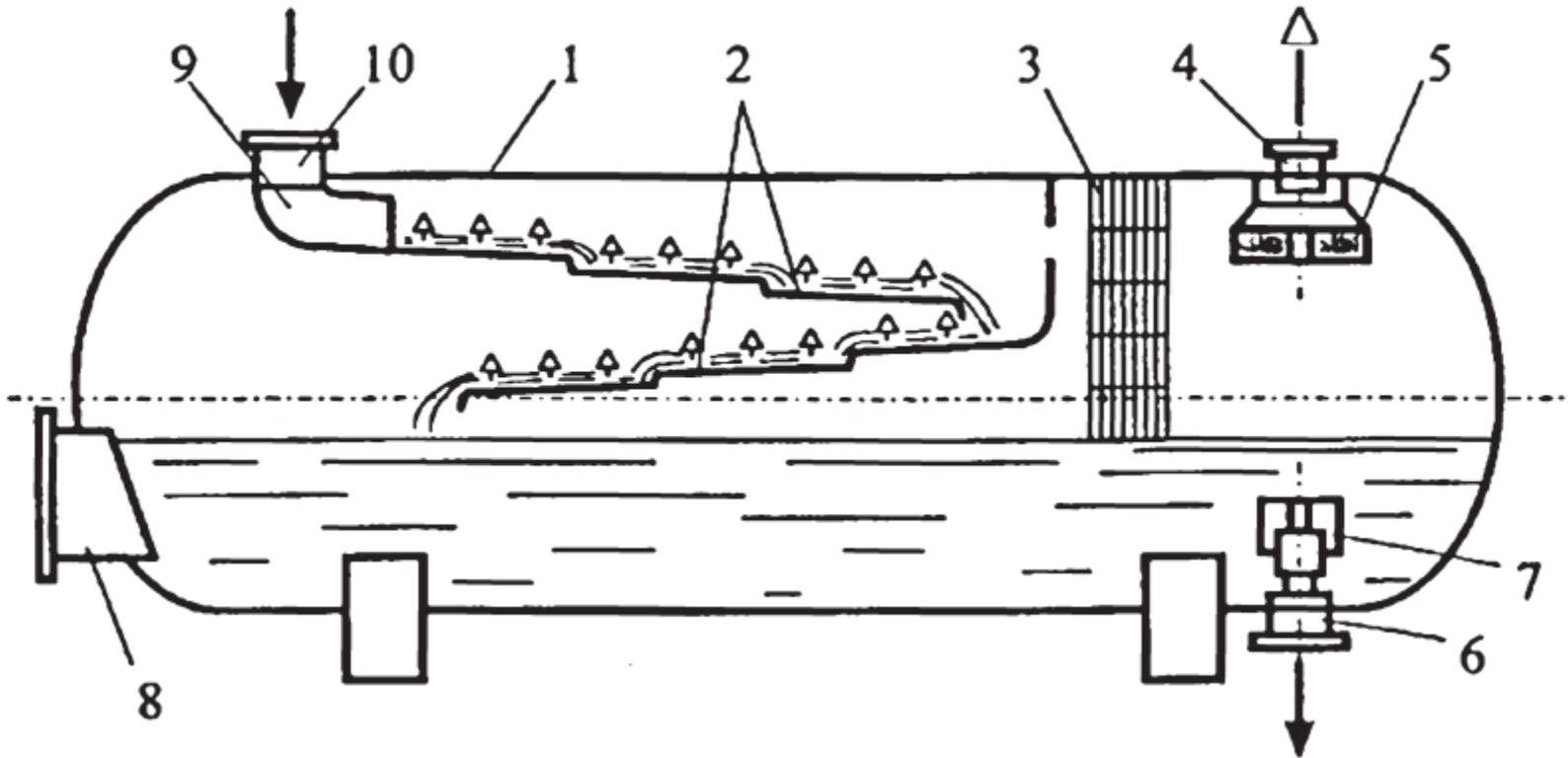
Сепаратор работает следующим образом: газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на полки 2 и по ним стекает в нижнюю часть технологической емкости.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



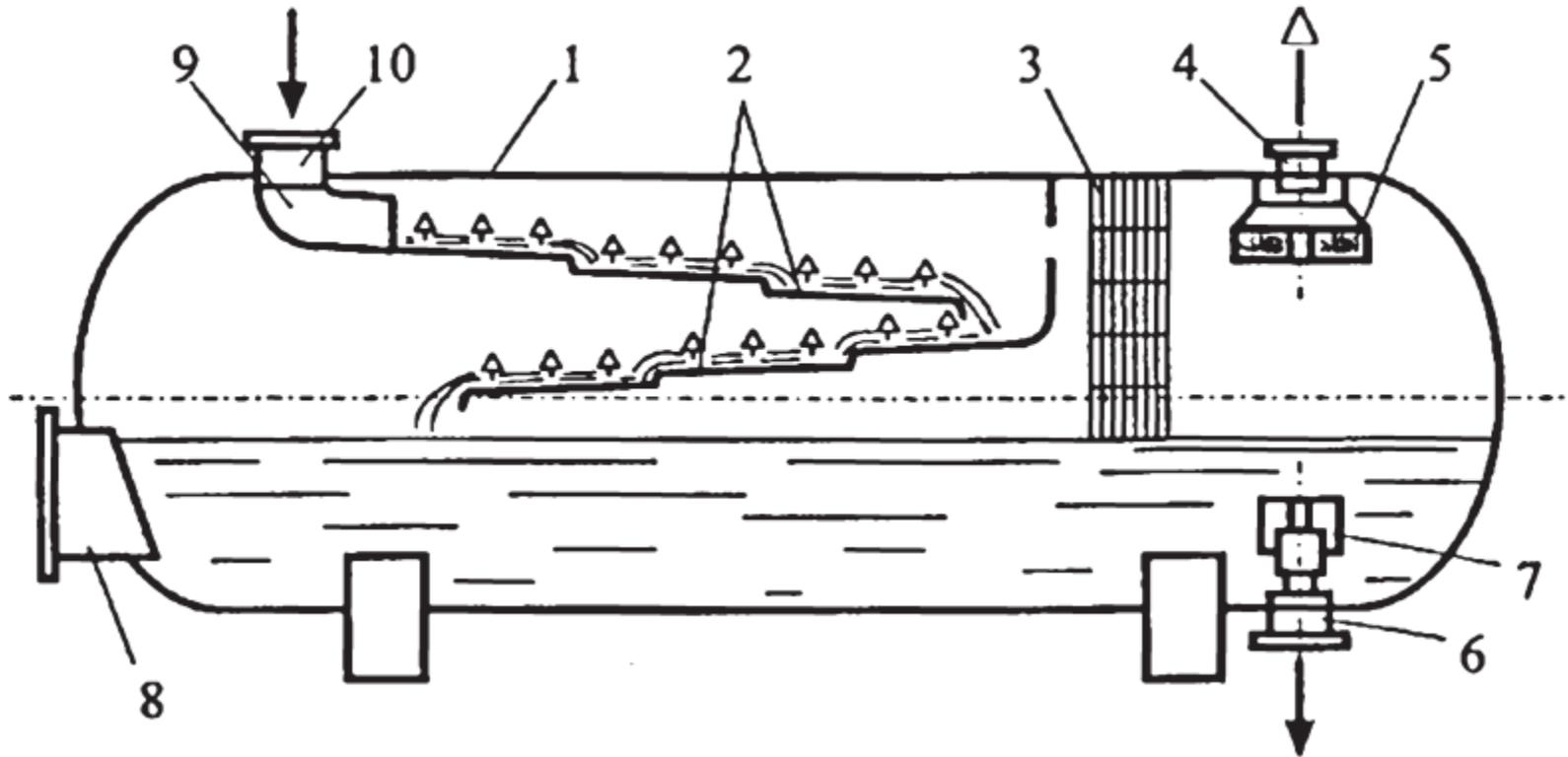
Стекая по наклонным полкам, нефть освобождается от пузырьков газа. Выделившийся из нефти газ проходит пеногаситель 3, где разрушается пена, и влагоотделитель 5, где очищается от капель нефти, и через штуцер выхода газа 4 отводится из аппарата.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



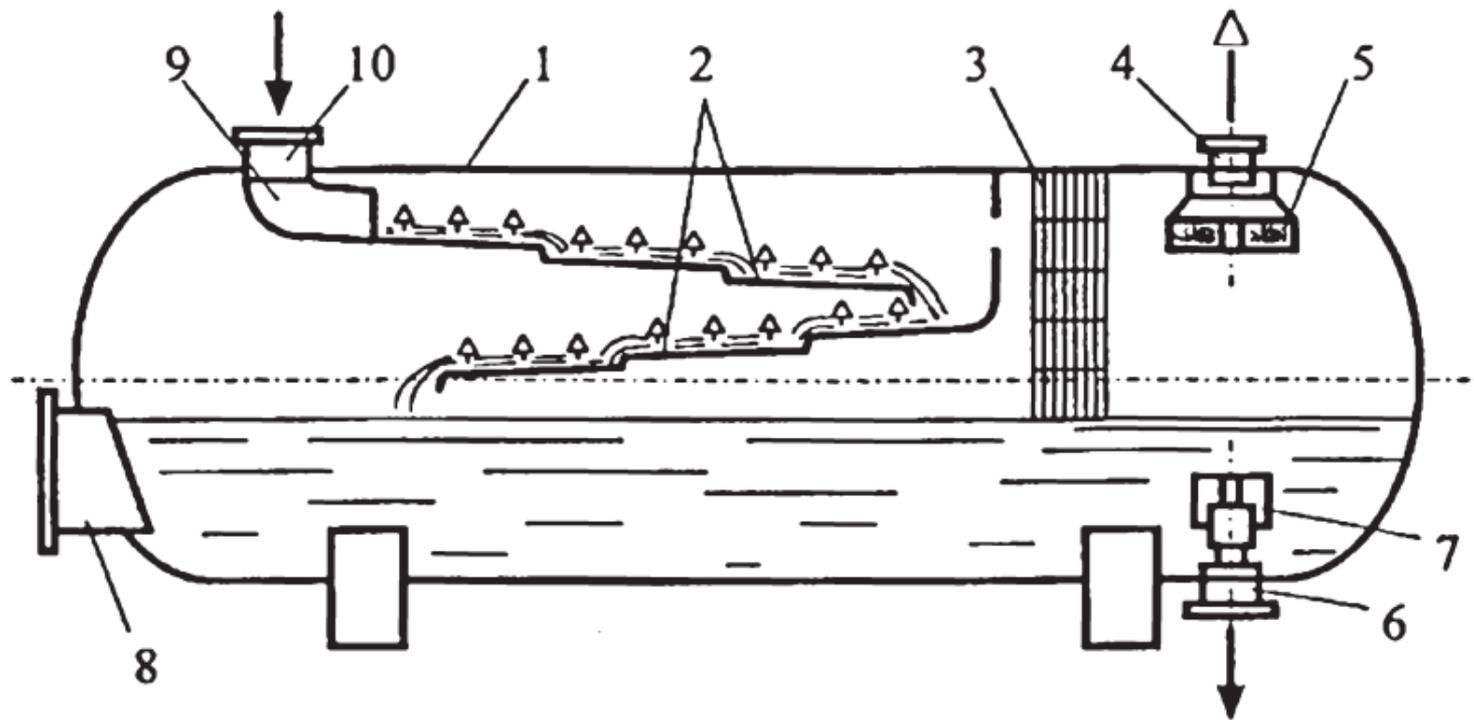
Дегазированная нефть накапливается в нижней части технологической емкости и отводится из аппарата через штуцер 6.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



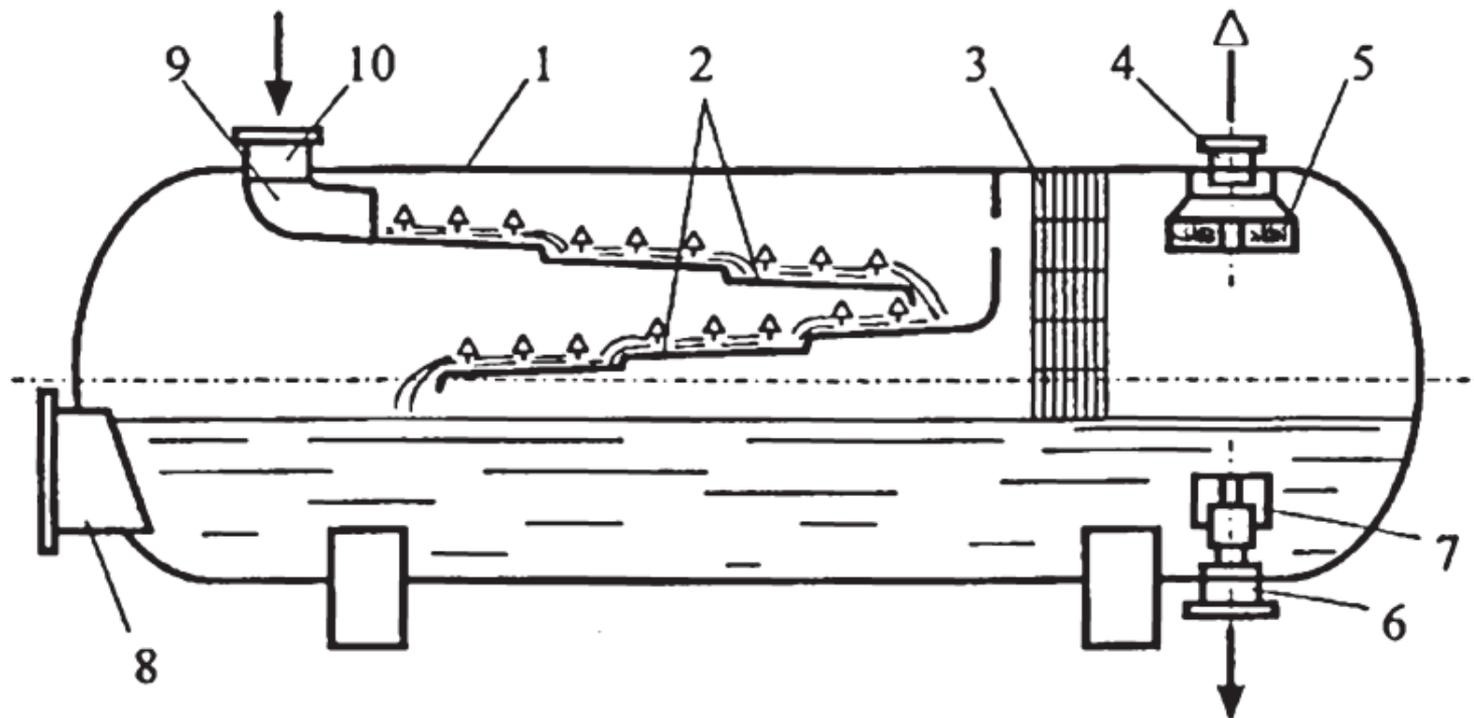
**Достоинствами** сепараторов являются : горизонтальные сепараторы обладают большей емкостью жидкости и лучше всего подходят для разделения жидкость-жидкость и пенообразования.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор



Горизонтальные сепараторы не так хороши, как вертикальные сепараторы при работе с твердыми веществами. Сброс жидкости вертикального сепаратора может быть размещен в центре нижней головки, так что твердые частицы не будут накапливаться в сепараторе, а продолжаться до следующего сосуда в процессе

