

# СИСТЕМЫ СБОРА И ИЗМЕРЕНИЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

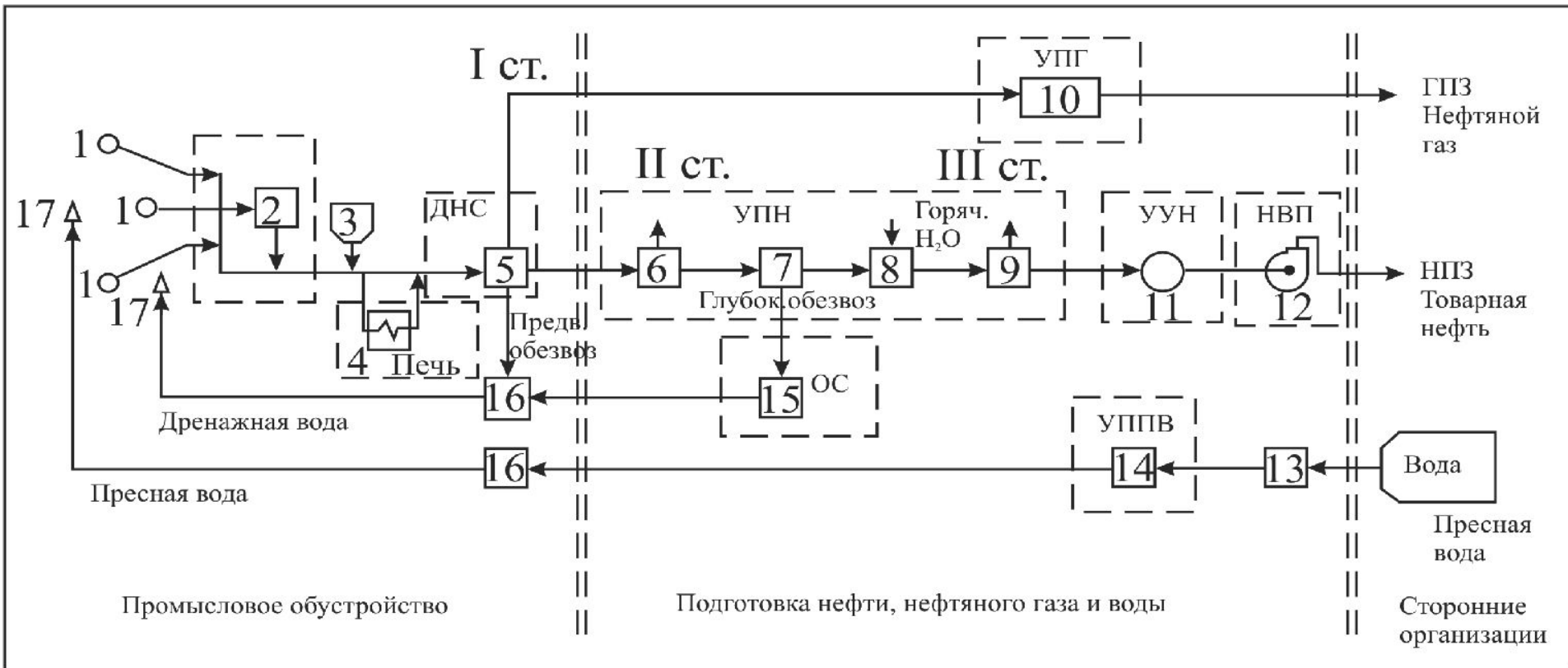
**Цель:** ознакомиться с вариантами систем сбора продукции нефтяных скважин и изучить принципы методов измерения количества добытых нефти и газа.

## План лекции



1. Типы систем нефтесбора.
2. Принципиальные схемы вариантов систем сбора нефти.
3. Особенности современных систем нефтесбора.
4. Измерение продукции нефтяных скважин:
  - задачи замера продукции скважин
  - требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа
  - установки «СПУТНИК»
  - кориолисовые расходомеры

# Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды



I ст, II ст, III ст - первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти; АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка, ДНС — дожимная насосная станция; УПН — установка подготовки нефти; УПГ - установка подготовки нефтяного газа; УУН — узел учета нефти; НВП — насосы внешней перекачки; ГПЗ — газоперерабатывающий завод; НПЗ — нефтеперерабатывающий завод; УППВ — установка подготовки пресной воды; 1 — добывающие скважины; 2 — замерная установка; 3 - блок подачи реагента; 4 — подогрев продукции; 5 — трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 — вторая ступень разгазирования нефти; 7 — ступень глубокого обезвоживания сырой нефти; 8 - ступень обессоливания; 9 - стабилизация нефти; 10 - УПГ; 11 - УУН; 12 - НВП; 13 - водозабор; 14 - УППВ; 15 - очистные сооружения; 16 - кустовая насосная станция (КНС); 17 — нагнетательные скважины



Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях понимают все оборудование и систему трубопроводов, построенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки ее до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды.

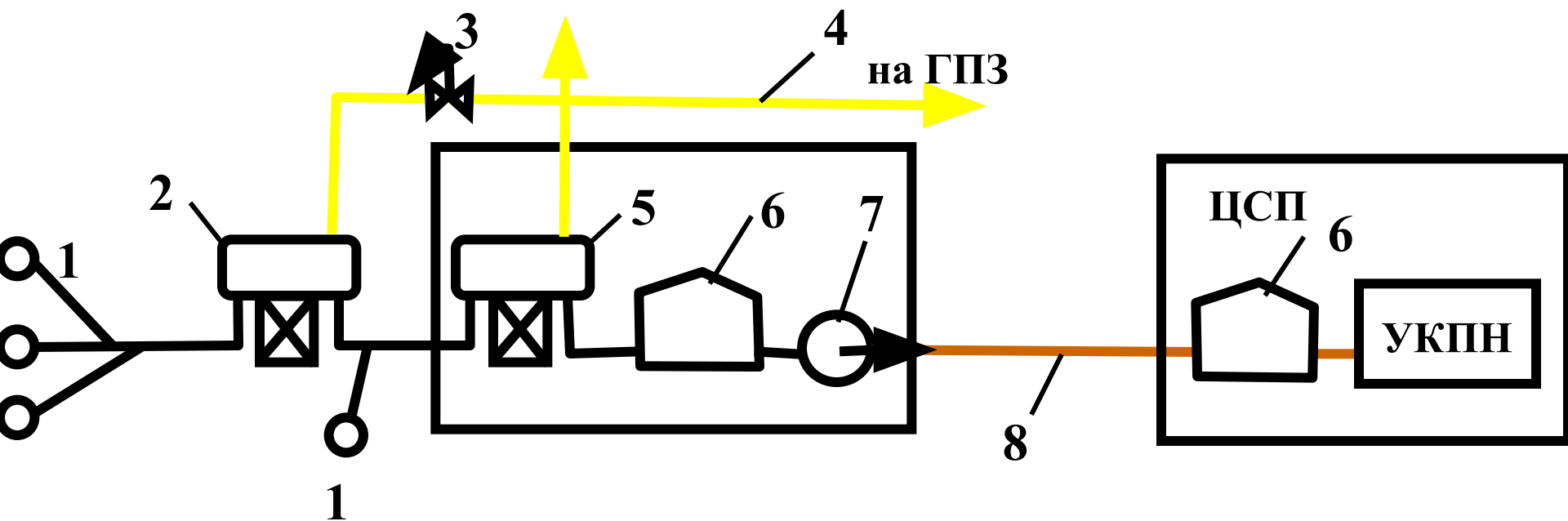
Любая система сбора нефти, газа и воды должна обеспечить :

- измерение продукции **каждой** скважины
- транспорт продукции скважин за счет энергии пласта или насосов до центрального пункта подготовки
- отделение газа от нефти и транспорт его до пункта подготовки или до потребителя
- отделение **свободной** воды от продукции скважин **до** УПН
- отдельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающихся по обводненности или свойствам
- подогрев продукции скважин, если необходимо

# Типы систем сбора продукции нефтяных скважин

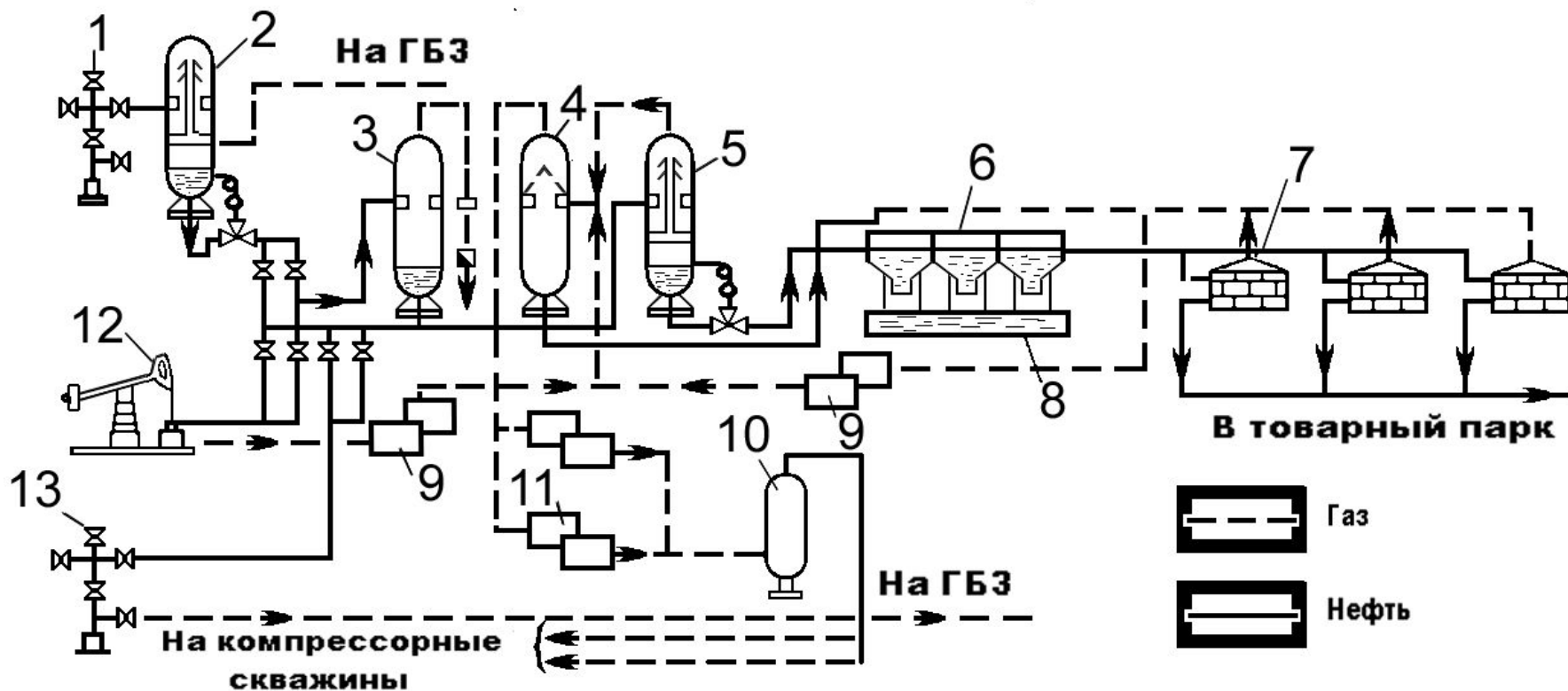
- система индивидуального сбора
- групповая система сбора

# 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

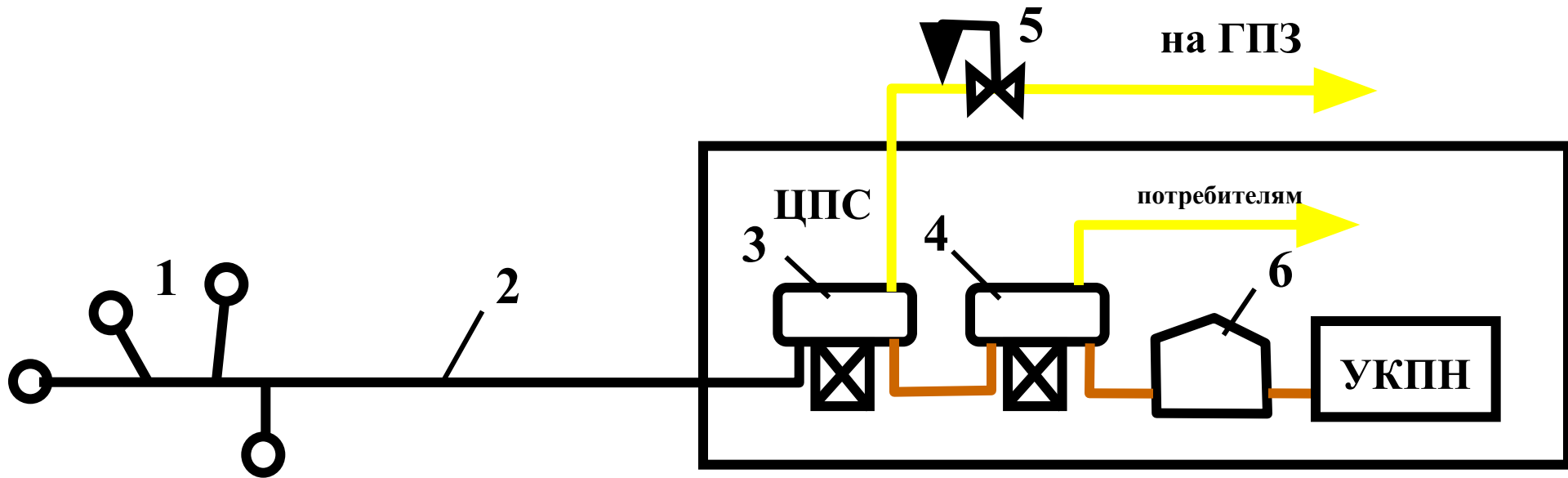
# СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ И ГАЗА БАРОНЯНА – ВЕЗИРОВА – первая ГЕРМЕТИЗИРОВАННАЯ система сбора продукции скважин



1,12,13 – скважины, 2 – нефтегазовый сепаратор,  $P=0,5-0,6$  МПа, 3 – замерная установка, 4 – осушитель газа, 5 – сепаратор второй ступени,  $P=0,1$  МПа, 6 – отстойники, 7 – резервуары, 8 – очистка воды, 9, 11 – компрессор, 10 – сепаратор

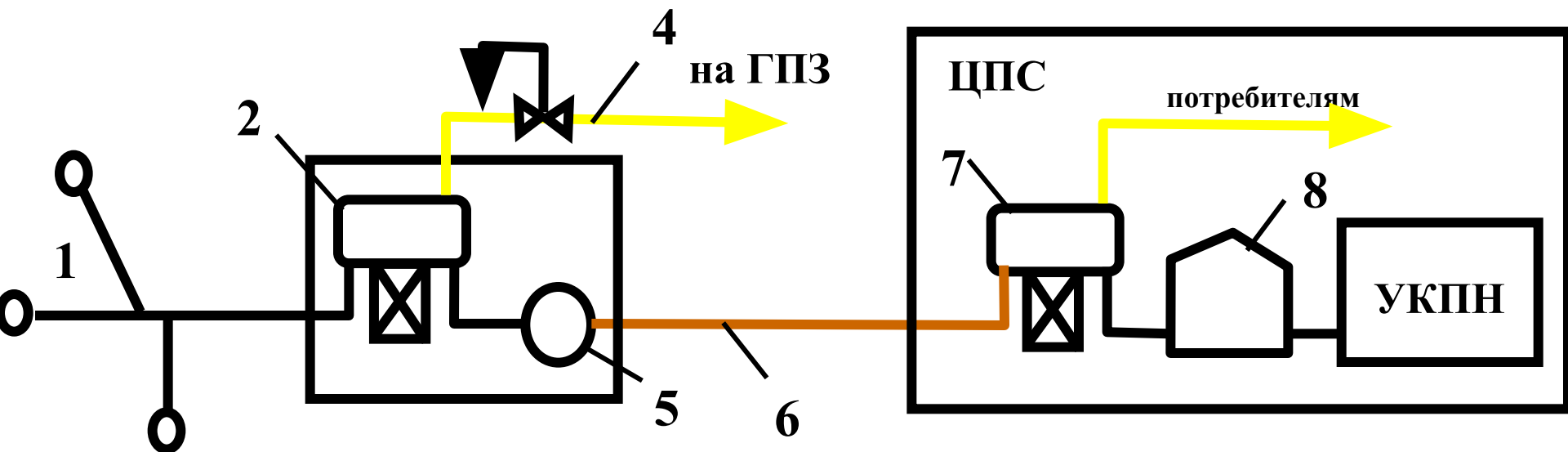


# ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ВЫСОКОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ СБОРА



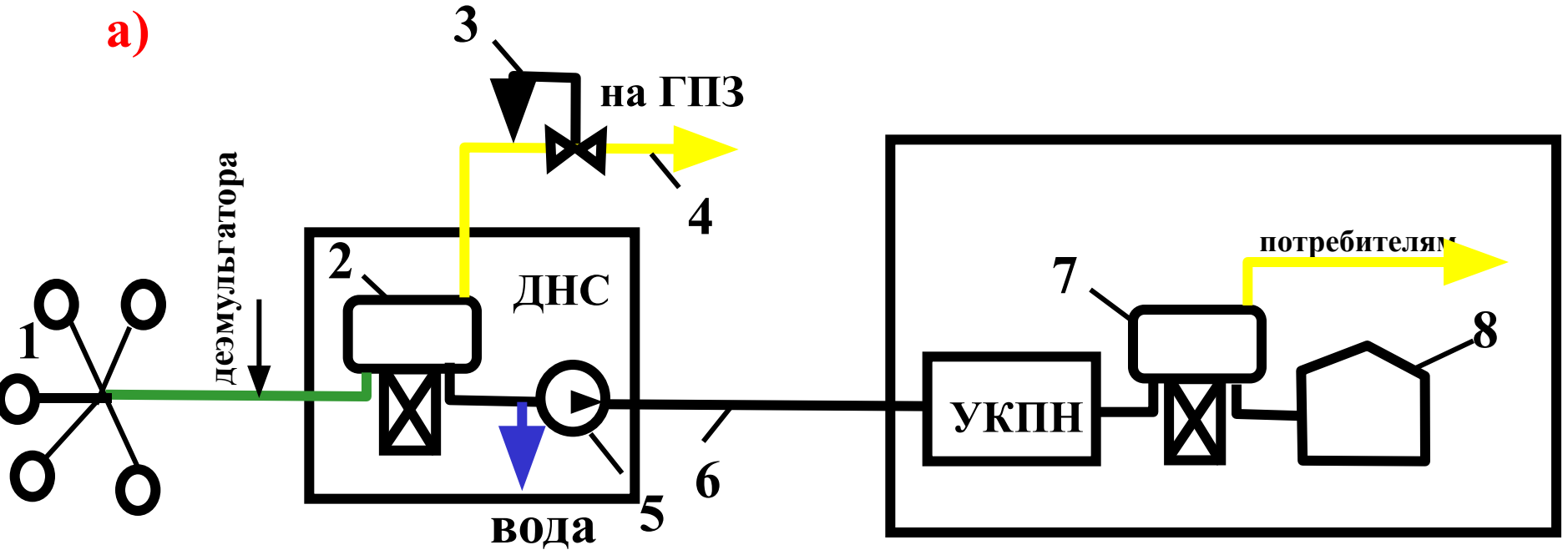
1 - скважины; 2 - нефтегазопровод; 3 - сепаратор 1 - й ступени;  
4 - сепаратор 2 - й ступени; 5 - регулятор давления; 6 - резервуары

# ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА НАПОРНОЙ ГЕРМЕТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ СБОРА ГИПРОВОСТОКНЕФТИ



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

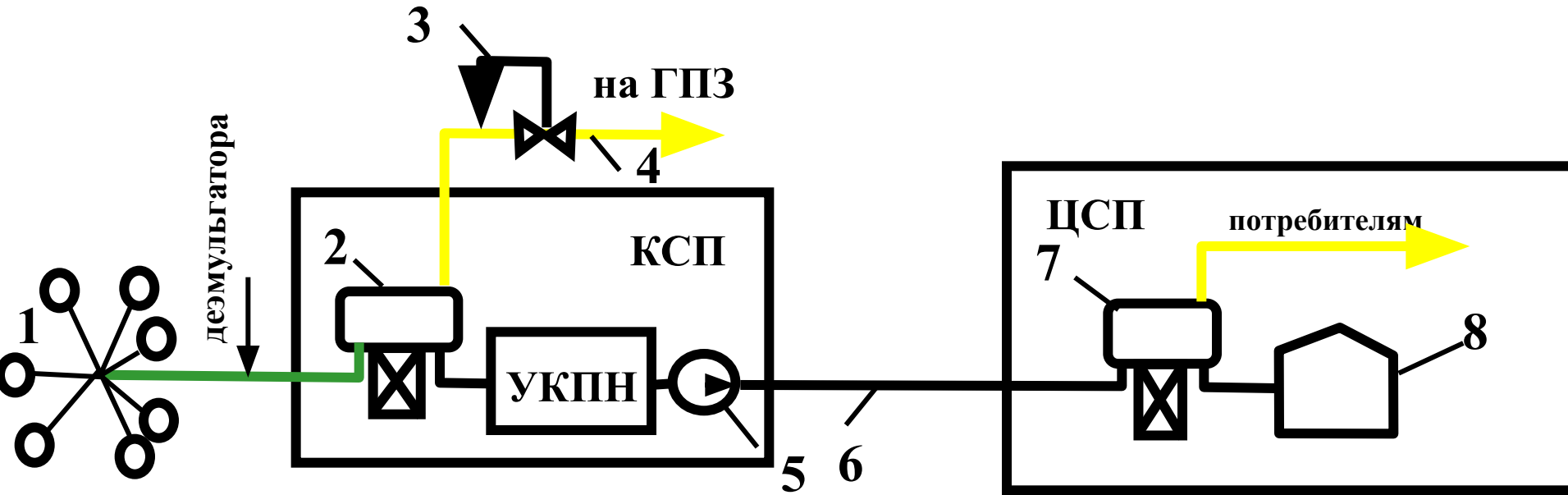
# ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ СБОРА