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор

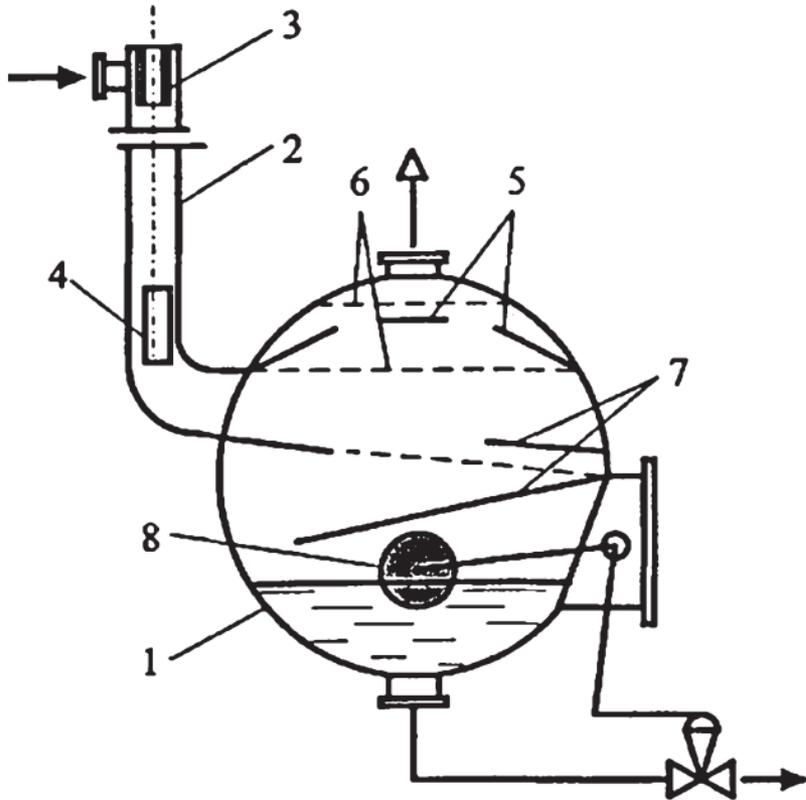


Горизонтальным судам требуется больше площади для выполнения того же разделения, что и вертикальным. Хотя это может не иметь большого значения на суше, оно может быть очень важным в море.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор

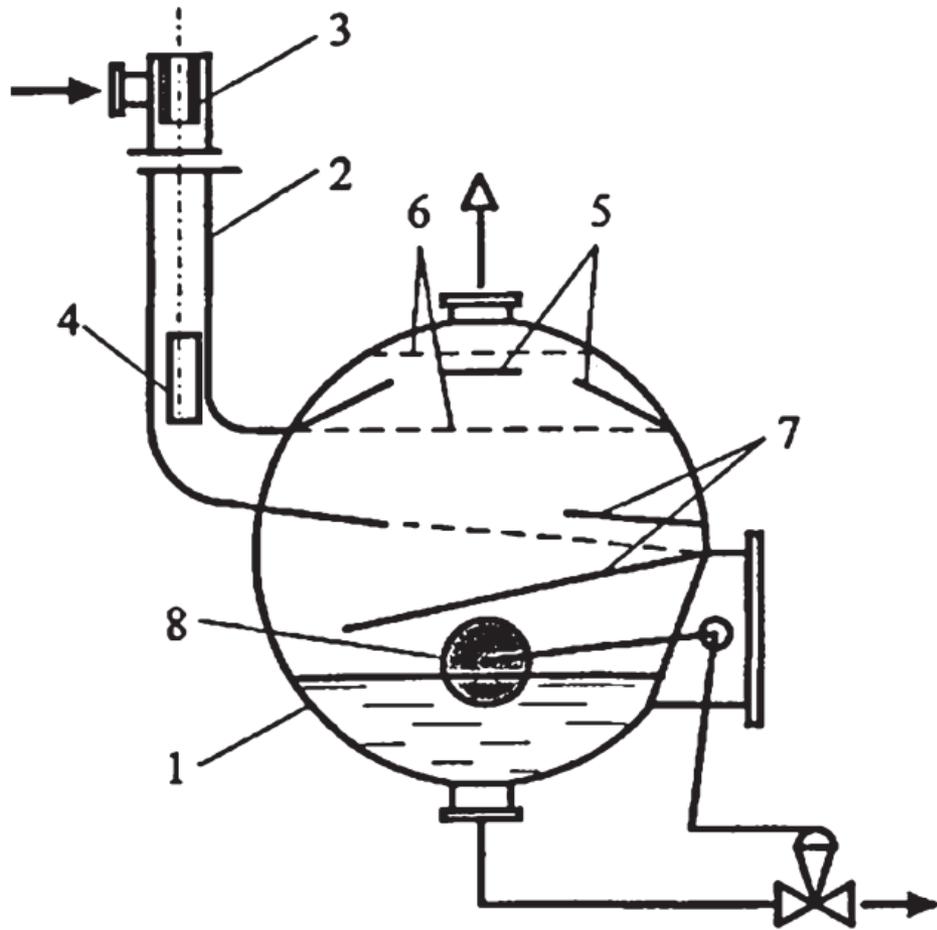
<https://yandex.ru/video/preview/2458288048513471431>

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



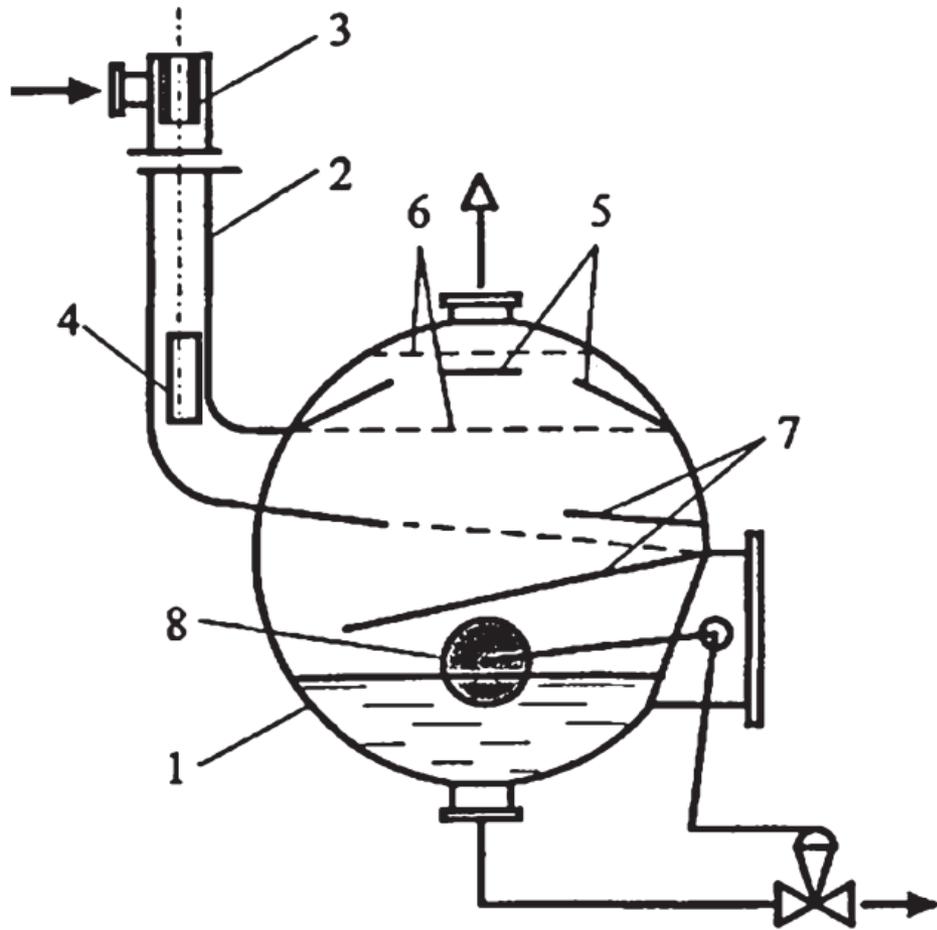
Для повышения эффективности процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



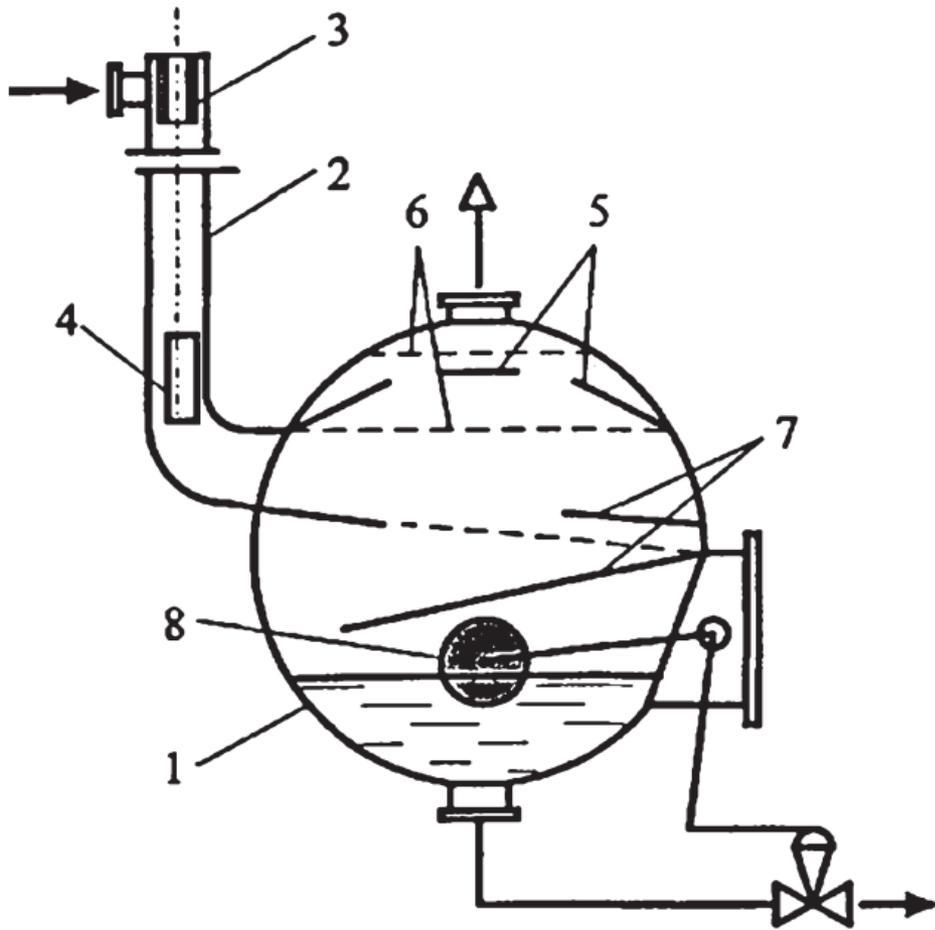
Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа состоит из технологической емкости 1 и нескольких одноточных гидроциклонов 2.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



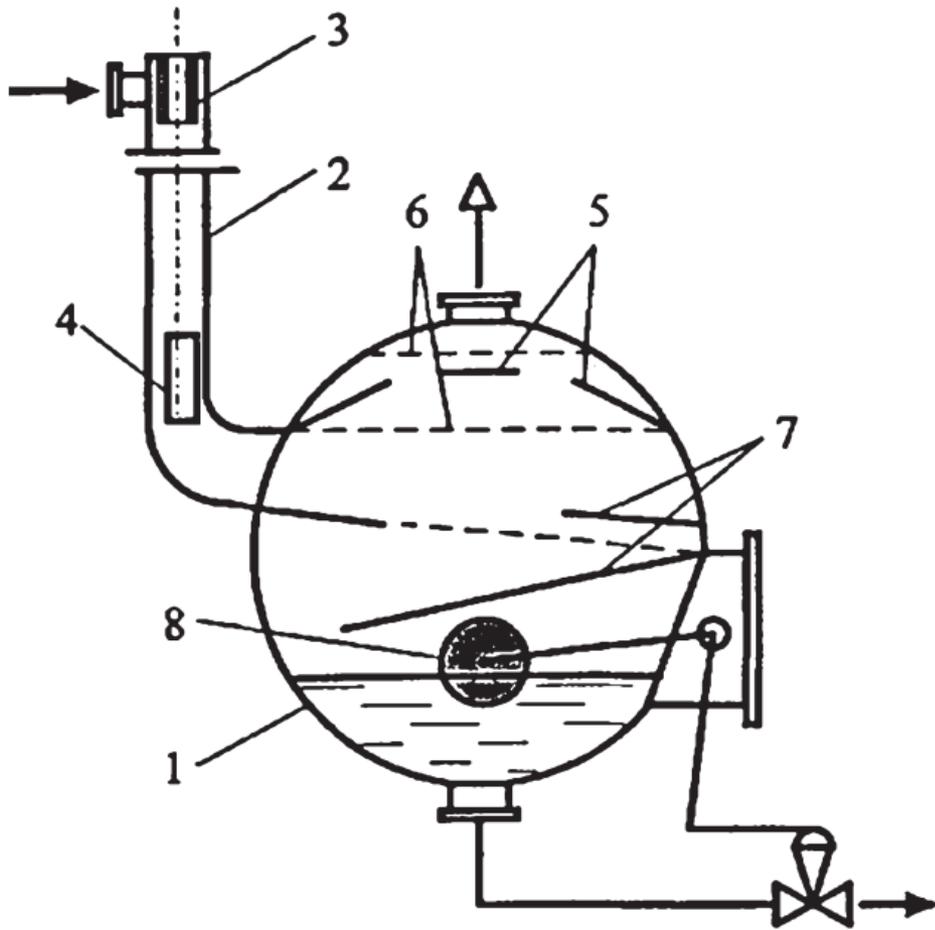
Конструктивно однотоновый циклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположены направляющий патрубок 3 и секция перетока 4.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



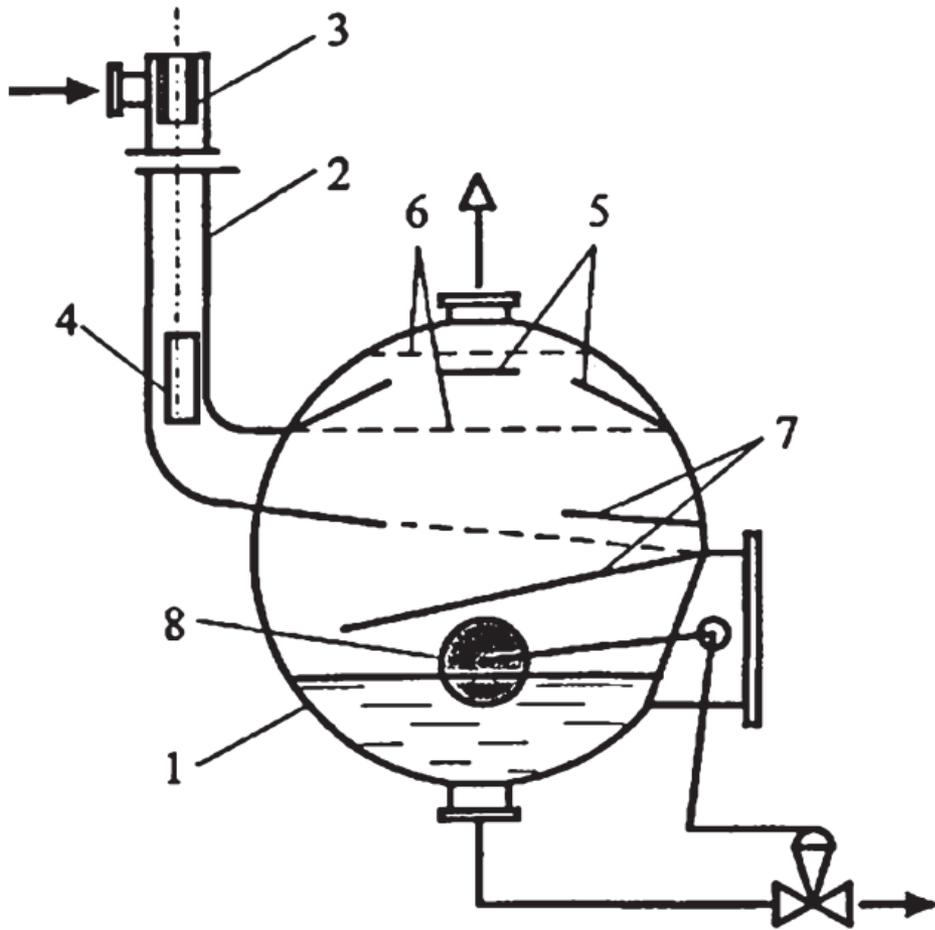
- 1 - емкость;
- 2 - гидроциклон;
- 3 - направляющий патрубок;
- 4 - секция перетока;
- 5 - каплеотбойник;
- 6 - распределительные решетки;
- 7 - наклонные полки;
- 8 - регулятор уровня

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



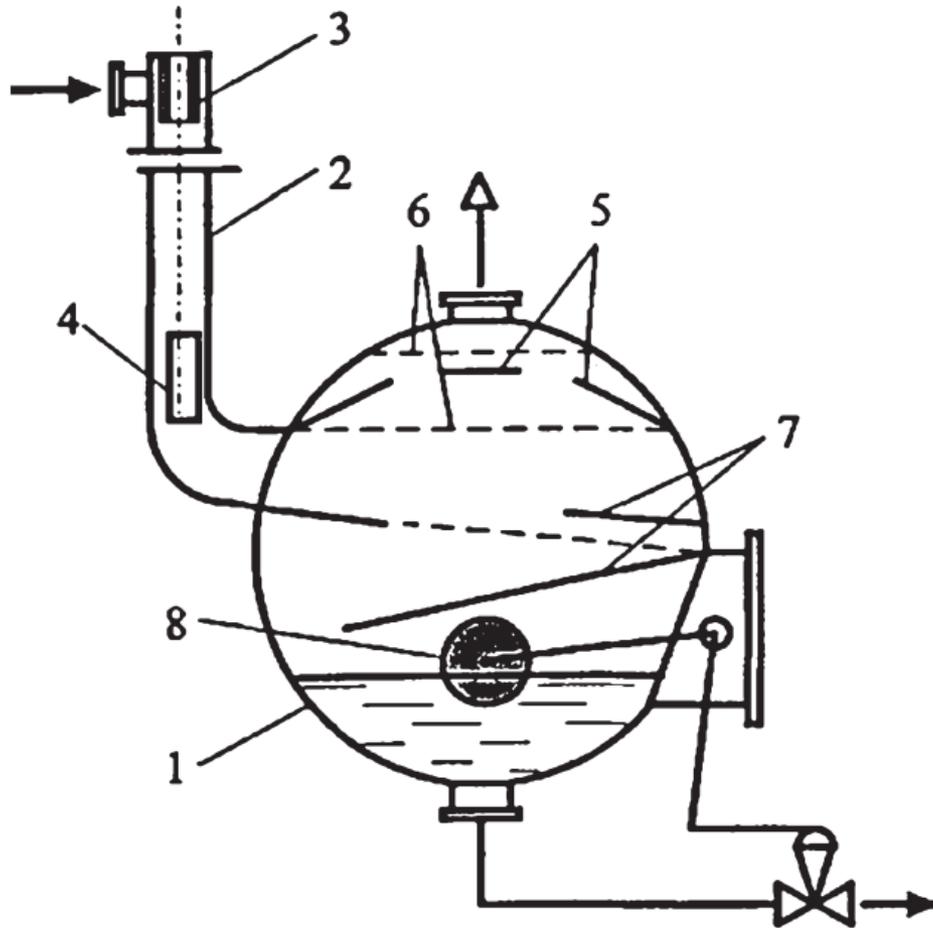
В одноточном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и нисходящее движение, образуя нисходящий вихрь.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



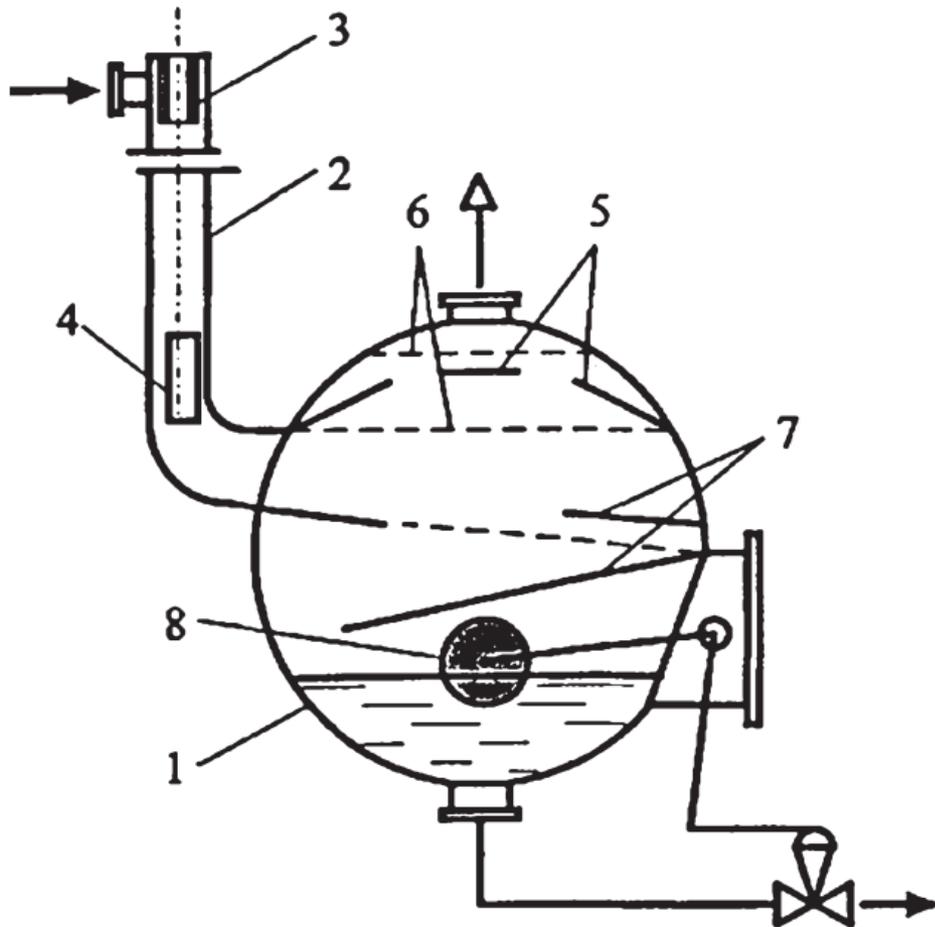
Нефть под действием центробежной силы прижимается к стенке циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в центре его.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают отдельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник 5, распределительные решетки 6 и выходит из сепаратора.

# Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа



Нефть по наклонным полкам 7 стекает в нижнюю часть емкости.

Ее уровень поддерживается с помощью регулятора 8.

# Расчёт сепараторов

# Материальный баланс

Сепарация по своей физической сущности является сочетанием физических и массообменных процессов, протекающих между газовой и жидкой фазами, содержащими большое количество компонентов, т.е. является сложным многокомпонентным процессом.

$$Q_{\text{сырья}} = Q_{\text{нефти}} + Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа}}$$

# Тепловой расчет

Целью теплового расчета является определение толщины тепловой изоляции.

$$\delta_{из} = \frac{\lambda_{из}}{\alpha_H} \cdot \frac{(t_{ст} - t_{из})}{(t_{из} - t_{окр})}$$

где

- $\delta_{из}$  – толщина тепловой изоляции;
- $\lambda_{из}$  – коэффициент теплопроводности материала изоляции;
- $\alpha_H$  – коэффициент теплоотдачи в окружающую среду (воздух);
- $t_{ст}, t_{окр}, t_{из}$  – соответственно температуры наружной стенки аппарата, окружающей среды и наружной поверхности теплоизоляционного слоя.

Коэффициент теплоотдачи можно рассчитать по приближенному уравнению:  $\alpha_H = 9,74 + 0,07 \cdot \Delta t = 9,74 + 0,07 \cdot 10 = 11,14$  Вт/м<sup>2</sup>·К,

где  $\Delta t = t_{из} - t_{окр}$ , С.

Затем выбирают изоляционный материал.

# Аппаратурный расчет

Основной целью технологического расчета является определение диаметра и высоты сепаратора.

Для того чтобы рассчитать расход газа в условиях сепарации, необходимо учесть сжимаемость газа. С помощью уравнения состояния идеального газа рассчитаем плотности газа при стандартных условиях и в условиях сепарации.

$$PV = z \frac{mRT}{Mr} \quad \longrightarrow \quad \rho = \frac{m}{V} = \frac{P Mr}{z R}$$

где  $\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $P$  – давление в сепараторе, Па;

$Mr$  – молекулярная масса, г/моль;

$R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К;

$T$  – температура в сепараторе, К;

$z$  – коэффициент (фактор) сжимаемости газа.

Для того чтобы вычислить плотность газа в условиях сепарации рассчитываем  $z$  для каждого компонента смеси газа.

Фактор сжимаемости является функцией приведенных параметров:

$$z = 1 - (0.73\tau_{np} - 0.18)\pi_{np}$$

• где  $\tau, \pi$ - приведенные температура и давление, соответственно.

Для того, чтобы вычислить расход газа в условиях сепарации необходимо расход газа при стандартных условиях умножить на плотность газа при стандартных условиях и поделить на плотность газа в условиях сепарации.

$$U_{max} = \sqrt{\frac{(\rho_{нефть} - \rho_{газ})}{\rho_{газ}}}$$

Обычно значение коэффициента уравнения Саудер-Брауна при горизонтальной ориентации сепаратора и наличии лопастного каплеотбойника принимают равным 0,12 м/с.

Таким образом, зная скорость и расход газа, можем посчитать минимальную площадь сечения, необходимую для газовой фазы.

$$A_{min} = \frac{Q}{U_{max}}$$

Расчет производительности сепараторов по нефти осуществляется на основании времени удержания газонефтяной смеси в сепараторе. Согласно рекомендациям время удержания должно быть меньше одной минуты. Задаем дополнительное условие: **граница раздела фаз сепаратора проходит через его середину**. Соответственно, расход нефти через сепаратор с эффективной длиной  $L_{eff}$  и с  $D$  будет описываться следующим уравнением:

$$\frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} * \frac{1}{2} = Q_{нефть} * t_{нефть}$$

$t_{нефть}$  – время удержания нефти в сепараторе

$Q_{нефть}$  – дебит нефти

$D$  – диаметр сепаратора

$L_{eff}$  – эффективная длина сепаратора

Отношение длины сепаратора к диаметру называется коэффициентом стройности сепаратора. Для стандартных сепараторов данное соотношение обычно остается примерно постоянным и равно 3,5. С учетом того, что эффективная длина сепаратора обычно равна  $\frac{3}{4}$  от общей длины сепаратора, следующее выражение для диаметра в зависимости от времени удержания газонефтяной смеси в сепараторе может быть получено:

$$\frac{L}{D} = 3,5; \frac{L_{eff}}{D} = \frac{3}{4} \rightarrow \frac{L_{eff}}{D} = 2,63$$

$$Q_{нефть} * t_{нефть} = \frac{1}{2} * \frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} = \frac{\pi D^3}{8} * 2,63$$



$$D = \sqrt[3]{\frac{8Q_{нефть} t_{нефть}}{2,63\pi}} = \sqrt[3]{6,27 t_{нефть}}$$

На основании полученного выражения для зависимости диаметра сепаратора от времени удержания газонефтяной смеси, могут быть получены основные геометрические характеристики сепараторов, а именно, длина и объем

# Конструктивные особенности сепараторов российского производства

- конструкция входной трубы для предварительного дегазирования нефти;
- наличием трубы для образования капель, активизирующей их слияние до осаждения;
- конструкцией аппаратов, препятствующих уносу газа, устанавливаемых над основным сепаратором.

# Эффективность процесса сепарации зависит от:

1. Средней скорости газа в свободном сечении сепаратора.
2. Времени задержки жидкости в сепараторе  $\tau_3$ : чем больше время пребывания жидкости в сепараторе, тем большее количество захваченных нефтью пузырьков газа успеют выделиться из нее в сепараторе, тем самым уменьшив КГ.
3. Физико-химических свойств нефти и газа: вязкости, поверхностного натяжения, способности к пенообразованию.
4. Конструктивных особенностей сепаратора: способ ввода продукции скважин, наличие полок, каплеуловительных насадок и др.
5. Уровня жидкости в сепараторе. Слой жидкости внизу сепаратора является гидрозатвором, чтобы газ не попал в нефтесборный коллектор.
6. Расходов нефтегазовой смеси: при большом расходе увеличивается коэффициент уноса газа, т.к. весь газ не успевает выделиться. Для уменьшения КГ следует увеличить количество сепараторов. При высоком газовом факторе увеличение коэффициента уноса возможно и при небольшом расходе.
7. Давления и температуры в сепараторе.

# Обезвоживание

# Обезвоживание

**Водонефтяная эмульсия** - механическая смесь нерастворимых друг в друге жидкостей в мелкодисперсном состоянии («нефть в воде» и «вода в нефти»).

Для разрушения эмульсий применяются *следующие методы*:

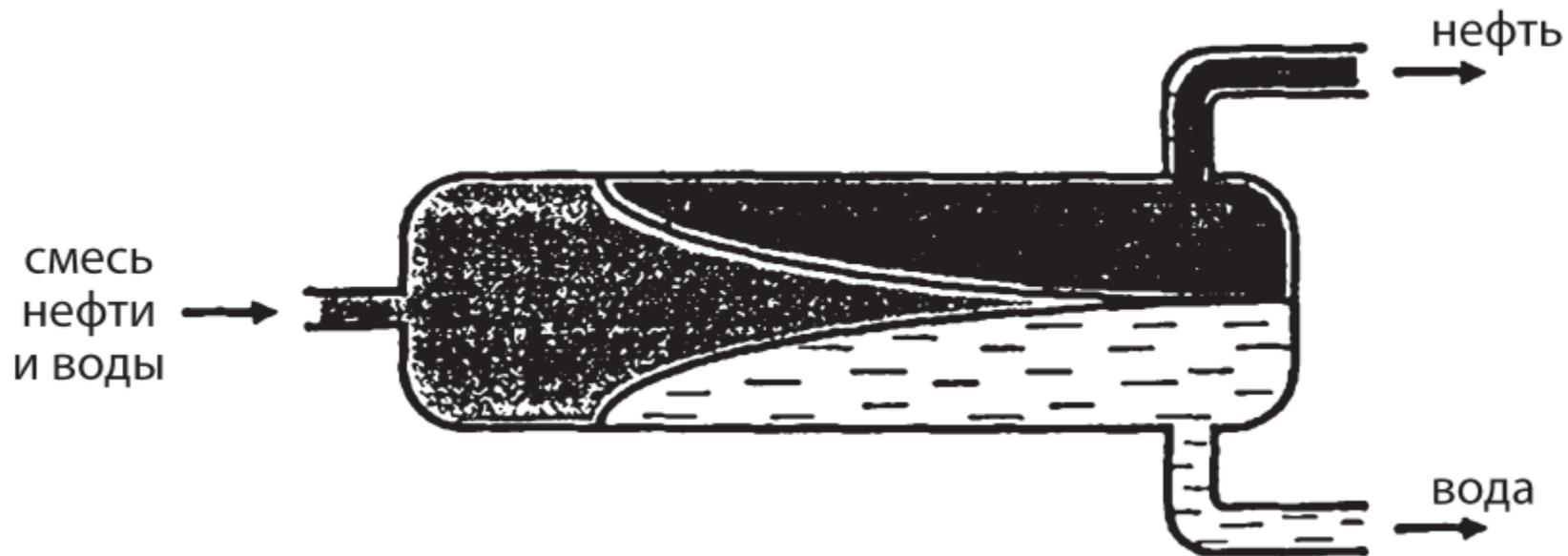
- гравитационное холодное разделение;
- внутритрубная деэмульсация;
- термическое воздействие;
- термохимическое воздействие;
- электрическое воздействие;
- фильтрация;
- разделение в поле центробежных сил.

**Гравитационное холодное разделение** применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости. Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве отстойников периодического действия обычно используются сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения таких резервуаров сырой нефтью вода осаждается в их нижнюю часть.

В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник.

# Принципиальная схема отстойника непрерывного действия



**Длина отстойника** определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

*Сущность метода внутритрубной деэмульсации* заключается в том, что в смесь нефти и воды добавляется специальное вещество - **деэмульгатор** в количестве 15 ... 20 г на тонну эмульсии.

Деэмульгатор разрушает бронирующую оболочку на поверхности капель воды и обеспечивает тем самым условия для их слияния при столкновениях. В последующем эти укрупнившиеся капельки относительно легко отделяются в отстойниках за счет разности плотностей фаз.

**Термическое воздействие** заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. При нагревании, с одной стороны, уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель, а, значит, облегчается их слияние, с другой стороны, уменьшается вязкость нефти, в которой оседают капли, а это увеличивает скорость разделения эмульсии.

Нагревают эмульсию в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах до температуры 45 ... 80 °С.