- подготовка нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП

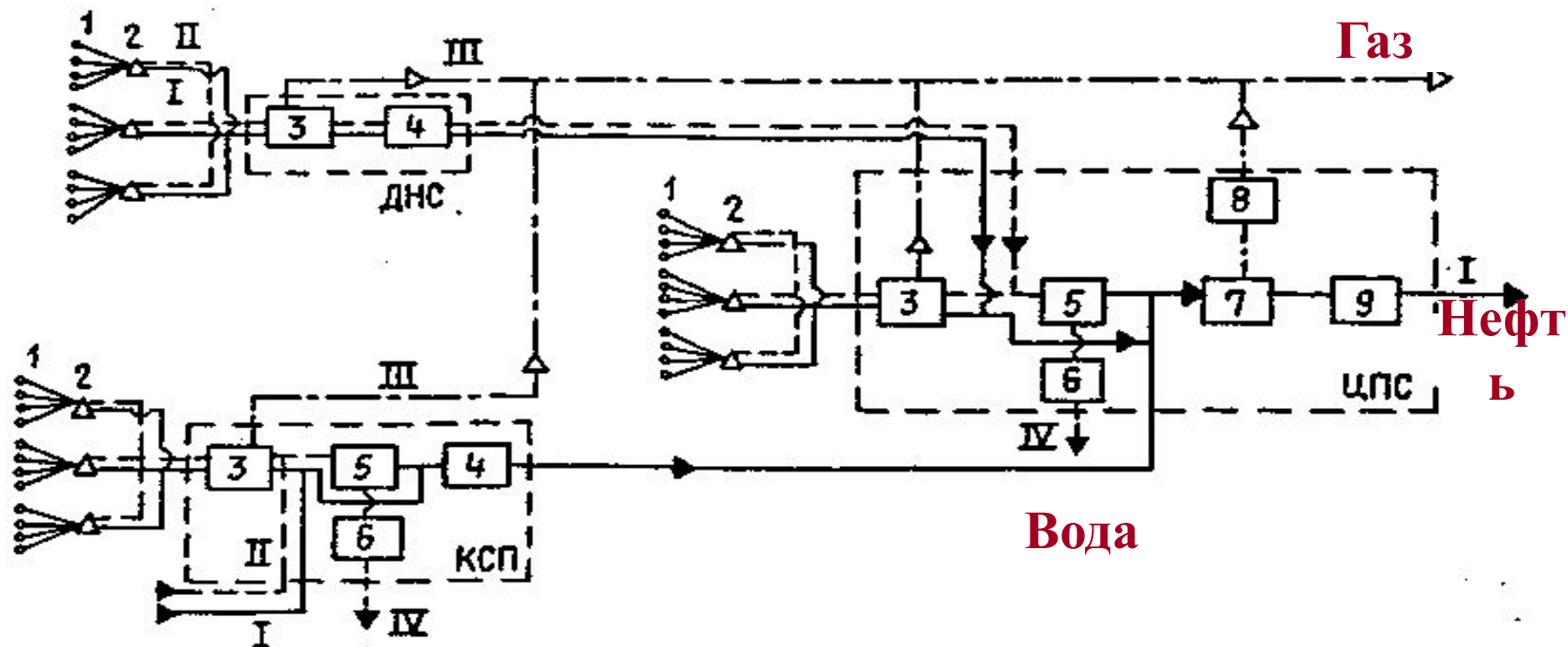
# ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ СБОРА

б)



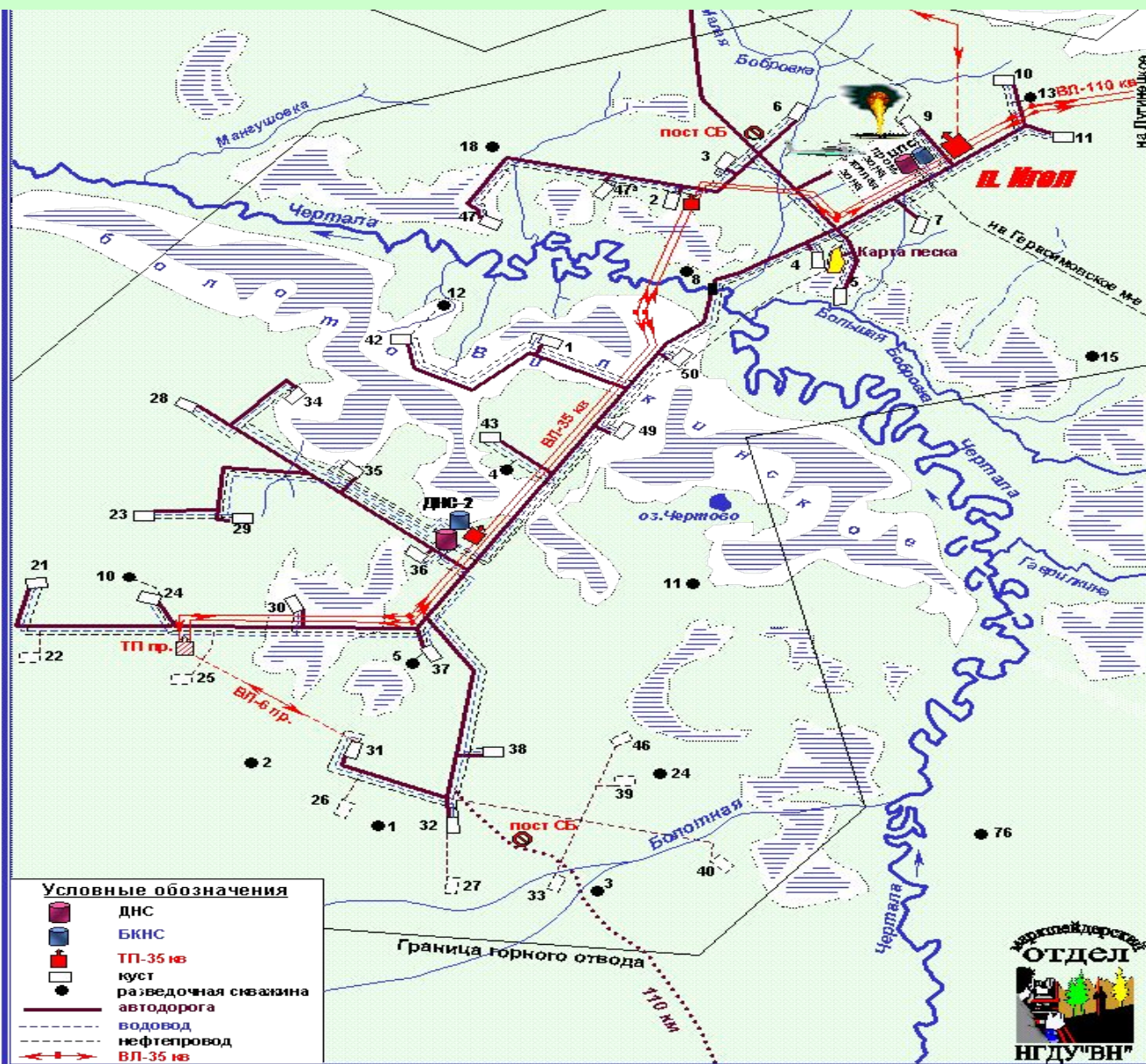
- подготовка нефти в газонасыщенном состоянии на КСП

# ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ



1 – скважина, 2 – ГЗУ, 3 – I ступень сепарации, 4 – откачка газонасыщенной нефти, 5 – УПН, 6 – очистные сооружения, 7 – КСУ, 8 – очистка и компримирование газа, 9 – узел учета товарной нефти

# СИСТЕМА НЕФТЕСБОРА НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



Классифицируйте  
тип системы  
нефтепровода

# **ИЗМЕРЕНИЕ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

# ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

- контроль величины запасов
- установление режима работы скважин
- учет количества извлекаемых нефти, газа и воды
- анализ динамики разработки нефтяного месторождения
- контроль и регулирование продвижения водонефтяного и газонефтяного контактов
- расчет размера и количества оборудования установок подготовки нефти



## Терминология

- **Расход** — количество (масса или объем) вещества, протекающего через данное сечение трубопровода (канала) в единицу времени.
- **Расходомер** – прибор или устройство из нескольких частей, измеряющий расход вещества (жидкости, газа или пара).
- **Счетчик** количества, или просто счетчик, - прибор или устройство из нескольких частей, измеряющих массу или объем вещества.
- **Расходомер со счетчиком** - прибор или устройство, измеряющие расход и количество жидкости, газа или пара.
- **Преобразователь расхода** – устройство, непосредственно воспринимающее расход (например, диафрагма, сопло) и преобразующее его в другую величину (например, в перепад давления), удобную для измерения.

# **ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ ИЗ НЕДР НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА**

Стандарт устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр на территории Российской Федерации, а также нормы погрешности измерений с учетом параметров сырой нефти и нефтяного газа.

Стандарт применяют в качестве основы для разработки методик выполнения измерений количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа и выбора конкретных средств измерений.

# Требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине

Для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа применяют **ИУ** с пределами относительной погрешности измерений:

- а) массы сырой нефти:  $\pm 2,5$  %;
- б) массы нефти с содержанием воды до:
  - 70 %:  $\pm 6,0$  %;
  - 95 %:  $\pm 15,0$  %;
  - 98 %:  $\pm 30,0$  %;
- в) объема нефтяного газа:  $\pm 5,0$  %.

□ измерительная установка: установка, представляющая собой совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенная для измерений одной или нескольких величин и расположенная в одном месте.

Результаты измерений количества сырой нефти выражают в единицах **массы**, а нефтяного газа – в единицах **объема**, приведенного к стандартным условиям.

# Методы измерений

бессепарационные

- мультифазные установки
- мультифазные парциальные установки

сепарационные

- основаны на разделении скважинной продукции в сепараторе на нефтяной газ и нефть

# Разновидности расходомеров и счетчиков

- *Основанные на гидродинамических методах:*
  1. Переменного перепада давления.
  2. Переменного уровня.
  3. Обтекания.
  4. Вихревые.
  5. Парциальные.
- *С непрерывно движущимся телом:*
  1. Тахометрические.
  2. Силовые (в т.ч. вибрационные).
- *Основанные на физических явлениях:*
  1. Тепловые.
  2. Электромагнитные.
  3. Акустические.
  4. Оптические.
  5. Ядерно-магнитные.
  6. Ионизационные.
- *Основанные на особых методах:*
  1. Корреляционные.
  2. Меточные.
  3. Концентрационные.

# Установки «СПУТНИК» для измерения дебитов при групповом сборе





# Установки для измерения дебитов при групповом сборе

## Спутник Б-40

Предназначен для автоматического переключения скважин на замер, контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Рабочее давление - от 1,5 до 4 МПа. Максимальная производительность скважины по жидкости 400 м<sup>3</sup>/сут и вязкость жидкости не более 80 сСт. Погрешность измерения дебита жидкости в пределах  $\pm 2,5\%$ . Блоки могут быть обогреваемыми.