*Термохимический метод заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсации.*

**Термическое воздействие** заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. При нагревании, с одной стороны, уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель, а, значит, облегчается их слияние, с другой стороны, уменьшается вязкость нефти, в которой оседают капли, а это увеличивает скорость разделения эмульсии.

Нагревают эмульсию в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах до температуры 45 ... 80 °С.

*Термохимический метод заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсации.*

**Электрическое воздействие** на эмульсии производится в аппаратах, которые называются электродегидраторами.

Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды.

В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются.

Затем они оседают на дно емкости.

**Фильтрация** применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Поэтому нефть проникает через фильтр, вода нет.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

**При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1 ... 2 %.**

# Обессоливание

**Обессоливание нефти** осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственную эмульсию вновь обезвоживают.

Такая последовательность технологических операций объясняется тем, что даже в обезвоженной нефти остается некоторое количество воды, в которой и растворены соли. При смешении с пресной водой соли распределяются по всему ее объему и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается.

При обессоливании содержание солей в нефти доводится до величины менее 0.1 %.

# Стабилизация

**Под процессом стабилизации нефти** понимается отделение от нее легких (пропан-бутанов и частично бензиновых) фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке.

**Стабилизация нефти осуществляется методом горячей сепарации или методом ректификации.**

**При горячей сепарации** нефть сначала нагревают до температуры 40 ... 80 0С, а затем подают в сепаратор.

Выделяющиеся при этом легкие углеводороды отсасываются компрессором и направляются в холодильную установку.

Здесь тяжелые углеводороды конденсируются, а легкие собираются и закачиваются в газопровод.

**При ректификации нефть** подвергается нагреву в специальной стабилизационной колонне под давлением и при повышенных температурах (до 240 °С). Отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируют и перекачивают на газофракционирующие установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки.

К степени стабилизации товарной нефти предъявляются **жесткие требования**: *давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0.066 МПа (500 мм рт. ст.).*

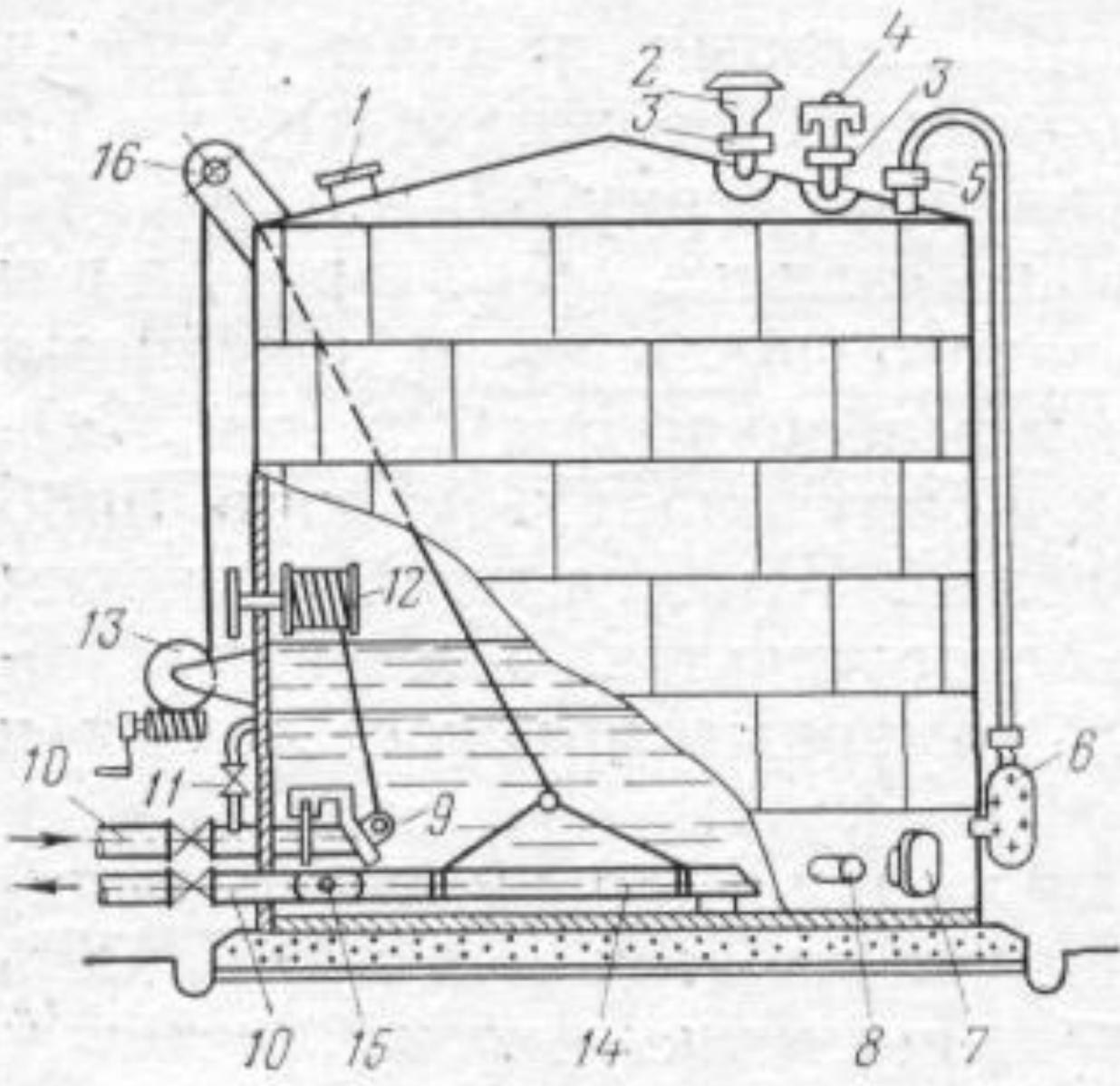
**Стабилизация** (глубокое разгазирование) - завершающий этап подготовки нефти. Под процессом стабилизации понимают отделение от нефти легких фракций с целью уменьшения потерь в результате испарения.

*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.

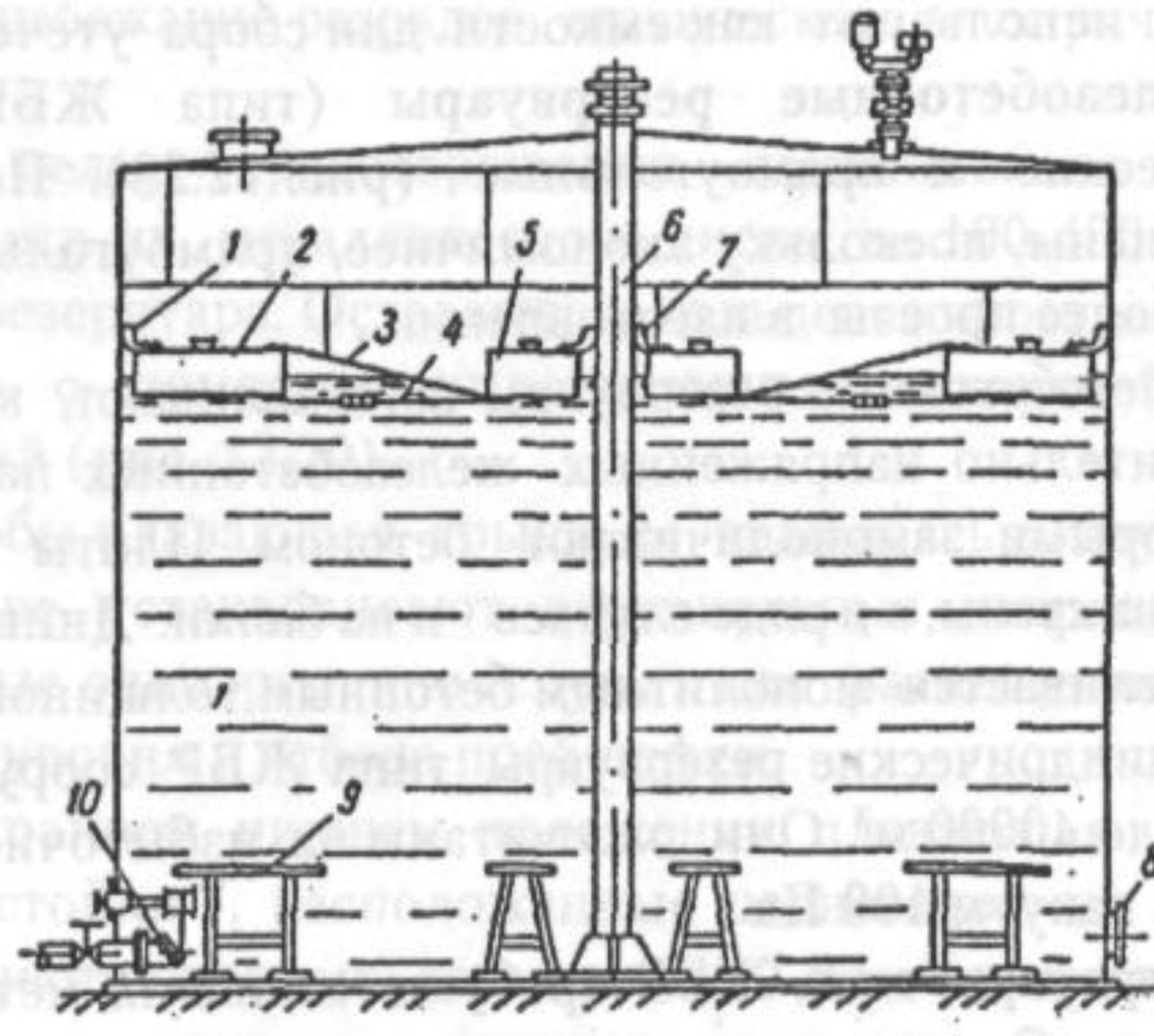
Р е з е р в у а р ы - сосуды разнообразной формы и размеров, построенных из различных материалов.

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



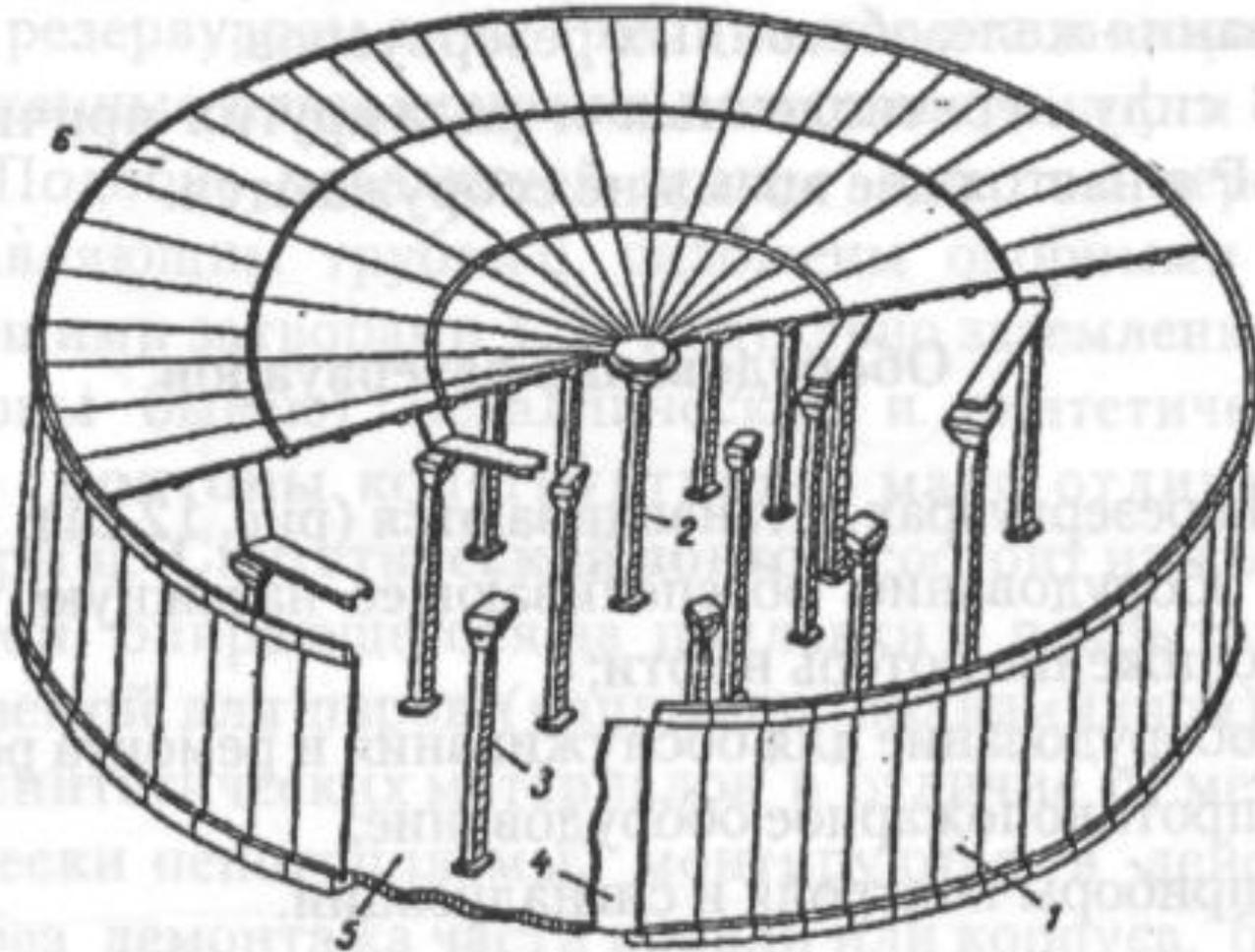
- 1 – световой люк;
- 2 – гидравлический предохранительный клапан;
- 3 – огневой предохранитель;
- 4 – дыхательный клапан;
- 5 – замерный люк;
- 6 – указатель уровня;
- 7 – люк-лаз;
- 8 – сифонный кран;
- 9 – хлопушка;
- 10 – приемо-раздаточные патрубки;
- 11 – перепускное устройство;
- 12 – управление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

**Вертикальный цилиндрический резервуар**



- 1 – уплотняющий затвор;
- 2 – периферийный короб понтона;
- 3 – мембрана из листового металла;
- 4 – стяжка;
- 5 – центральный короб понтона;
- 6 – направляющая труба;
- 7 – уплотнение направляющей трубы;
- 8 – люк-лаз;
- 9 – опоры для понтона;
- 10 – приемораздаточный патрубков с хлопушкой.

**Резервуар с плавающим  
металлическим понтоном**



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

**Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара**

# Система сбора и подготовки нефти

**В настоящее время сбор и подготовка нефти** - это единая система указанных технологических процессов, осуществляемых сложным комплексом трубопроводов, аппаратов, резервуаров, автоматизированной системой приборов и направленных на получение качественной продукции - товарной нефти

## 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 промышленных 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.