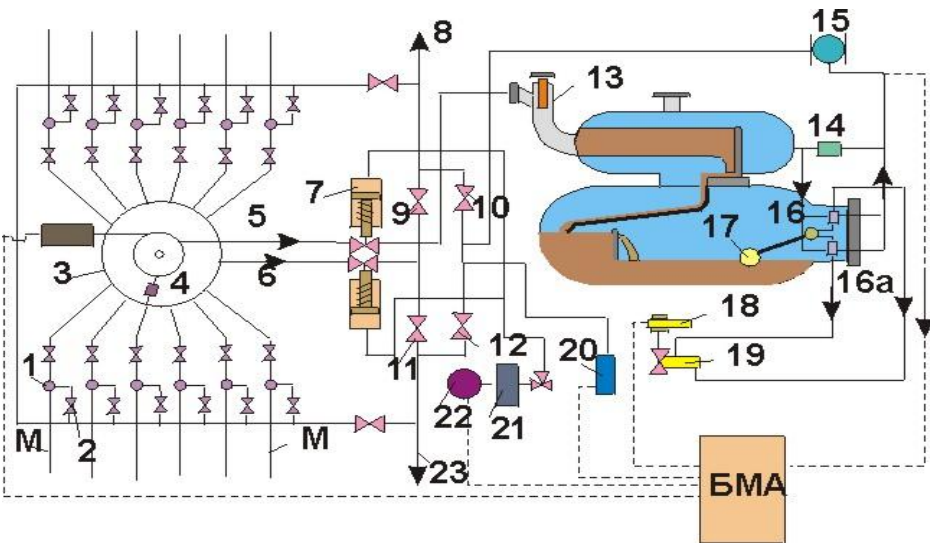


Рис. 7. Технологическая схема  
"Спутника - Б - 40 - 14 - 500"

1-обратные клапана; 2-задвижки; 3-переключатель скважин многоходовой (ПСМ); 4-роторный переключатель скважин; 5-замерная линия; 6-общая линия; 7-отсекатели; 8-коллектор обводненной нефти; 9 и 12-задвижки закрытые; 10 и 11-задвижки открытые; 13-гидроциклонный сепаратор; 14-регулятор перепада давления; 15-расходомер газа; 16 и 16a-золотники; 17-поплавок; 18-расходомер жидкости; 19-поршневой клапан; 20-влажномер; 21-гидропривод; 22-электродвигатель; 23-сборный коллектор; т-выкидные линии от скважин



## Установки для измерения дебитов при групповом сборе

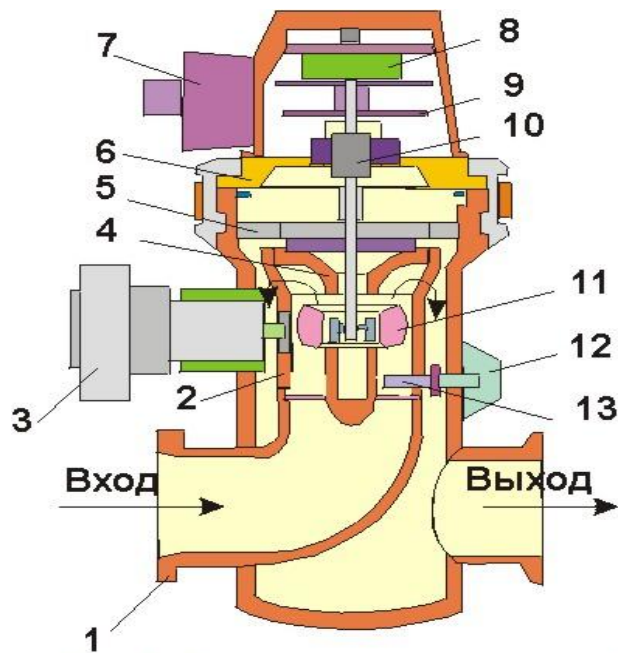


Рис.8. Расходомер жидкости TOP-1

1-сварной корпус; 2-обтекатель; 3-магнитно-индукционный датчик; 4-экраноотражатель; 5-понижающий зубчатый редуктор; 6-перегородки; 7-электромагнитный датчик; 8-механический счетчик; 9-диск с магнитами; 10-магнитная муфта; 11-крыльчатка; 12-крышка; 13-регулирующая лопатка

Дебиты жидкости измеряются при помощи расходомеров турбинного типа (ТОР), разработанных Октябрьским филиалом ВНИИКАнефтегаза. Расходомеры TOP-1 предназначены для измерения жидкости вязкостью не более 80 сСт и состоят из двух основных частей: турбинного счетчика жидкости и блока питания. Диапазон измерения колеблется от 3 до 30 м<sup>3</sup>/ч. Паспортная погрешность измерения при расходе от 3 до 5 м<sup>3</sup>/ч — ±5%, от 5 до 30 м<sup>3</sup>/ч — ±2,5%.

## Установки для определения содержания воды при групповом сборе (Спутник Б-40)

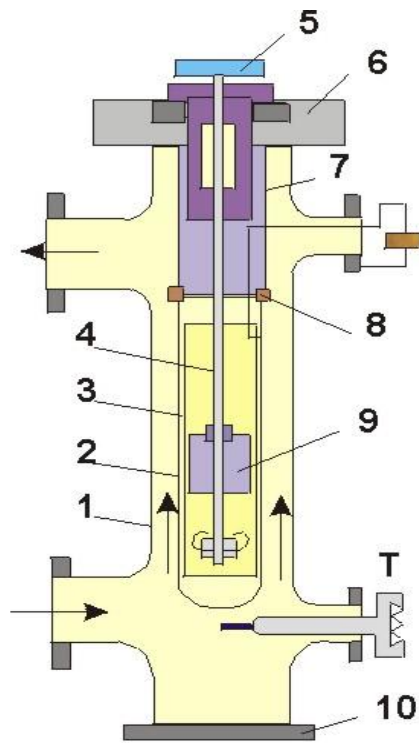


Рис.9. Ёмкостной датчик влагомера УВН - 2

1-сварной корпус; 2-стеклянная труба; 3-электрод; 4-регулятор длины электрода (шток); 5-штурвал; 6 и 10-верхний и нижний фланцы соответственно; 7-стальная труба; 8-кольцо для крепления стеклянной трубы; 9-металлический цилиндрок

Обводнённость нефти измеряется при помощи унифицированного емкостного влагомера, основанного на измерении ёмкости конденсатора при изменении диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси .

На точность измерения значительное влияние оказывают:

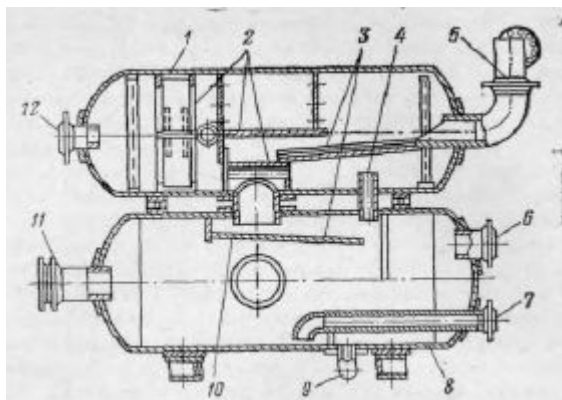
- 1) изменение температуры нефтеводяной смеси;
- 2) степень однородности смеси;
- 3) содержание пузырьков газа в потоке жидкости и
- 4) напряженность электрического поля в датчике.

## Техническая характеристика установок «Спутник»

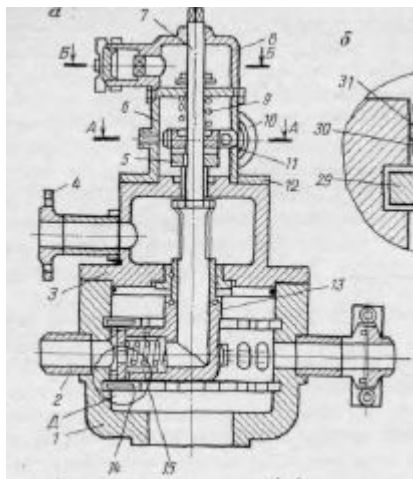
Показатели	«Спутник- А-16-14-400»	«Спутник- А-40-14-400»	«Спутник- АМ-25-10-1500»	«Спутник- АМ-25-14-1500»	«Спутник- Б-40-14-500»	«Спутник- Б-40-24-400»
Число скважин	14	14	10	14	14	24
Рабочее давление, МПа	1,6	4,0	2,5	2,5	4,0	4,0
Диапазон измерения дебита жидкости, м <sup>3</sup> /сут	1—400	1—400	10—500	10—1500	5—500	5—400
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут:						
по жидкости	4000	4000	10000	10000	4000	4000
по газу	—	—	200000	—	—	—
Погрешность измерения, %:						
жидкости	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5
воды					±4,0	±4,0
газа					±8,0	±8,0
Потребляемая мощность, кВт	4	4	4	4	10	10
Напряжение электрических цепей электроприемников, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220
Габариты, мм, замерно-переключающего блока:						
длина	6400		8350	6350	8350	
ширина	3200	3200	3200	3200	3200	3200
высота	2780		2710	2650	2710	
блока управления:						
длина	3080	3080	3080	3080	3100	3100
ширина	2200	2200	2180	2180	2200	2200
высота	2680	2680	2430	2430	2500	2500
Масса, кг:						
замерно-переключающего блока	8000		10000	7100	10000	
блока управления	1600	1600	1600	1600	2000	2000

**В.Ф.МЕДВЕДЕВ**  
**СБОР**  
**И ПОДГОТОВКА**  
**НЕФТИ И ВОДЫ**  
*СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО*

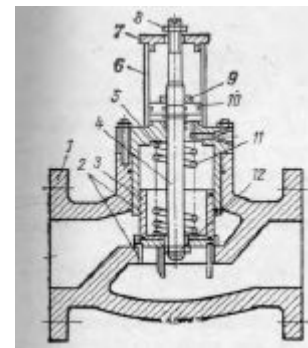
**ОБОРУДОВАНИЕ**  
**ЗАМЕРНЫХ УСТАНОВОК**



Двухъемкостной  
гидроциклонный  
сепаратор



Переключатель скважин  
многоходовой



Отсекатель потока

# МАССОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

## **ГРУППА 1** **(универсальные расходомеры)**

измерение массового расхода - следствие используемого принципа измерения:

- турборасходомеры,
- кориолисовые расходомеры
- гироскопические расходомеры.

## **ГРУППА 2**

по принципу действия не являются измерителями массового расхода, но специальными датчиками могут определять массовый расход вне зависимости от физической сущности измеряемого вещества:

- скоростные расходомеры, снабженные датчиками плотности и соответствующими корректирующими схемами,
- ультразвуковые,
- некоторые тепловые расходомеры.

# МАССОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Преимущества массометров:

- прямое измерение массы,
- высокая точность измерения,
- отсутствие влияния свойств жидкости - вязкости, плотности,
- высокая надежность,
- отсутствие движущихся частей;
- малые затраты на обслуживание.

Наибольшее распространение получили так называемые **кориолисовые расходомеры**, действие которых основано на эффекте Кориолиса.



# Массовые кориолисовые расходомеры и плотномеры. Принцип действия

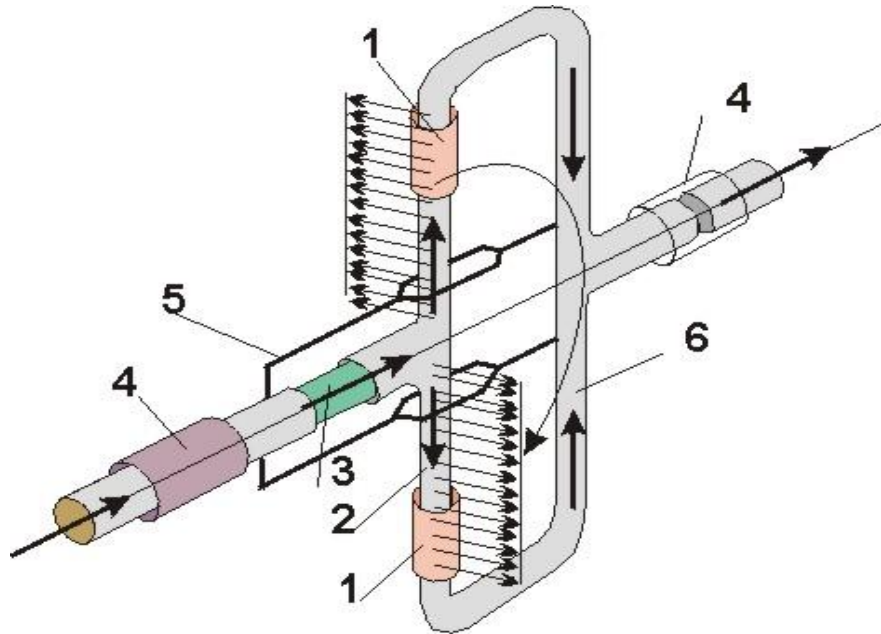
Кориолисовые расходомеры и плотномеры предназначены для **прямого измерения массового расхода**, плотности, температуры, **вычисления объемного расхода** жидкостей, газов и взвесей.

Одна из первых реализаций  
кориолисового расходомера:

# КОРИОЛИСОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

## Принцип действия

При протекании вещества (измеряемой среды) через вращающийся элемент трубопровода (сенсор) возникает скручивающий момент из-за действия сил Кориолиса: поступательное движение среды при вращательном движении сенсорной трубки приводит к возникновению кориолисового ускорения, которое, в свою очередь, приводит к появлению кориолисовой силы.



.Рис.21. Схема кориолисового  
расходомера

1-гибкие соединения; 2, 6- T-образные  
соединения; 3-торсионный элемент; 4-  
уплотнительные муфты; 5- корпус



Кориолисово ускорение  $a = 2\omega v$

Кориолисова сила  $F = aM = 2\omega vM$

Любой отрезок трубки длиной  $\Delta L$  испытывает действие кориолисовой силы:

$$\Delta F = 2\omega v S \Delta L \rho,$$

где  $S$  - площадь поперечного сечения трубки,  $\rho$  - плотность жидкости,  $\omega$  – угловая скорость вращения.

Учитывая, что массовый расход  $G = vS\rho$ , имеем

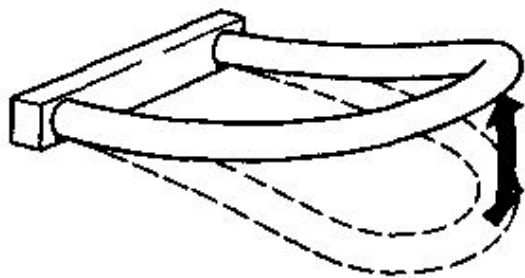
$$\Delta F = 2\omega G \Delta L,$$

т.е. между кориолисовой силой и массовым расходом имеется прямая пропорциональность при постоянной угловой скорости.

Величина деформации трубки (угла ее закручивания) прямо пропорциональна **массовому расходу жидкости**.

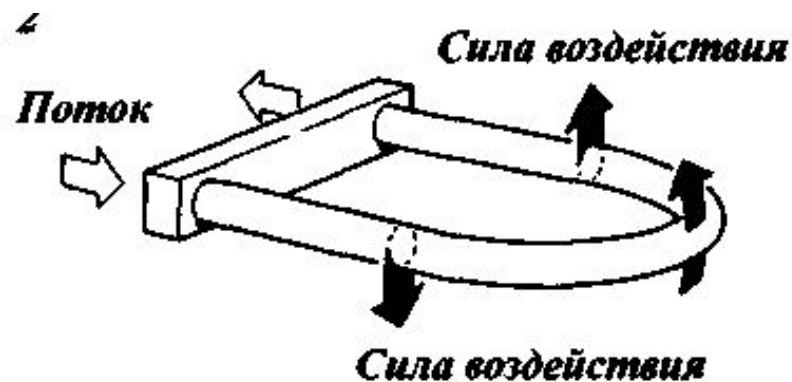
В кориолисовых расходомерах деформация трубки может преобразовываться в выходной сигнал путем **измерения временного сдвига** между сигналами детекторов, расположенных с двух сторон трубки симметрично и фиксирующих ее прохождение.

# Схема действия сил в кориолисовом расходомере



1 - колебания трубы сенсора

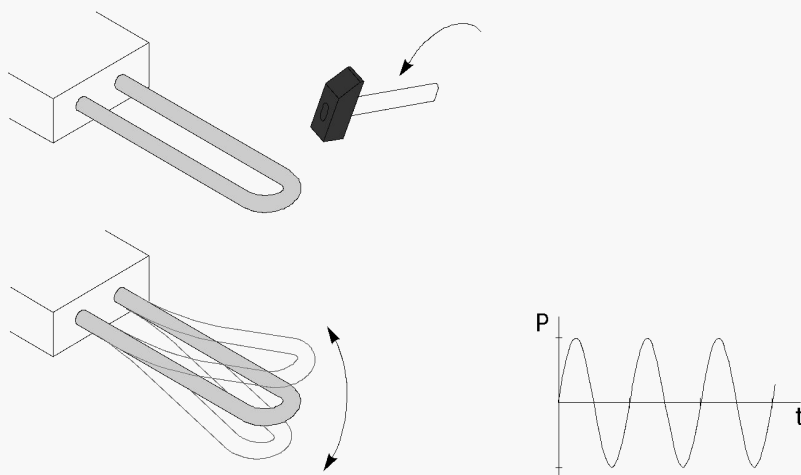
2 - силы, действующие на трубу при ее движении вверх



3 - труба сенсора и пара сил, приводящая к ее закручиванию

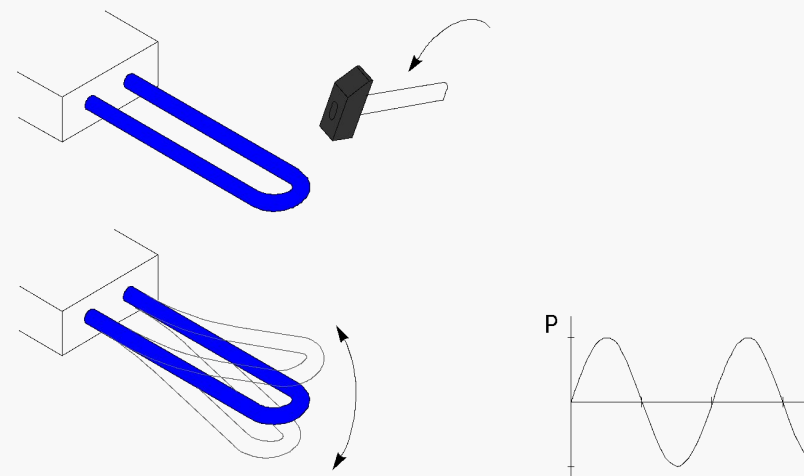


U-трубка с воздухом:



Низкая плотность  высокая частота

U-трубка с водой:



Высокая плотность  низкая частота

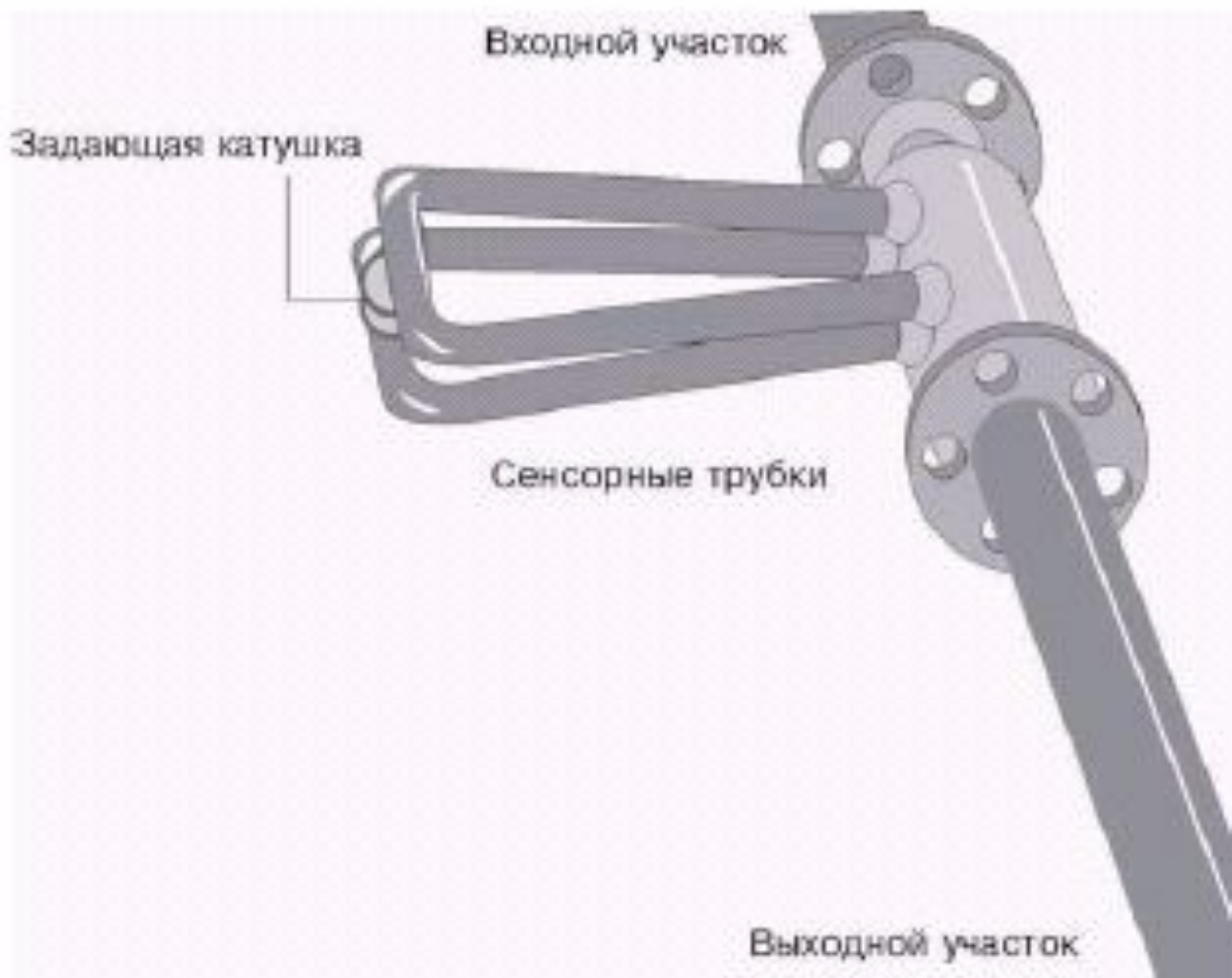
# ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ КОРИОЛИСОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ И ПЛОТНОМЕРОВ

## Измерение массового расхода

Кориолисовый расходомер состоит из датчика расхода (сенсора) и преобразователя. Сенсор напрямую измеряет расход, плотность и температуру. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы.