# Система сбора и подготовки нефти

*Сбор нефти и газа на промыслах - это процесс транспортировки по трубопроводам нефти, газа и воды под действием:*

- Давления на устье скважины
- Давления, создаваемого насосами

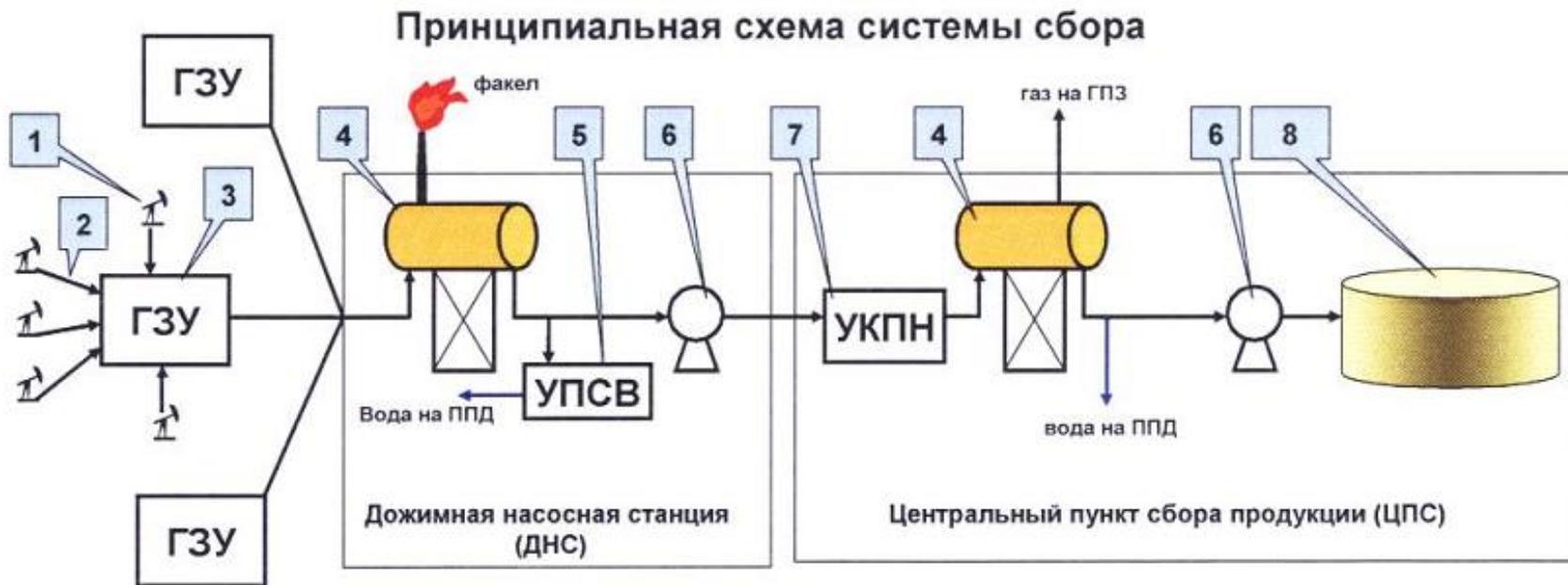
# Факторы, определяющие вид системы подготовки

- стабильность эмульсии (смеси жидкостей: тип "вода в масле" / "масло в воде");
- плотность нефти и содержащейся в ней воды;
- коррозионная активность нефти, газа и воды;
- склонность содержащейся в нефти воды к образованию отложений;
- общее количество нефти для обработки и содержания воды в ней;
- наличие товарного газопровода для продажи газа;
- величина рабочего давления, пригодного для оборудования;
- способность сырой нефти к отложению парафинов.

# Требования к системе сбора и подготовки нефти

1. Обеспечение герметизированного сбора нефти, газа и воды с целью уменьшения потерь нефтяного газа и потерь легких фракций нефти;
2. Обеспечение точного замера нефти, газа и воды по каждой скважине для выбора необходимого оборудования, контроля за разработкой месторождения и ее регулирования;
3. Доведения качества нефти, газа и воды до норм товарной продукции;
4. Обеспечение точного учета товарной нефти;
5. Изготовление основных узлов в блочном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса;
6. Обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижение металлоемкости и эксплуатационных расходов.

# Система сбора и подготовки нефти на месторождении



1 - скважины, 2 - выкидные линии, 3 - групповая замерная установка, 4 - сепараторы, 5 - установка предварительного сброса воды, 6 - насосы, 7 - установка комплексной подготовки нефти, 8 - резервуальный парк

# Система сбора и подготовки нефти на месторождении

<https://yandex.ru/video/preview/8072304903816798062>

# Установка подготовки нефти



# Дожимная насосная станция



# Дожимная насосная станция

Дожимные насосные станции (ДНС) предназначены для первичного отделения газа от нефти с целью дальнейшей раздельной транспортировки нефти и газа

Выпускаются 12 типоразмеров ДНС в блочном исполнении, на различные объемы откачки от 2000 м<sup>3</sup>/сут до 20000 м<sup>3</sup>/сут.

Отделение газа от жидкости (сепарация) осуществляется в сепараторах.

# Центральный пункт сбора продукции



# Центральный пункт сбора продукции

Центральный пункт сбора продукции (ЦПС или ПСП) позволяет сконцентрировать на одной территории оборудование по подготовке нефти, воды и газа.

На ЦПС проводится хранение и учет товарной нефти перед сдачей ее для транспортировки в трубопроводную систему или другим видом транспорта.

Газ на ЦПС доводится до кондиций (ТУ), необходимых для сдачи на ГПЗ.

# Установка предварительного сброса воды



# Принципиальная схема высоконапорной однострунной системы сбора

1 - скважины; 2 - нефтегазопровод; 3 - сепаратор 1-й ступени; 4 - сепаратор 2-й ступени; 5 - регулятор давления; 6 - резервуары



Отличительной особенностью **высоконапорной однострунной системы сбора** является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 6...7 МПа) устьевых давлений.

# Принципиальная схема высоконапорной однотрубной системы сбора

1 - скважины; 2 - нефтегазопровод; 3 - сепаратор 1-й ступени; 4 - сепаратор 2-й ступени; 5 - регулятор давления; 6 - резервуары



Применение высоконапорной однотрубной системы позволяет отказаться от сооружения участковых сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на центральные сборные пункты.

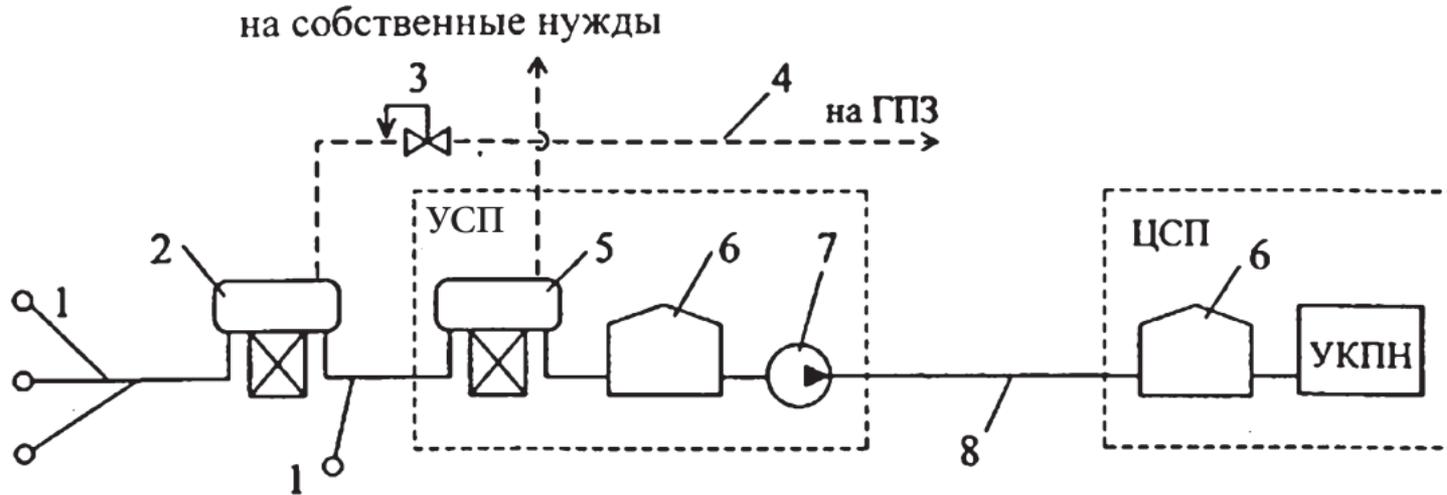
# Принципиальная схема высоконапорной однострунной системы сбора

1 - скважины; 2 - нефтегазопровод; 3 - сепаратор 1-й ступени; 4 - сепаратор 2-й ступени; 5 - регулятор давления; 6 - резервуары



Благодаря этому достигается максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства нефтеперкачивающих и компрессорных станций на территории промысла, обеспечивается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

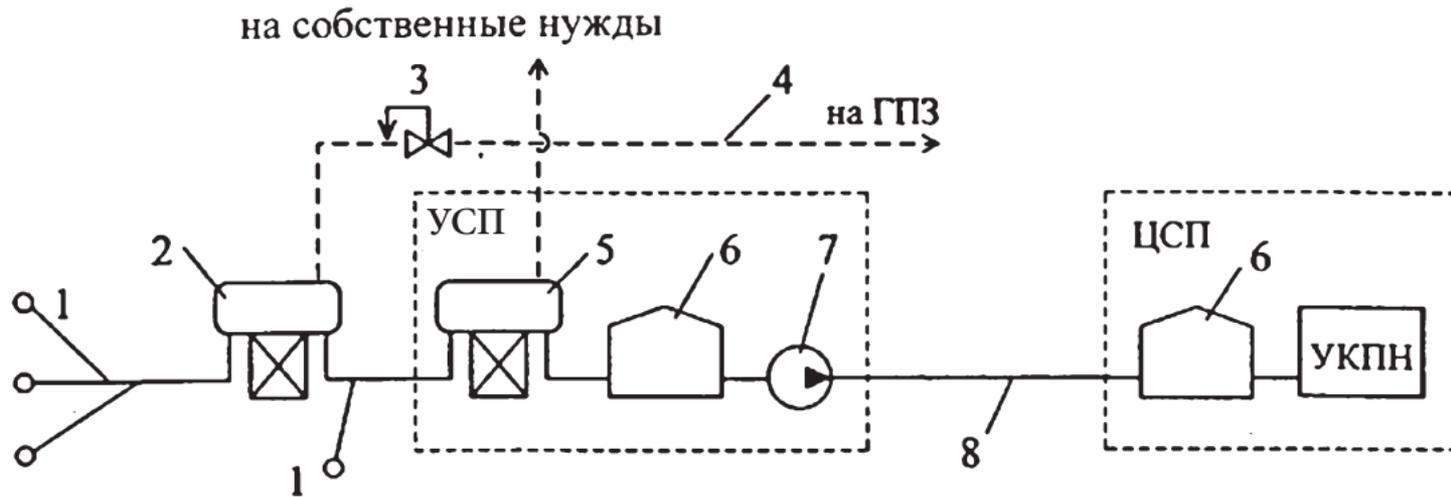
# Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»; 4 - газопровод; 5 - сепаратор 2-й ступени; 6 - резервуары; 7 - насос; 8 - нефтепровод; УСП - участковый сборный пункт; ЦСП - центральный сборный пункт

При **самотечной двухтрубной системе сбора** продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) если он расположен поблизости.

# Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»;  
4 - газопровод; 5 - сепаратор 2-й ступени; 6 - резервуары; 7 - насос;  
8 - нефтепровод; УСП - участковый сборный пункт; ЦСП - центральный сборный пункт

Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации.

Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть с водой самотеком (за счет разности нивелирных высот) поступает в резервуары участкового сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары центрального пункта сбора (ЦПС).

## Самотечная двухтрубная система сбора

Однако данная система сбора имеет ряд существенных недостатков:

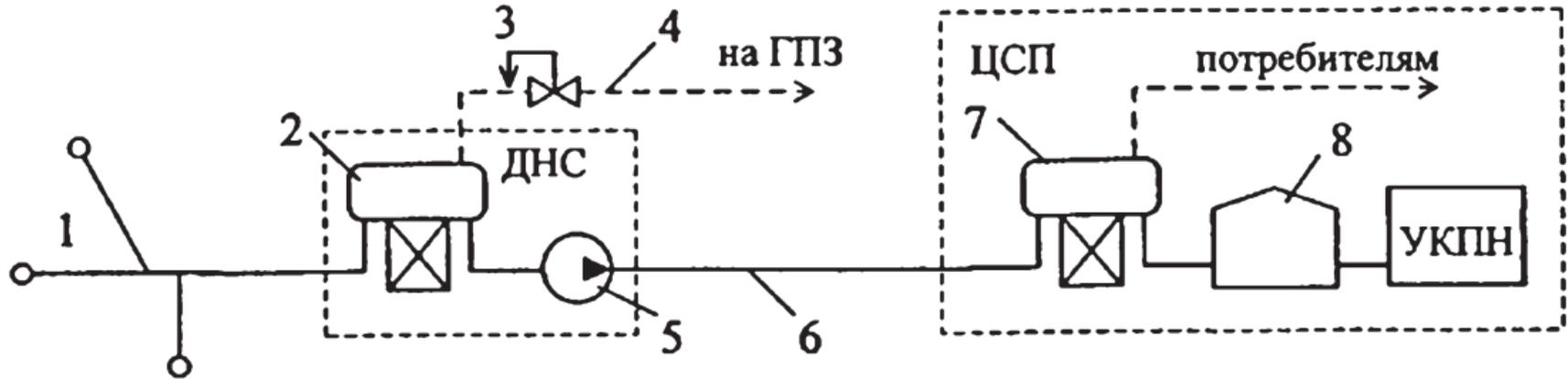
- при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости (за счет увеличения обводненности, например) система требует реконструкции;
- для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах требуется глубокая дегазация нефти;
- из-за низких скоростей движения возможно запарафинивание трубопроводов, приводящее к снижению их пропускной способности;

## Самотечная двухтрубная система сбора

Из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й степени сепарации потери углеводородов при данной системе сбора достигают 2.. .3% от общей добычи нефти.

По этим причинам самотечная двухтрубная система сбора в настоящее время существует только на старых промыслах.

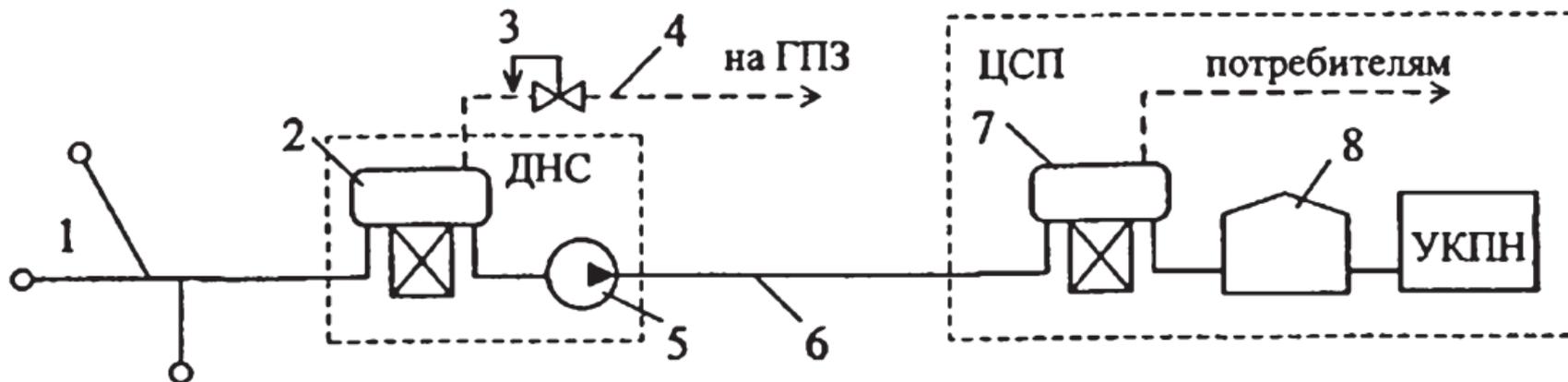
# Принципиальная схема напорной системы сбора



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»; 4 - газопровод; 5 - насосы; 6 - нефтепровод, 7 - сепаратор 2-й ступени; 8 - резервуар; ДНС - дожимная насосная станция

**Напорная система сбора** предусматривает однотрубный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенной нефти в однофазном состоянии до ЦПС на расстояние 100 км и более.

# Принципиальная схема напорной системы сбора



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»; 4 - газопровод; 5 - насосы; 6 - нефтепровод, 7 - сепаратор 2-й ступени; 8 - резервуар; ДНС - дожимная насосная станция

Продукция скважин подается сначала на площадку дожимной нефтеперекачивающей станции (ДНС), где при давлении 0,6...0,8 МПа в сепараторах 1-й ступени происходит отделение части газа, транспортируемого затем на ГПЗ бескомпрессорным способом.