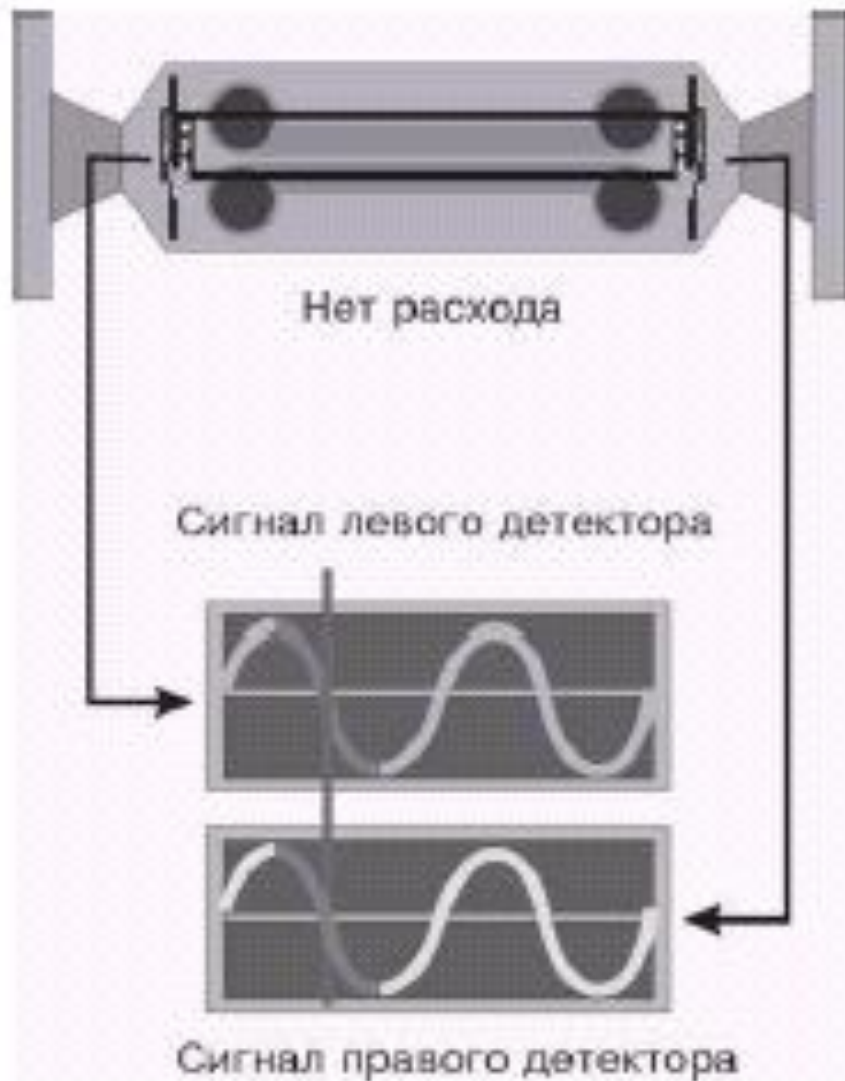


Измеряемая среда, поступающая в сенсор, разделяется на равные половины, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение задающей катушки приводит к тому, что трубки колеблются вверх вниз в противоположном направлении друг к другу.



Сборки магнитов и катушек-соленоидов, называемые **детекторами**, установлены на сенсорных трубках. Катушки смонтированы на одной трубке, магниты на другой. Каждая катушка движется сквозь однородное магнитное поле постоянного магнита. Сгенерированное напряжение от каждой катушки детектора имеет форму синусоидальной волны. Эти сигналы представляют собой движение одной трубки относительно другой.





Когда расход отсутствует, синусоидальные сигналы, поступающие с детекторов, находятся в одной фазе.



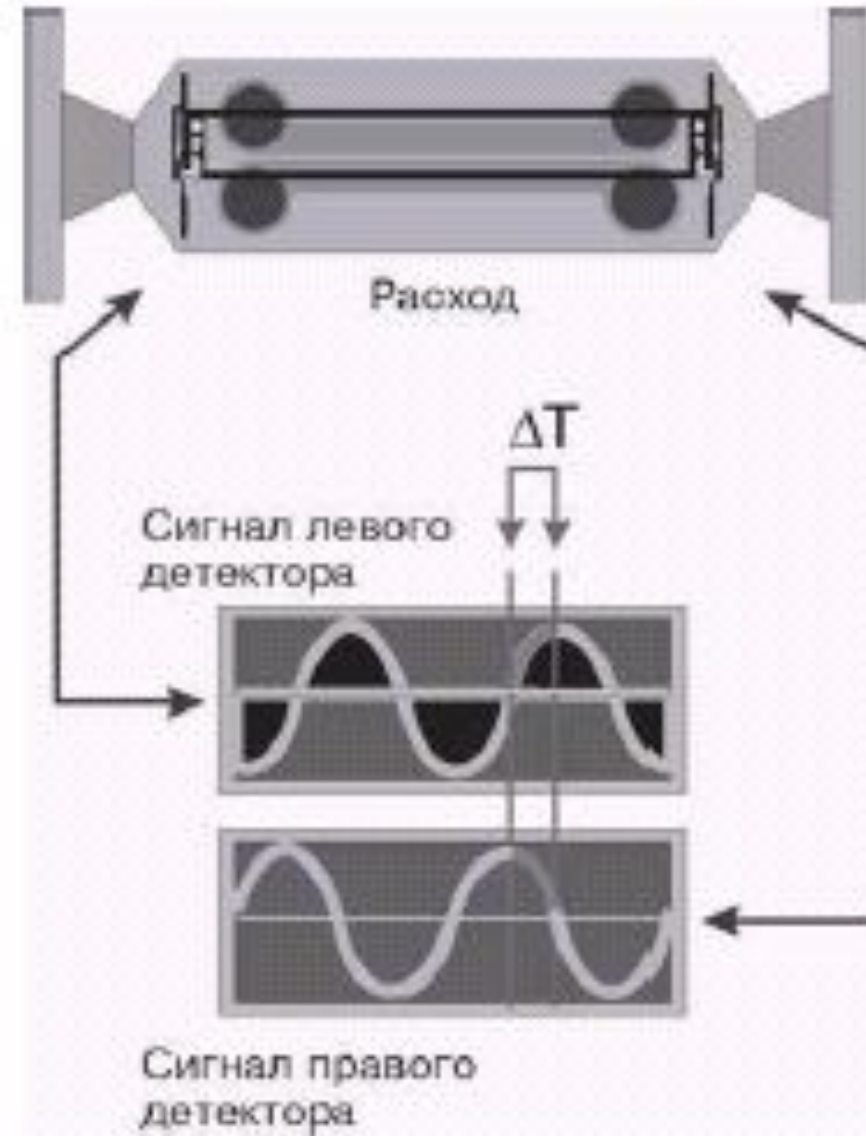
При движении измеряемой среды через сенсор проявляется **эффект Кориолиса**.

Поступательное движение среды во вращательном движении сенсорной трубки приводит к возникновению кориолисового ускорения, которое, в свою очередь, приводит к появлению кориолисовой силы.

Эта сила направлена против движения трубки, приданного ей задающей катушкой, т.е. когда трубка движется вверх во время половины ее собственного цикла, то для жидкости, поступающей внутрь, сила Кориолиса направлена вниз.

Как только жидкость проходит изгиб трубки, направление силы меняется на противоположное. Таким образом, во входной половине трубки сила, действующая со стороны жидкости, препятствует смещению трубки, а в выходной способствует.

Это приводит к изгибу трубки. Когда во второй фазе вибрационного цикла трубка движется вниз, направление изгиба меняется на противоположное.

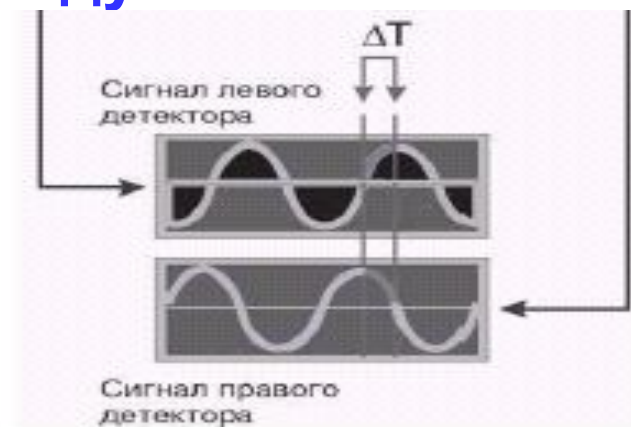


Сила Кориолиса и, следовательно, величина **изгиба** сенсорной трубки **прямо пропорциональны** **массовому расходу** газа (жидкости):  **$\Delta F = 2\omega G \Delta L$**

Детекторы измеряют фазовый сдвиг при движении противоположных сторон сенсорной трубки.

Как результат изгиба сенсорных трубок генерируемые детекторами сигналы не совпадают по фазе, так как сигнал от входной стороны запаздывает по отношению к сигналу с выходной стороны (рис.).

**Разница во времени между сигналами ( $\Delta T$ )** **измеряется в микросекундах и прямо пропорциональна массовому расходу.** Чем больше  $\Delta T$ , тем больше массовый расход.



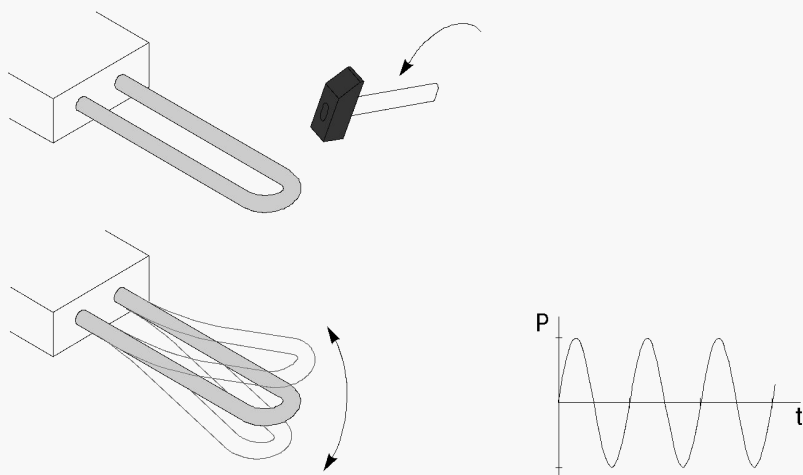
# Измерение плотности

Соотношение между **массой** и собственной **частотой колебаний** сенсорной трубки - основа измерения **плотности** в кориолисовых расходомерах.

В рабочем режиме сенсорные трубки колеблются с их собственной частотой. Как только масса измеряемой среды увеличивается, собственная частота колебаний трубок уменьшается; соответственно, при уменьшении массы измеряемой среды, собственная частота колебаний трубок увеличивается.

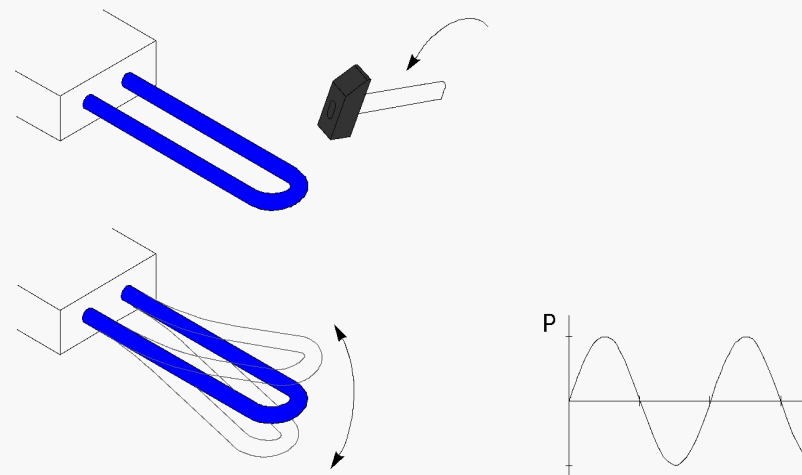
Поскольку масса измеряемой среды в трубках равна произведению плотности среды и внутреннего объема, а объем трубок является постоянным, то **частота колебаний** трубок может быть привязана к **плотности среды** и определена путем измерения **периода колебаний**.

U-трубка с воздухом:



Низкая плотность  высокая частота

U-трубка с водой:



Высокая плотность  низкая частота

Соотношение между периодом колебаний и плотностью:

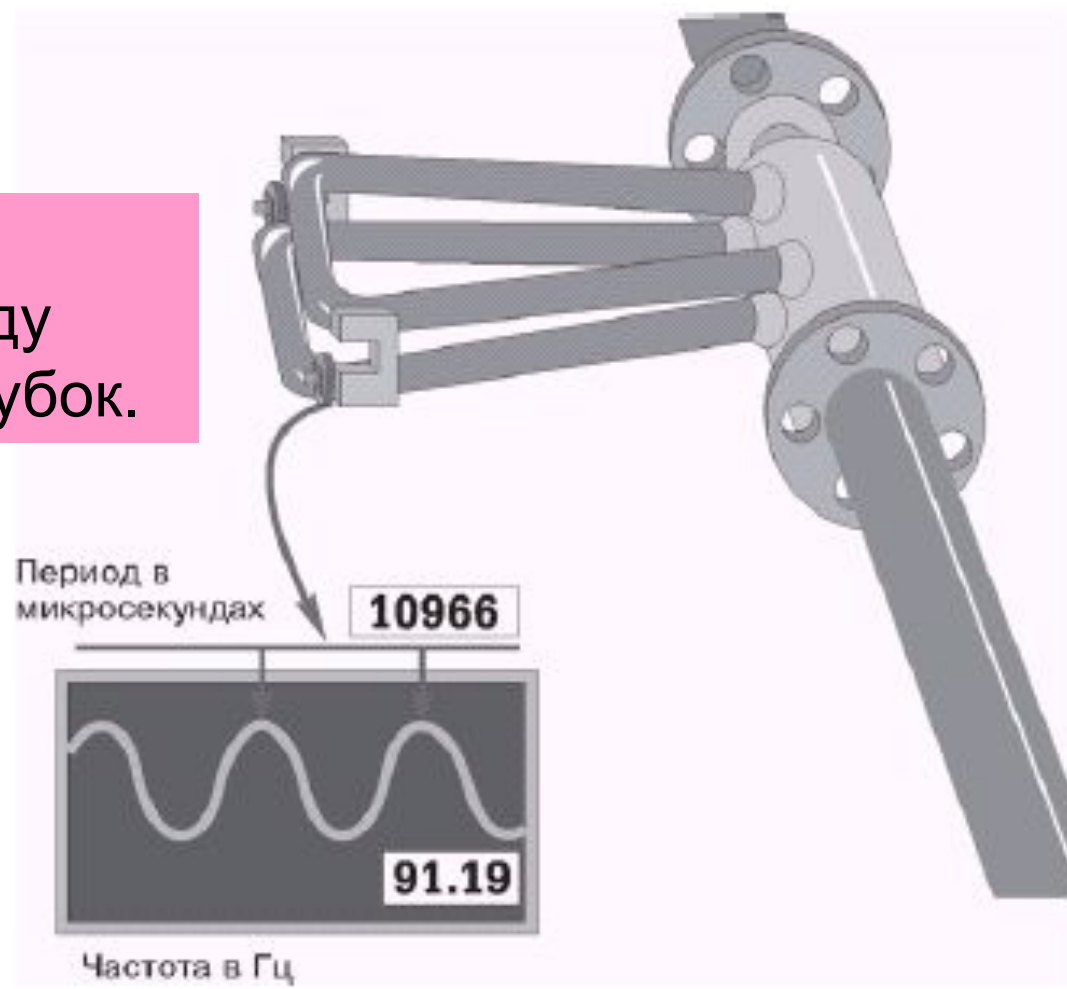
$$\rho = A \times P^2 - B$$

$\rho$  .... Плотность  
 $P$  .... Период колебаний  
 $A, B$  .... Константы прибора

Константы прибора  $A$  и  $B$  рассчитываются с использованием 2-х стандартов, например, воздуха и воды

Частота колебаний измеряется выходным детектором в циклах в секунду (Гц). Период колебаний, как известно, обратно пропорционален частоте. Измерить время цикла легче, чем считать количество циклов, поэтому преобразователи вычисляют плотность измеряемой жидкости, используя период колебаний трубок в микросекундах (рис.).

Плотность прямо пропорциональна периоду колебаний сенсорных трубок.



# КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О СЕНСОРАХ

## ВЫСОКОТОЧНЫЕ СЕНСОРЫ



### Серия ELITE® (CMF)

Самые высокие характеристики и наибольший диапазон  
Высокая точность измерения плотности  
Непревзойденная невосприимчивость к внешним условиям  
(давлению, температуре, вибрации)  
Номинальный диаметр трубопровода от **3** до **150** мм



### Серия F

Сенсоры серии F входят в состав расходомера Метран-360F  
Универсальные сенсоры широкого применения  
Внешний кожух, выдерживающий повышенное давление  
измеряемой среды, по заказу  
Номинальный диаметр трубопровода от **15** до **100** мм



### Серия R

Сенсоры серии R входят в состав расходомера  
Метран-360R  
Универсальные сенсоры широкого применения, доступная  
цена.  
Номинальный диаметр трубопровода от **15** до **50** мм.

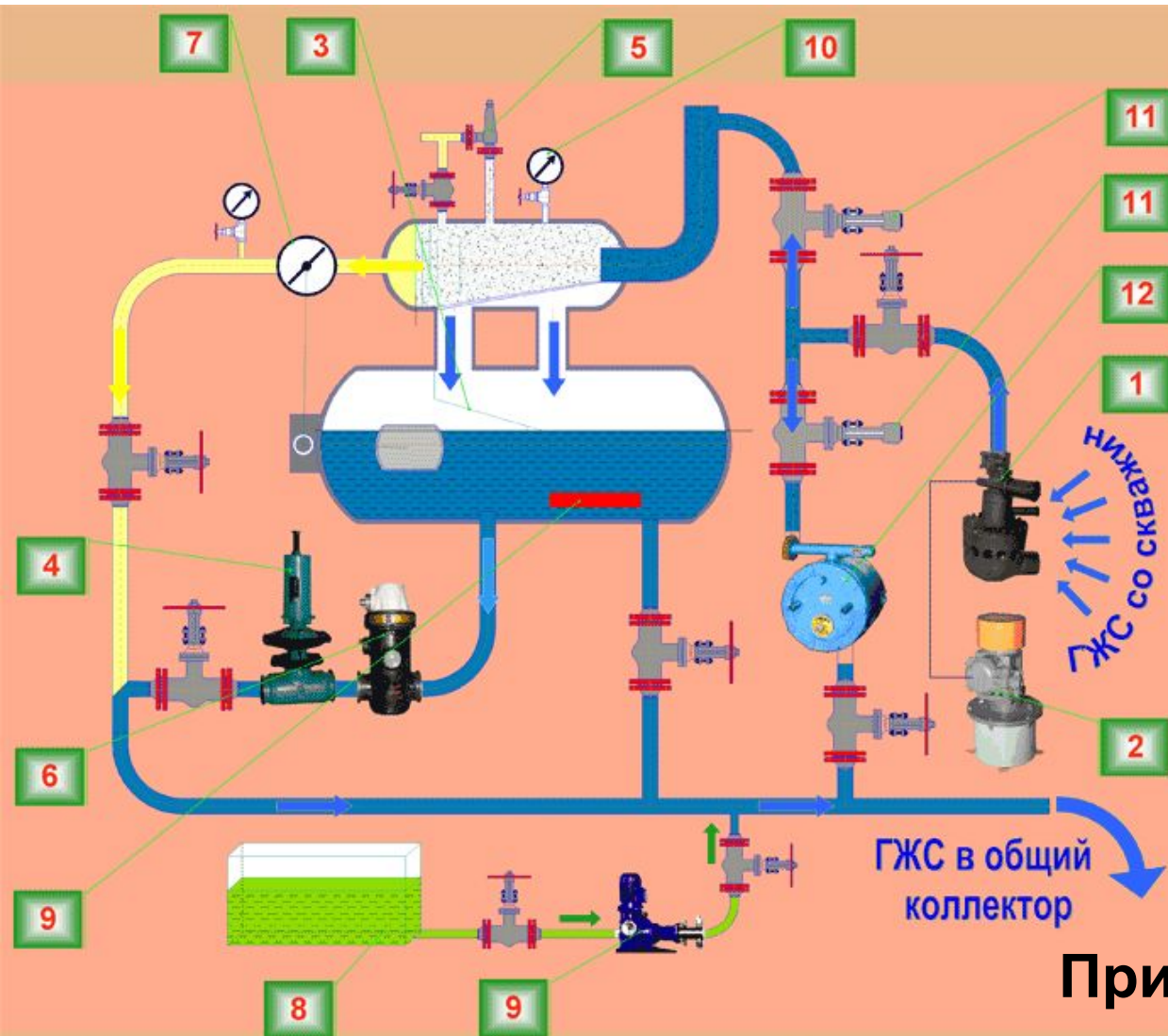


Установки предназначены для автоматического определения дебитов нефтяных скважин по жидкости и контроля за работой скважин.