# Напорные системы сбора

Применение напорной системы сбора **позволяет:**

- сконцентрировать на ЦПС оборудование по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- применять для этих целей более высокопроизводительное оборудование, уменьшив металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- снизить капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;
- увеличить пропускную способность нефтепроводов и уменьшить затраты мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

## Напорные системы сбора

**Недостатком** напорной системы сбора являются большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦПС и соответственно большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

**В настоящее время в развитых нефтедобывающих регионах применяют системы сбора, лишенные указанных недостатков**

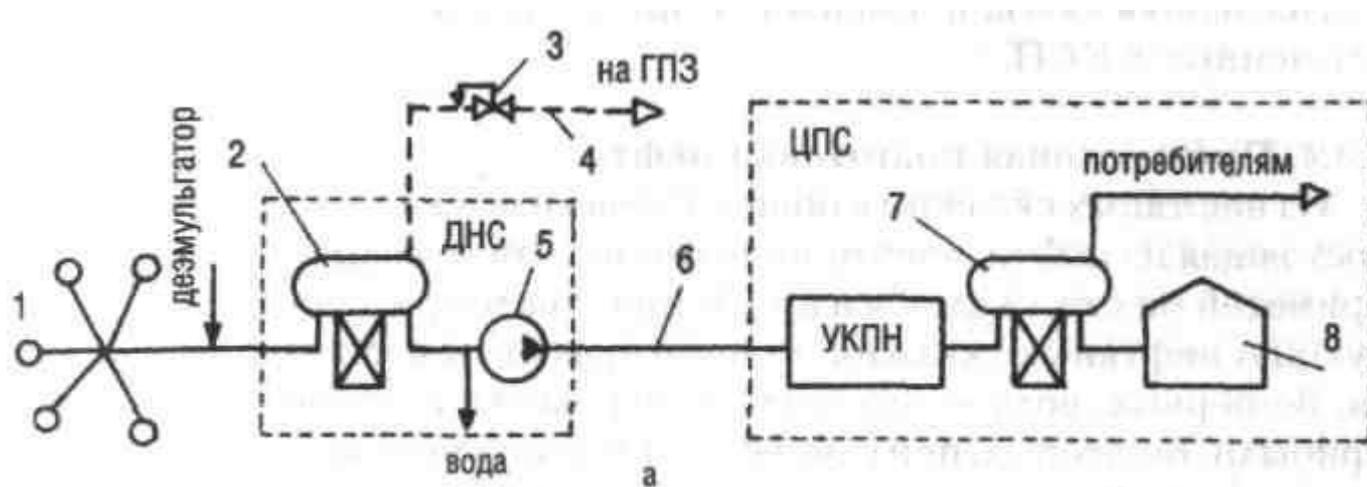
# Принципиальные схемы современных систем сбора нефти с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦПС



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»; 4 - газопровод; 5 - насосы; 6 - нефтепровод; 7 - сепаратор 2-й ступени; 8 - резервуар; ДНС - дожимная нефтеперекачивающая станция

Система отличается от традиционной тем, что еще перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на ДНС.

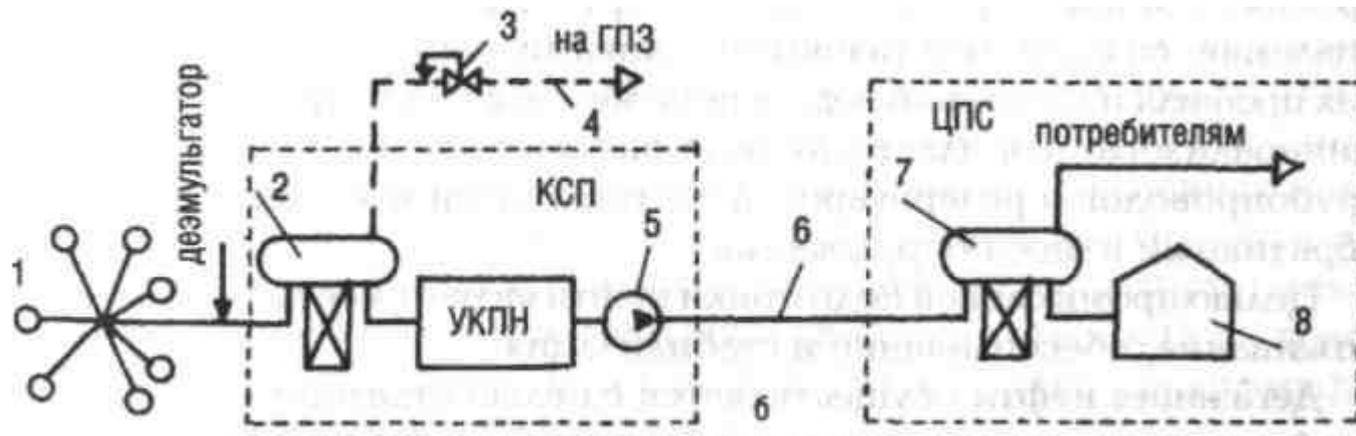
# Принципиальные схемы современных систем сбора нефти с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦПС



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»;  
4 - газопровод; 5 - насосы; 6 - нефтепровод; 7 - сепаратор 2-й ступени; 8 - резервуар; ДНС - дожимная нефтеперекачивающая станция

На центральном же сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение воды от нее.

## Принципиальные схемы современных систем сбора нефти с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КПС



1 - скважины; 2 - сепаратор 1-й ступени; 3 - регулятор давления типа «до себя»; 4 - газопровод; 5 - насосы; 6 - нефтепровод; 7 - сепаратор 2-й ступени; 8 - резервуар; ДНС - дожимная нефтеперекачивающая станция

Особенностью схемы, является то, что установка комплексной подготовки нефти перенесена ближе к скважинам. ДНС, на которой размещается УКПН, называется комплексным сборным пунктом (КСП). Последняя схема применяется при большом числе скважин, подключенных к КСП.

**Таким образом**, подготовка нефти регламентируется ГОСТом и проводится в несколько этапов:

- удаление газов;
- удаление воды;
- удаление солей;
- стабилизация.

Все мероприятия по подготовке нефти производятся на нефтяных промыслах в комплексных установках.

Несмотря на то, что одинаковых нефтей не бывает и нет одинаковых систем сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и воды, основные технологические процессы сбора и подготовки нефти отличаются только количественными показателями отдельных этапов сбора и промышленной подготовки продукции скважин.

**В связи с этим рассмотрим современную классификацию нефтей.**

# Классификация нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002

Государственный стандарт России «Нефть. Общие технические условия. ГОСТ Р 51858-2002» с 1 июля 2002 г. вводит два термина:

**СЫРАЯ НЕФТЬ** - жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит: растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства: жидких энергоносителей: бензина, керосина, дизельного топлива, мазута, смазочных масел, битумов и кокса.

**ТОВАРНАЯ НЕФТЬ (НЕФТЬ)** - нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

# Классы, типы, группы качества и виды

В соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858-2002 нефть **подразделяется на классы, типы, группы качества и виды**. Фактор влияния человека в этой классификации учитывается в нормах групп качества, определяемых качеством подготовки добываемой нефти к транспорту от добывающих предприятий до потребителей (нефтеперерабатывающих заводов — НПЗ).

# Классы, типы, группы качества и виды

**КЛАССЫ.** В зависимости от массовой доли серы в нефти выделяется 4 класса товарной нефти, табл. 1.1.

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	до 0,60 включительно	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	от 0,61 до 1,80	
3	Высокосернистая	от 1,81 до 3,50	
4	Особо высокосернистая	свыше 3,50	

# Классы, типы, группы качества и виды

**ТИПЫ.** В зависимости от плотности товарной нефти и массовой доли парафина в ней, а при поставке на экспорт — дополнительно по выходу фракций, товарная нефть подразделяется на 5 типов, табл. 2

Наименование параметра	Норма для нефти типа									
	0		1		2		3		4	
	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта
1 Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре:										
20 °С	Не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		Более 895,0	
15 °С	Не более 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		Более 898,4	
2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры:										
200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-

# Классы, типы, группы качества и виды

**ГРУППЫ.** По степени подготовки добываемой из недр нефти к транспорту товарная нефть подразделяется на 3 группы, табл.3.

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)
П р и м е ч а н и е - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.				

# Классы, типы, группы качества и виды

**ВИДЫ.** По содержанию сероводорода и меркантанов товарную нефть подразделяют на 3 вида, табл. 4.

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ррт), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн.-1 (ррт), не более	40	100	
Примечание – Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2013г. Определяются для набора данных.			

# ГОСТ Р 51858 условное обозначение товарной нефти (шифр)

В соответствии с ГОСТ Р 51858 условное обозначение товарной нефти (шифр) состоит из четырех цифр, разделенных точками, каждая из которых соответствует обозначению значения показателей:

**(1) класса, (2) типа, (3) группы, (4) вида товарной нефти**

Характеристика товарной нефти	Шифр нефти
<b>1. Поставка нефти потребителю в России.</b> <input type="checkbox"/> содержание серы-1,15% масс, (класс 2); <input type="checkbox"/> плотность при 20 °С - 860 кг/м <sup>3</sup> , (тип 2); <input type="checkbox"/> концентрация хлористых солей - 120 мг/л, <input type="checkbox"/> обводненность- 0,4% масс, (группа 2); <input type="checkbox"/> сероводород отсутствует (вид 1).	2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-2002
<b>2. Поставка нефти на экспорт.</b> <input type="checkbox"/> содержание серы - 1,15% масс, (класс 2); <input type="checkbox"/> плотность при 20 °С - 860 кг/м <sup>3</sup> ; выход фракций при температуре перегонки до: <input type="checkbox"/> 200 °С - 26% об.; 300 °С - 46% об.; 350 °С - 55% об.; <input type="checkbox"/> массовая доля парафина - 4,1 % (тип 2э); <input type="checkbox"/> концентрация хлористых солей - 90 мг/л, <input type="checkbox"/> обводненность - 0,4% масс. (группа 1); <input type="checkbox"/> сероводород отсутствует, (вид 1)	2.2э.1.1 ГОСТ Р051858-2002

# Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)

В соответствии с нормативными документами по безопасности и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности технологический регламент установки подготовки нефти (УПН) нефтедобывающего предприятия обязательно содержит помимо организационно-технических требований и положений следующие разделы:

1. Общая характеристика установки подготовки нефти (УПН);
2. Характеристики сырья:
  - a. поступающего на УПН, используемых материалов и реагентов;*
  - b. товарной нефти;*
  - c. нефтепромысловых сточных вод для последующей утилизации;*
3. Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки нефти.

# Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)

4. Нормы технологического режима подготовки нефти, нефтяного газа и очистных сооружений по подготовке попутной пластовой воды.
5. Контроль технологического режима.
6. Основные положения пуска и остановки УПН при нормальных условиях эксплуатации.
7. Безопасная эксплуатация УПН.
8. Отходы при производстве продукции и сточные воды, выбросы в атмосферу, методы утилизации и (или) переработки отходов и сточных вод.
9. Краткая характеристика технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов.
10. Технологическая схема УПН (графическая часть), включая экспликацию оборудования и характеристику его количества и параметров.

# **Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)**

**Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции:**

1. Технические наименования продуктов;
2. Показатели качества в соответствии с нормативно-технической документацией,
3. Область их применения.

**Описание технологического процесса в соответствии с технологической схемой УПН производится по отдельным стадиям процесса, начиная с поступления сырья и указания его основных технологических параметров:**

- температуры и давления;
- состава;
- расходных характеристик и тд.

# Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)

**В нормах технологического режима на всех стадиях процесса подготовки нефти в аппаратах УПН: отстойниках, электродегидраторах, колоннах, печах, реакторах, теплообменной и другой аппаратуре указываются регламентируемые показатели режима:**

- температура и давление;
- время операций;
- количество загружаемых (подаваемых) компонентов;
- другие показатели, влияющие на качество и безопасную эксплуатацию оборудования.

# **Безопасность и экологичность при промысловой подготовке нефти**

**! Вопросам безопасного ведения технологического процесса на установках по подготовке нефти необходимо уделять исключительное внимание.**

# Безопасность и экологичность при промышленной подготовки нефти

**Промысловая подготовка нефти имеет следующие опасные факторы:**

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей, паров и газов, способность паров и газов образовывать с воздухом взрывоопасные смеси;
- способность жидких и газообразных продуктов нефти и самой нефти действовать отравляюще на организм человека;
- наличие в газах и жидкостях ядовитого газа – сероводорода;
- коррозия трубопроводов, арматуры, аппаратов и оборудования вследствие обезвоживания сернистой нефти;

# Безопасность и экологичность при промышленной подготовке нефти

**Промысловая подготовка нефти имеет следующие опасные факторы:**

- способность нефтей образовывать самовоспламеняющиеся на воздухе пирофорные соединения;
- способность нефтей образовывать при своем движении по трубопроводам статистическое напряжение;
- наличие на установке электрооборудование;
- вредное воздействие нефти и реагентов на кожу человека, а паров и газа – на органы дыхания.
- наличие факельного хозяйства для сбора газа в аварийных случаях.

# Безопасность и экологичность при промышленной подготовке нефти

**Опасные и вредные свойства нефти** и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций (газожидкостной нефтегазовой среды) заключается в следующем:

1. нефтегазовая среда взрыво и пожароопасна;
2. нефть имеет низкую температуру вспышки (-36 - +35 °С);
3. способна накапливать электрические заряды, создающие реальную угрозу взрыва, пожара и поражения людей электрическим током;
4. образует с серой пиррофорные соединения, способные при контакте с воздухом самовоспламеняться;
5. нефть и нефтепродукты токсичны;
6. отдельные ее фракции и компоненты химически агрессивны;

# Безопасность и экологичность при промышленной подготовке нефти

Углеводородные газы, содержащиеся в нефти, взрывоопасны и токсичны. Они тяжелее воздуха в 3–4 раза, следовательно, способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, приямокках, колодцах, оврагах и т.п.) и длительное время удерживаться там.

# Безопасность и экологичность при промышленной подготовке нефти

Загрязнение почвы и воды может происходить и при сборе, подготовке, транспорте и хранении нефти, газа и воды.

Однотрубная герметизированная система сбора имеет несомненные преимущества с точки зрения охраны окружающей среды.

Применение герметизированных однотрубных систем сбора продукции скважин и блочного оборудования позволяет все процессы, связанные с выделением газа из нефти, подготовкой нефти, газа и воды, сосредоточить на установках, расположенных в одном центральном пункте.

# Безопасность и экологичность при промышленной подготовки нефти

Система сбора нефти на промыслах является источником загрязнения водных ресурсов и почвы. Это обусловлено:

- а) большой протяженностью трубопроводной сети, которая достигает 100 км для среднего промысла;
- б) невозможностью практически предугадать место порыва коллекторов;
- в) невозможностью обнаружить мгновенно порывы коллекторов, особенно небольшие. В итоге объемы разлитой нефти, как правило, превышают объем остальных загрязнений.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

**Техника безопасности** - это совокупность приемов по предупреждению несчастных случаев, отравлений и профессиональных заболеваний.

Она неразрывно связана с технологией процессов и оборудованием при подготовке нефти.

Она неразрывно связана с технологией.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

*Для обеспечения безопасных условий* труда при обслуживании оборудования по сбору, подготовке и транспортированию нефти необходимо, прежде всего, соответствие оборудования условиям, возникающим при его эксплуатации, и требованиям которые предъявляются к каждому виду этого оборудования, установке в целом правилами техники безопасности, строительными нормативами и правилами.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

**Резервуары для хранения нефти** оснащаются комплектом оборудования, арматуры, предусмотренным проектом строительства или соответствующим ГОСТом.

Вокруг отдельно стоящего резервуара или группы резервуаров делается обвалование.

На противоположных сторонах обвалования устанавливают лестницы и переходы для отдельно стоящего резервуара должно быть не менее 2 переходов, а для группы резервуаров - не менее четырех.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

Для обслуживания дыхательных и предохранительных клапанов и другой арматуры, находящейся на крыше резервуара устанавливаются металлические площадки.

Если на резервуаре в случае необходимости располагают несколько площадок, то они соединяются между собой переходами шириной не менее 0,6 м.

Площадки и переходы ограждаются перилами.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

Замерной люк, замерное устройство и прочая арматура должны находиться на огражденной площадке.

Наземные трубопроводы, обвязывающие резервуары укладываются на опоры из негорючего материала.

На нефтепроводе, имеющем самотек в сторону резервуара, устанавливается задвижка на всасывающем и нагнетательном трубопроводах устанавливается вне зданий насосной.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

Организация **безопасного обслуживания электроустановок** требует четко определения и оформления соответствующим распоряжением границ обслуживания электротехническим персоналом цеха.

Работники **неэлектрических профессий**, обслуживающие электротехническое оборудование и проводящие включение электрифицированных агрегатов проходят соответствующий инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением им первой квалификационной группы по технике безопасности.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

Каждый рабочий на установке по подготовке нефти должен иметь закрепленный за ним противогаз, содержать его в исправности и уметь пользоваться им.