Установка **«Спутник АМ40-8-400КМ»** состоит из двух помещений: технологического и щитового. В щитовом помещении размещается станция управления. В технологическом помещении размещены емкость сепарационная со счетчиком жидкости ТОР, блок гидропривода, переключатель скважин, запорная арматура.

В установках «Спутник АМ 40-8-400КМ-03», «Спутник АМ 40-8-400КМ-04», «Спутник АМ 40-8-400КМ-05» дополнительно смонтирован **счетчик СКЖ**, позволяющий определять продукцию малодебитных скважин. Метод измерения **объемный** (счетчик ТОР1-50) и **массовый** (счетчик СКЖ).





Принципиальная схема

- |                      |                                                     |                          |
|----------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------|
| 1. ПСМ               | 2. Гидропривод                                      | 3. Ёмкость сепарационная |
| 4. Регулятор расхода | 5. Клапан предохранительный                         | 6. ТПР ТОР-1-50.         |
| 7. Заслонка          | 8. Бак для хим. реагента                            | 9. Агрегат дозировочный  |
| 10. Манометр МТИ     | 11. Задвижка с эл.приводом или переключатель потока | 12. СКЖ                  |

# ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество подключаемых скважин, шт.	8
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут., кг/сут.	1-400, 1-30000
Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Погрешность измерения, %	± 2,5
Газосодержание нефти при обводненности до 5%, нм <sup>3</sup> /т	60
Кинематическая вязкость нефти, м <sup>2</sup> /с	до 120x10 <sup>-6</sup>
Обводненность, %, в пределах	от 0 до 98
Содержание парафина, объемное %	до 7
Содержание сероводорода, объемное, %	до 2
Потребляемая мощность, кВА, не более	10

# ОЗНА

## Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»



**Трехкомпонентные** измерительные установки «ОЗНА МАССОМЕР» предназначены для:

- ❖ измерений среднесуточного **массового** расхода жидкости;
- ❖ измерений или вычислений среднесуточного **объемного** расхода газа;
- ❖ вычислений среднесуточного **массового** расхода нефти в составе газо-жидкостной смеси (ГЖС), добываемых из нефтяных скважин.

Установки применяются в системах  
внутрипромыслового сбора нефти.

**Различают установки:**

**«ОЗНА МАССОМЕР-R»,**

**«ОЗНА МАССОМЕР-E»,**

**«ОЗНА МАССОМЕР-M»,**

# ОЗНА



В измерительном модуле установки **«ОЗНА МАССОМЕР-R»** используются кориолисовые массовые счетчики-расходомеры серии ROTAMASS фирмы “Rota Yokogawa GmbH & Co. KG” Германия, обеспечивающие измерение массового, объемного расхода и плотности жидкости, объемного расхода газа, а также температуры этих продуктов.

В измерительном модуле установки **«ОЗНА МАССОМЕР-E»** используются кориолисовые массовые счетчики-расходомеры (далее – расходомеры) фирмы Emerson Process Management, Fisher-Rosemount (США, Голландия) – модели R100; R200; CMF300; CMF400, также обеспечивающие измерение массового, объемного расхода и плотности жидкости, объемного расхода газа, и температуры этих продуктов.

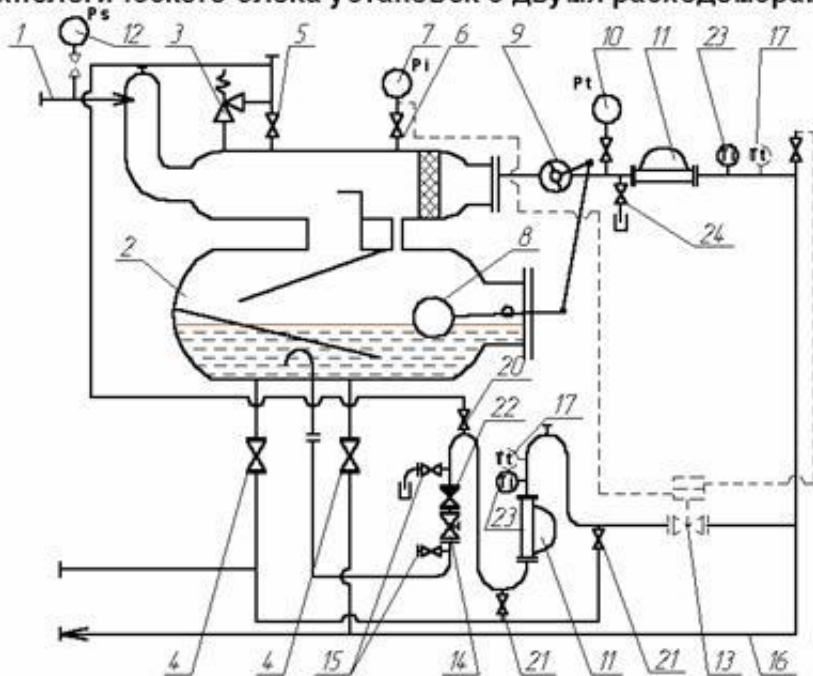


В измерительном модуле установки **«ОЗНА МАССОМЕР-M»** используются кориолисовые массовые счетчики МАСК производства ОАО «Нефтеавтоматика», обеспечивающие измерения массового количества (массы) и плотности жидких и массы газообразных сред. Модель расходомера (20,50 и 100) выбирается в зависимости от требуемой пропускной способности установки.



# ОЗНА

Принципиальная схема измерительного модуля технологического блока установок с двумя расходомерами



1-входной патрубок

2-емкость сепарационная

3-предохранительный клапан

4,5,20,21- задвижки дренажные

6-вентиль

7-манометр

8-поплавковое устройство

9-заслонка

10-преобразователь давления

11-расходомер

12-манометр сигнализирующий

13-регулятор расхода

14-кран проходной

15-штуцера для подключения УОСГ и отбора пробы жидкости

16-коллектор

17-преобразователь температуры

18-кран с электроприводом

19-преобразователь гидростатического давления

22-обратный клапан

23-термометр

24-штуцер для отбора пробы газа

Значения среднесуточного **массового расхода нефти** в обоих случаях определяются как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и пластовой воды.

Значения среднесуточного **массового расхода пластовой воды** определяются как произведения среднесуточного массового расхода жидкости и массовой доли пластовой воды в этой жидкости.

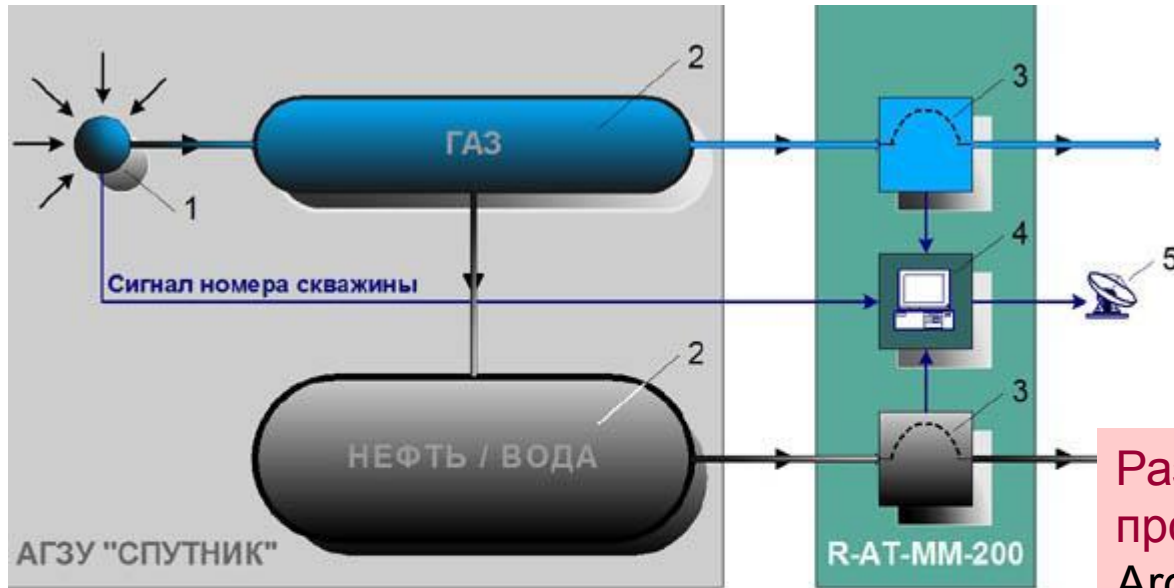
**Массовая доля пластовой воды** определяется по плотности жидкости, измеренной расходомером, и значениям плотностей нефти и пластовой воды, определенных лабораторным способом.

# ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Номинальные значения среднесуточного массового расхода жидкости (номинальная пропускная способность), в зависимости от варианта исполнения установки, кг/с (т/сут)	4,63(400), 17,40(1500), 23,15(2000), 34,72(3000), 46,30(4000)
Рабочее давление, МПа (кгс /см <sup>2</sup> ), не более	4,0 (40)
Количество подключаемых скважин	1, 2, 4, 6, 8, 10, 14
Диапазон значений массовой доли пластовой воды в жидкости	от 0 до 0,95
Максимальное значение содержания газа в нефти – газовый фактор, м <sup>3</sup> /т (в стандартных условиях)	150
Пределы допускаемой относительной погрешности установки, %: при измерениях среднесуточного массового расхода жидкости	
массомер R	± 1,5
массомер E	± 2,5
массомер M	± 2,5
при измерениях и определениях среднесуточного объемного расхода газа (в стандартных условиях)	± 5,0;



# МОДЕРНИЗАЦИЯ АГЗУ "СПУТНИК"



Блок-схема технического решения на основе R-AT-MM-200

1. Многоходовый переключатель скважин
2. Сепарационные емкости
3. Массовые кориолисовые расходомеры на газ и жидкость
4. Блок вторичной электроники со встроенным микропроцессором
5. Передача информации в систему регистрации данных

Разработано, запатентовано, производится специалистами Argosy Technologies техническое решение по модернизации замерной установки типа "Спутник" для измерения **пофазового** дебита нефтяных скважин.

Суть предлагаемого решения состоит в том, что в жидкостной и газовой линиях сепараторной установки монтируется блок модернизации, разработанный на основе **массовых** расходомеров.

### качества:

- не имеет движущихся частей;
- не требует периодической перекалибровки;
- не требует регулярного обслуживания;
- не чувствителен к изменениям давления, температуры или состава технологической среды;
- измеряет любые по составу водонефтегазовых потоки



Это позволяет с необходимой точностью определять **массовую** производительность скважин отдельно по нефти, воде и газу.

# ЦИКЛОННЫЙ МУЛЬТИФАЗНЫЙ АНАЛИЗАТОР ССМ (ARGOSY)



Циклонный мультифазный анализатор является трехфазным расходомером. Он предназначен для по-фазового учета продукции скважины или куста скважин.