Запрещается все виды ремонтных работ на аппаратах и трубопроводах, **находящихся под давлением.**

В случае разлива на территории установки или на пол производственных помещений нефти и других легковоспламеняющихся продуктов необходимо срочно принять меры, исключаящие их воспламенение.

Место разлива следует засыпать песком с последующей уборкой.

# Техника безопасности при подготовке нефти и газа

При работе с деэмульгаторами не допускаются ручные операции, при которых возможно попадание их на тело.

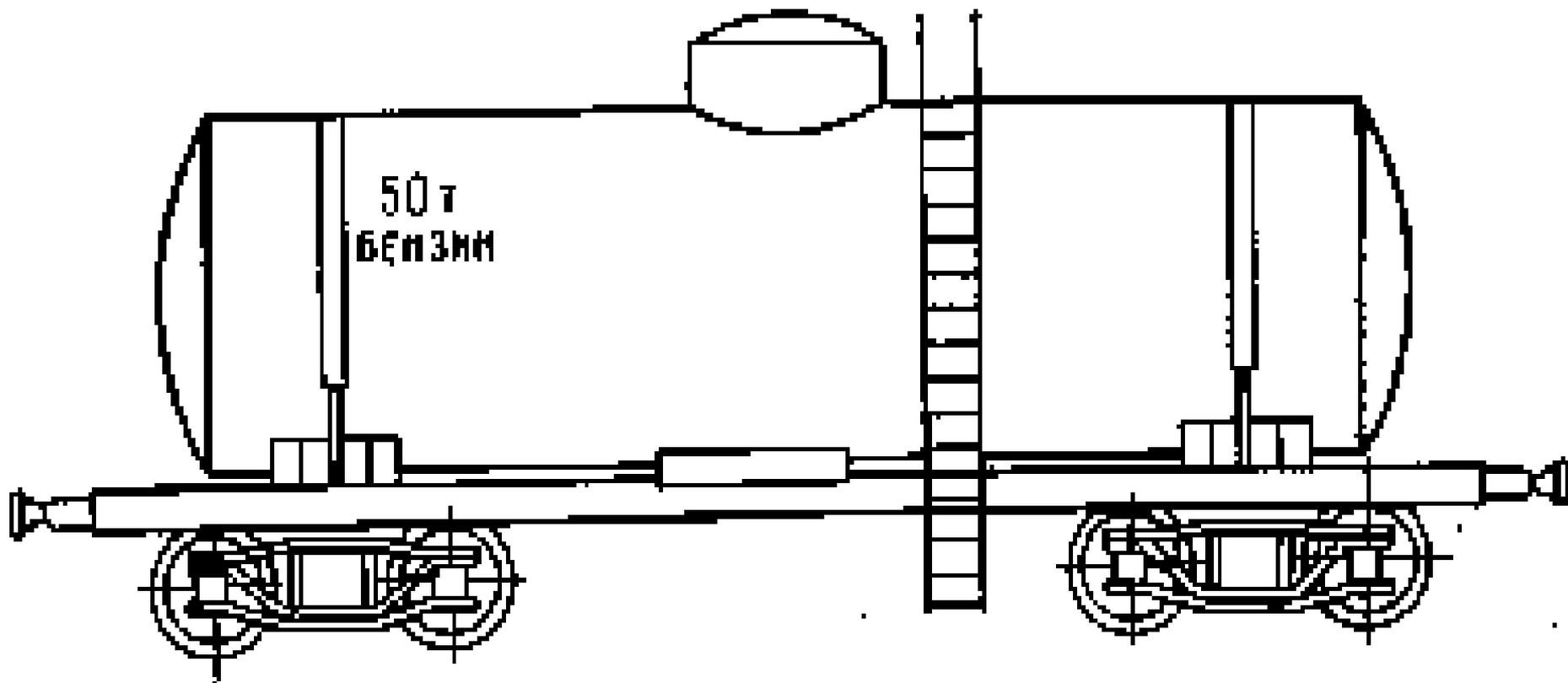
Во **взрывоопасных зонах установок** необходимо применять специальное взрывозащищенное электрооборудование специальные способы прокладок проводов и кабелей.

**Рабочие должны носить спецодежду.**

# Транспортировка нефти

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.)



**Вагон-цистерна**

**Вагон – цистерна** – 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).

# Трубопроводные системы

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, неотъемлемыми частями которого являются: запорная, регулирующая и предохранительная арматура; устройства для ввода химических реагентов; контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации; 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:  $\rho$  - 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).

## Переработка нефти осуществляется на нефтеперерабатывающих заводах



*Основной принцип переработки нефти* - это разделение нефти на ряд фракций (прямая перегонка); расщепление высокомолекулярных соединений на отдельные компоненты (крекинг нефти), её преобразование (платформинг) для получения новых продуктов; последующая очистка товарной продукции до требований нормативов.

*Цель переработки нефти* - это производство нефтепродуктов, прежде всего, различных видов топлива (автомобильного, авиационного и др. видов) и сырья с последующей химической переработки.

Переработка нефти производится на установках топливного и масляного блоков.

К **топливному блоку** относятся такие установки, как:

- электрообессоливающие (ЭЛОУ);
- прямой перегонки нефти;
- каталитического крекинга;
- гидроочистка дизельных топлив;
- риформинга;
- фракционирование газов



В настоящее время прямая перегонка нефти ведётся на атмосферно-вакуумных или атмосферно-трубчатых установках



Прямая перегонка при 50-175 °С даёт наиболее лёгкие фракции - бензин, при 175-300 °С - керосины и при 300-400 °С - дизельное топливо.



Высокая температура (375-500 °С) и давление (10-25 атм) способствует парогазообразованию сложной смеси лёгких и тяжёлых предельных углеводородов, оксида углерода, сероводорода.

*Крекинг* - увеличения выхода бензина, в отличие от прямой перегонки, является химическим процессом. При крекинге происходит расщепление молекул на более мелкие с последующим синтезом их в более крупные.

Различают *каталитический* и *термический крекинг*:

- *каталитический крекинг* осуществляется в присутствии катализатора (*алюмосиликатный катализатор*) при небольшом давлении (0,5-1,0 атм) и высокой температуре (450-500 °С), что способствует усиленному газообразованию, состоящему преимущественно из непредельных углеводородов. В воздух рабочей зоны выделяется сероводород, оксид углерода.

Нагретая поверхность оборудования является источником тепловыделений.

Подвижный катализатор присутствует в воздухе в виде пыли;

- *термический крекинг*, расщепление молекул углеводородов протекает при более высокой температуре (470-550 °С).

CO



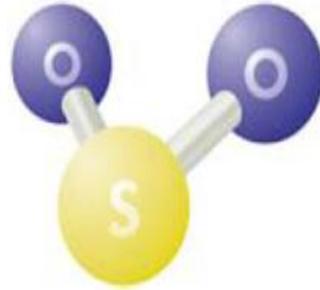
Бензин, полученный в результате термического крекинга, наряду с предельными углеводородами содержит и непредельные углеводороды. Поэтому этот бензин обладает большей детонационной стойкостью, чем бензин прямой перегонки.



*Гидроочистка дизельных топлив* производится для улучшения качества и повышения стабильности топлив и масел, удаления сернистых, азотистых и кислородсодержащих соединений, гидрирования непредельных углеводородов на специальных установках.



На установках современной гидроочистки дизельного топлива характерно присутствие в воздухе рабочих зон предельных углеводородов, сероводорода, моноэтаноламина, оксида углерода, диоксида серы, аммиака и других газов в зависимости от вида селективного растворителя.



*Риформинг* (от англ. Reforming - переделывать, улучшать) - промышленный процесс переработки бензиновых и лигроиновых фракций нефти с целью получения высококачественных бензинов и ароматических углеводородов. При этом молекулы углеводородов не расщепляются, а преобразуются.



**Риформинг** проводят в промышленной установке (*платформинг*), при  $t=480-520$  °С, в присутствии различных катализаторов: платиновых и полиметаллических, содержащих платину, рений, иридий, германий и др. Во избежание дезактивации катализатора риформинг осуществляется под высоким давлением (18-24 атм). В результате риформинга бензиновых фракций нефти получают 80-85% бензин с октановым числом 90-95, 1-2% водорода и остальное количество газообразных углеводородов.

Большое значение имеет риформинг для производства ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилола и др.

*Фракционирование (разделение) газов* - последняя стадия переработки нефти, осуществляется при температуре 120 °С и давлении 18 атм на 2-х видах установок (блоков):

- АГФУ (абсорбционно-газофракционирующая установка)



- ГФУ (газофракционирующая установка).



Фракционирование газов - одно из наиболее опасных производств вследствие высокой летучести продуктов, высокого давления и температуры, что способствуют образованию непредельных, ароматических углеводородов и сероводорода.

К *масляному блоку* входят:

- установка подготовки нефти;
- установка прямой перегонки;
- установка деасфальтизации, депарафинизации и селективной очистки масел.

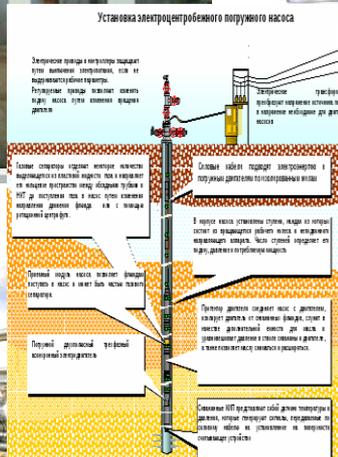


# Основные технологические оборудования НПЗ (нефтеперерабатывающий завод) размещаются на открытых площадях:

- резервуары,
- печи
- теплообменники
- колонны
- конденсаторы
- холодильники
- насосы (в закрытых помещениях)
- компрессоры
- фильтры
- пылеуловители
- приборы контроля и автоматики.



- ← Промывочный клапан
- ← Винтовой насос
- ← Гибкий вал
- ← Вентильный двигатель



## Ведущими профессиями являются :

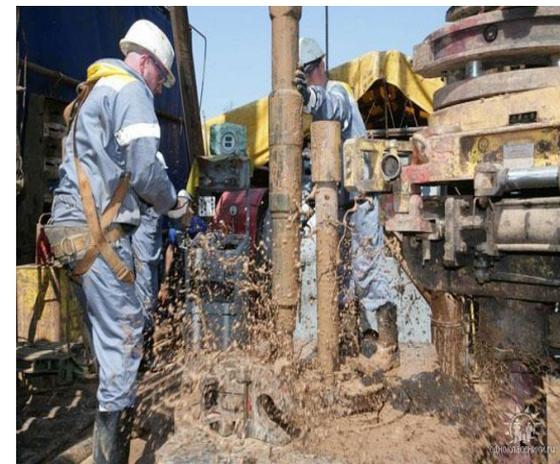
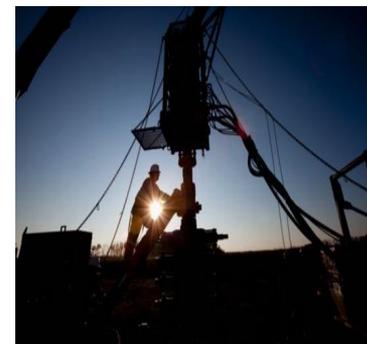
-операторы,

-машинисты насосов и компрессоров,

-замерщики уровней,

-пробоотборщики,

-слесари по ремонту и обслуживанию технологических установок.



*Операторы* осуществляют надзор над технологическими процессами, следят за работой и исправным состоянием оборудования, а при необходимости останавливают и запускают установку, отвечают за качество и количество выпускаемой продукции.



Большую часть рабочей смены, они проводят в операторной, где наблюдают за показаниями контрольно-измерительных приборов (47,7% рабочей смены), в силу чего, в их деятельности выделяют определённые этапы информации, полученной от данных приборов. Это *сбор и расшифровка информации; переработка информации; переработка информации и принятие решения; выполнение действия или подача команды.*

Другую часть рабочего времени операторы проводят на территории установок, где выполняют ручное регулирование аппаратов и наиболее газоопасные операции - отбор проб и дренирование воды, занимающие 8,3% рабочего времени.

В связи с особенностями технологического процесса, операторам приходится совершать подъёмы на колонны и многочисленные переходы по лестницам в быстром темпе. При этом они проходят за смену расстояние равное 4,7-17 км (в среднем 11,4 км).



*Машинисты* контролируют за режимом работы компрессоров и насосов, производят смазку движущих частей, заливку масла, дренирование воды, набивку сальников, снимают показания с первичных приборов



Кроме того, машинистами выполняются ремонтные работы, не требующие вмешательства ремонтной бригады

Машинисты более 80% рабочей времени находятся на территории установок, а, именно, в зоне выделения токсических веществ, подвергаясь одновременно воздействию интенсивного производственного шума.



Около 10,8% времени пребывают в операторной для выполнения записи в журнале и решения производственных вопросов



Машинисты открытых насосных подвергаются воздействию значительных перепадов температур и неблагоприятных метеорологических факторов.

Одна треть ( $\frac{1}{3}$ ) рабочего времени машиниста связана с подъёмом и переноской различных тяжестей вручную до нескольких десятков килограммов.



Слесари по ремонту и обслуживанию технологических установок производят ремонт различного оборудования:

**КОЛОНН**



**аппаратов**



**печей**



**теплообменников**



**конденсаторов**



**холодильников**



**насосов**



**компрессоров  
различного типа**



## Слесари работают в составе ремонтных бригад

непосредственно на установках

или в составе ремонтно-механического цеха



### В целом труд слесарей характеризуется

значительным физическим  
напряжением

длительным пребыванием в  
вынужденном положении тела



ПОСТОЯННЫМ КОНТАКТОМ С  
остатками нефтепродуктов

ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТОКСИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ



## Основные неблагоприятные производственные факторы при нефтепере-работке:

- 1) загрязнение воздуха рабочих зон вредными парами и газами;
- 2) запылённость воздуха;
- 3) контакт с нефтепродуктами;
- 4) неблагоприятный микроклимат;
- 5) шум и вибрация;
- 6) тяжёлый физический труд;
- 7) нервно-эмоциональное напряжение.

### *Загрязнение воздуха рабочих зон вредными парами и газами*

Поступление в воздух химических веществ обусловлено рядом причин:

- недостаточная герметизация оборудования;
- выполнение ручных операций, таких как замер уровней, от-бор проб, ремонтные работы;
- коррозия некоторых видов оборудования.

Загрязнение воздушной среды тесно связано с особенностями технологического процесса: *возможно загрязнение предельными, непредельными и ароматическими углеводородами, сероводородом, сернистым газом, оксидом углерода, аммиаком, фенолом, ацетоном и другими соединениями.*



**Запылённость воздуха.** Загрязнение воздушной среды пылью связано с производством и применением катализаторов.



Поступление пыли в воздух происходит в катализаторных цехах:

- при операциях размола и транспортировки,
- на установках каталитического крекинга,
- доочистки масел,
- во время ремонтных работ.

**Концентрации пыли могут превышать ПДК (2,0 мг/м<sup>3</sup>) в 5-20 раз**

**В состав многих катализаторов входит связанная двуокись кремния.**

## КОНТАКТ С НЕФТЕПРОДУКТАМИ



**Возможны загрязнения кожи и одежды жидкими нефтепродуктами**

**Неблагоприятный микроклимат.** Метеорологические условия в закрытых помещениях определяются наличием источников тепловыделения - коммуникаций, поверхностей насосов, компрессоров, электродвигателей.

Температура воздуха в теплый период времени может достигать **40-50 °C**. Следует отметить резкие смены температуры при переходе из закрытых помещений на наружные установки, особенно в холодный период

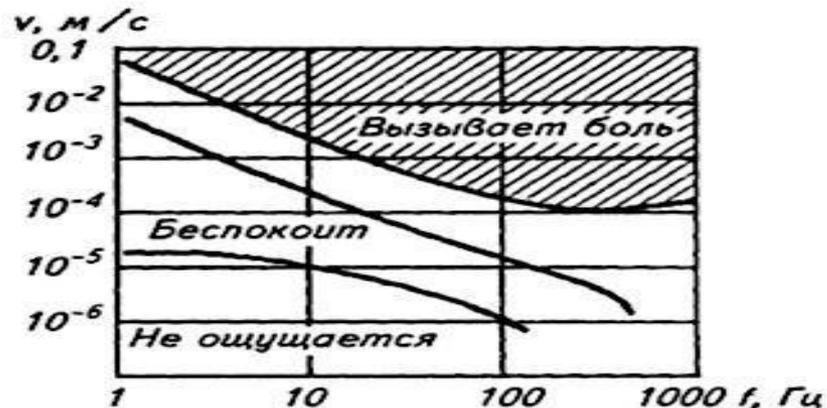
# ДЕЙСТВИЕ ШУМА И ВИБРАЦИИ.

## Основные источники шума:

- Форсунки нагревательных печей;
- Компрессоры;
- Турбины и др.

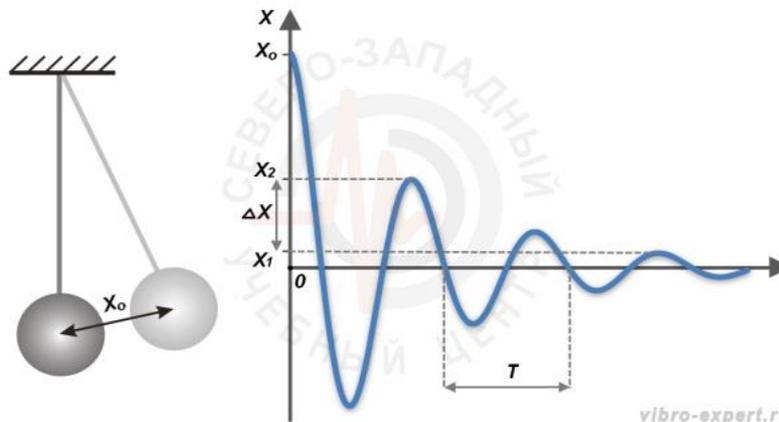


Уровень звукового давления на различных участках производства колеблется от 75 до 125 дБА (децибел)

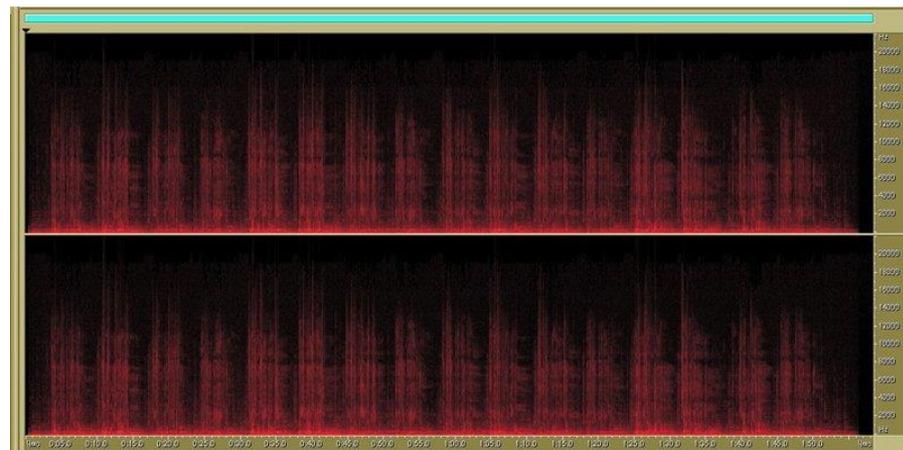
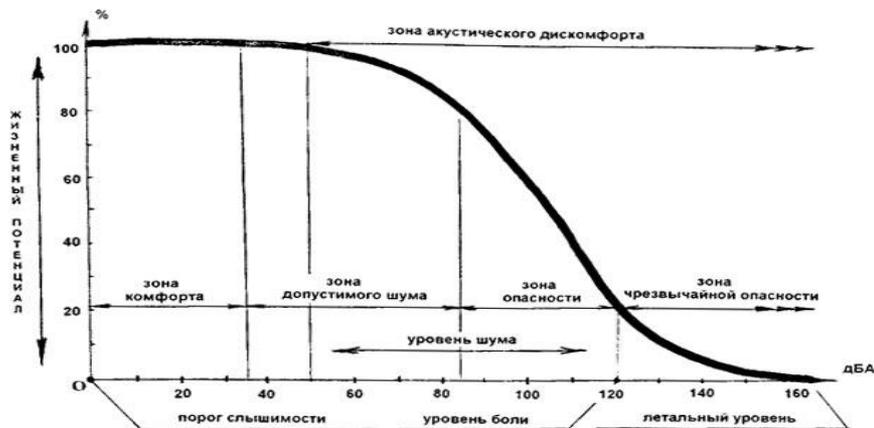


Шум в основном является *низко- и среднечастотным*.

ОБОРУДОВАНИЕ ЗАВОДОВ  
СЛУЖИТ ИСТОЧНИКОМ ОБЩЕЙ  
ВИБРАЦИИ.



Амплитуда вибрации полов и перекрытий составляет 0,004-0,006 мм при частоте колебаний 24-48 Гц. может превышать допустимые параметры в 2-7 раз.



**Тяжёлый физический труд и эмоциональные перегрузки.**

Труд оператора можно отнести к средней тяжести и напряжённости.

Оператор 49-53% времени смены проводит в *операторной*



21-27% на территории установки,



11-22% в насосной и в др.  
помещениях



Труд машинистов также относится к средней тяжести и напряжённости. Большую часть времени (68-83%) машинисты проводят у оборудования,



17-25% - в операторной,

3-10% - на территории установки.



## Основные заболевания рабочих нефтеперерабатывающей промышленности:

- *болезни органов пищеварения (нарушения желудочно-кишечной секреции);*



- *заболевания периферической нервной системы (пояснично-крестцовый радикулит);*



- *заболевания органов дыхания;*



- поражения слизистой оболочки носа и глотки с преобладанием атрофических форм, аносмия;



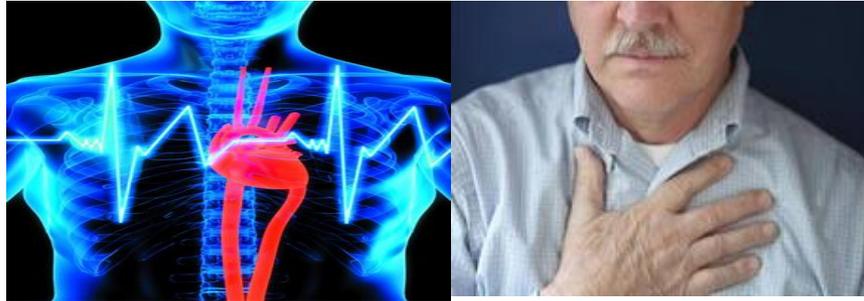
- болезни эндокринной системы (повышение функции щитовидной железы);



- заболевания кожи (сухость, воспаление, незлокачественные бородавчатые разрастания, гнойничковые заболевания);



- заболевания сердечно-сосудистой системы;



- хронический конъюнктивит;



- заболевания почек;



- производственный травматизм;



- острые интоксикации газообразными нефтепродуктами.



## Меры профилактики заболеваний при нефтепереработке.

В настоящее время используется комплекс мер технологического, планировочного, санитарно-технического и медико-профилактического характера.

### *1. Одним из путей радикального оздоровления условий труда служат:*

*- внедрение новых современных технологических процессов и оборудования;*



*- комплексная автоматизация и механизация производственных процессов;*

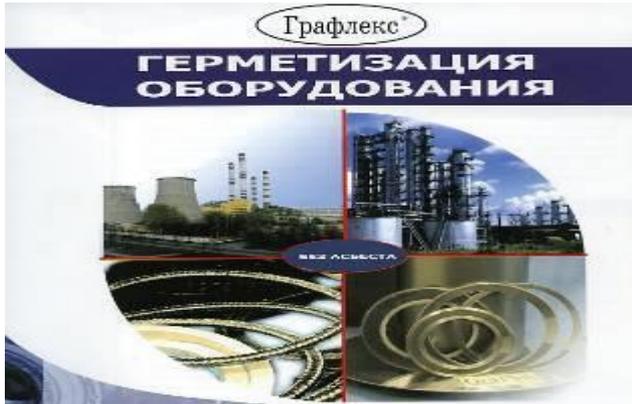


*- применение системы телеметрического управления и контроля за работой скважин.*



## II. Для предупреждения загрязнения воздушной среды производственных помещений и воздушного бассейна территории производства:

- герметизация оборудования и коммуникаций;



- устройство рациональной вентиляции;



- установка автоматических газоанализаторов, блокируемых с сигнализацией и включением аварийных вентиляционных систем.



### III. Для снижения запылённости воздуха:

- устройство вытяжной вентиляции от мест пылеобразования;



- увлажнение пылящих поверхностей;



- замена пылящих материалов и реагентов на не пылящие



#### ***IV. Для снижения уровня шума:***

*- применение звукоизолирующих кожухов для оборудования, глушителей при выпуске сжатого воздуха;*



*- изоляция рабочих площадок от помещений;*

*- оборудование звукоизолированных кабин и пультов управления.*

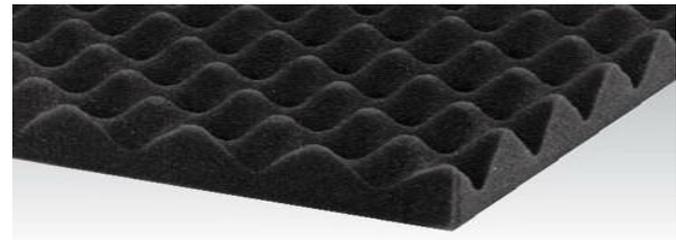


## *V. Для снижения вибрации:*

*- использование виброизолированных фундаментов под оборудование;*



*- применение демпфирующих материалов и амортизаторов*



## VI. Планировочные мероприятия:

- размещение газоопасных установок с подветренной стороны;



- ориентация глухих стен на аппаратный двор;

- соблюдение принципов максимальной изоляции помещений.



## VII. Использование средств индивидуальной защиты кожных покровов, органов зрения, слуха и дыхания:

- спецодежда,



- защитные очки, маски,



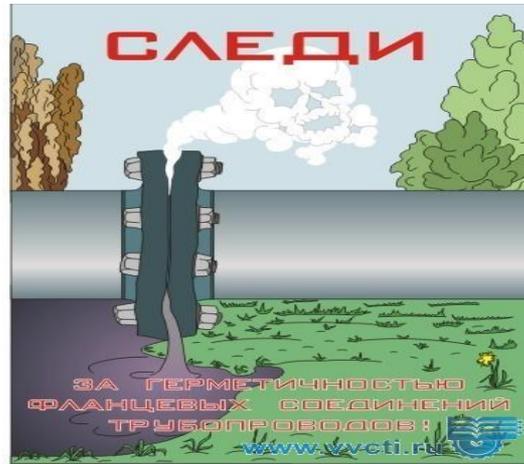
- респираторы, фильтрующие и изолирующие противогазы,



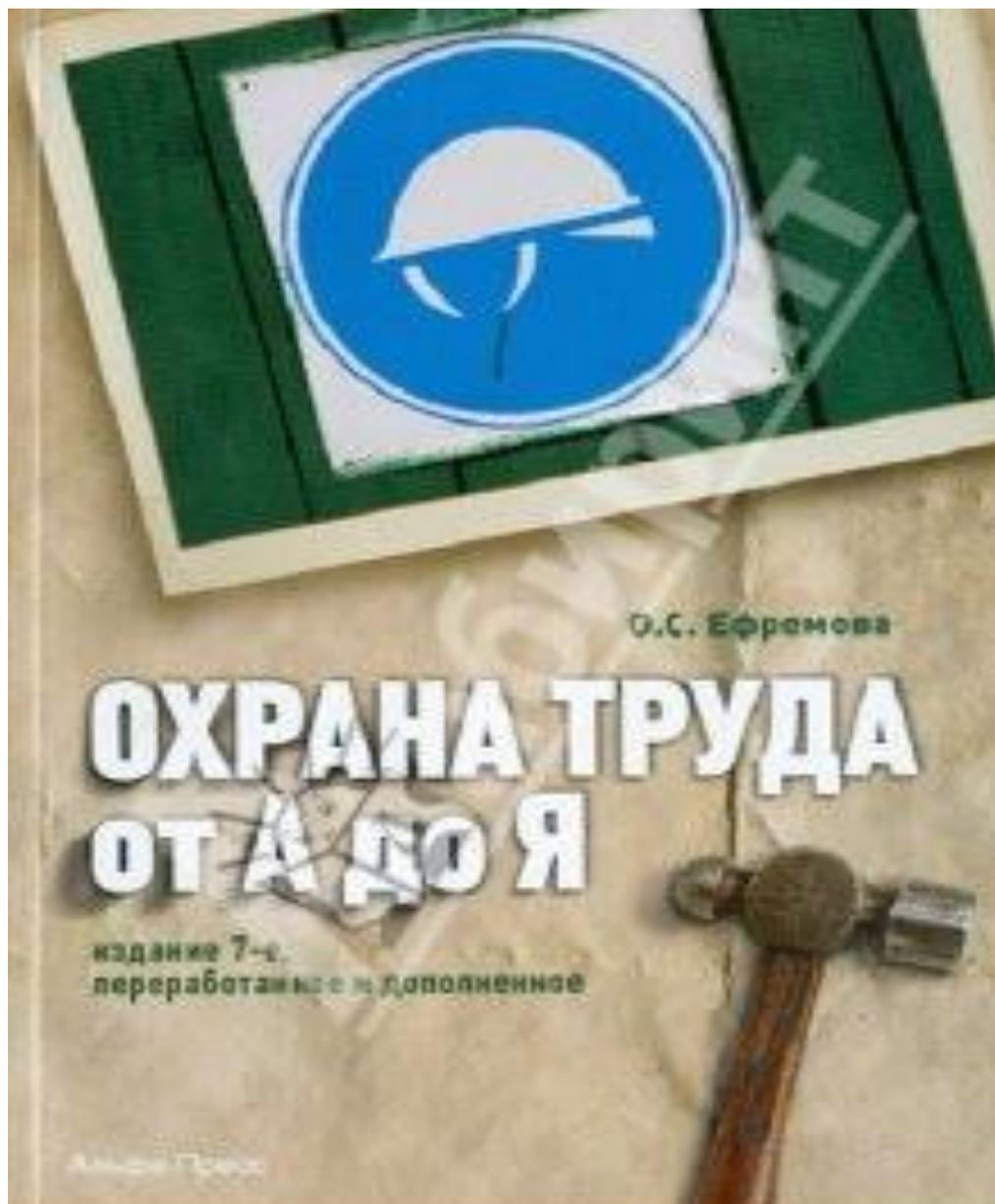
- спецобувь.



## VIII. Соблюдение правил техники безопасности.



*IX. Разработка и применение научно-обоснованных внутрисменных режимов труда и отдыха*



***Х. Организация рационального горячего питания,***



***благоприятных условий быта.***



## ***XI. Проведение предварительных и периодических медосмотров.***



**Предварительные медосмотры позволяют определить пригодность к работам с опасными условиями труда, а периодические осмотры обеспечивают наблюдение за состоянием здоровья рабочих, способствует выявлению начальных признаков хронического профессионального заболевания.**

## Контрольное задание

### Ознакомится с ГОСТ Р 51858-2002.

Написать обозначение нефти по ГОСТ:

1) нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15 %, плотностью при 20 °С – 860,0 кг/м<sup>3</sup>, концентрации хлористых солей 120 мг/дм<sup>3</sup>, массовой доли воды 0,40 %, с массовой долей сероводорода 10 млн<sup>-1</sup>, с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой 204 °С – 3 млн<sup>-1</sup>;

2) нефть (при поставке на экспорт) массовой доли серы 1,15 %, плотностью при 20 °С 860,0 кг/м<sup>3</sup>, объемной доли фракций до 200 °С – 26 %, до 300 °С – 46 %, до 350 °С – 55 %, массовой доли парафина 4,1 %, концентрации хлористых солей 90 мг/дм<sup>3</sup>, массовой доли воды 0,40 %, при отсутствии сероводорода;

3) нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 3,15 %, плотностью при 20° С 877,0 кг/м<sup>3</sup>, концентрации хлористых солей 120 мг/дм<sup>3</sup>, массовой доли воды 0,70 %, с массовой долей сероводорода 10 млн<sup>-1</sup>, с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой 204 °С – 11млн<sup>-1</sup>.

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:

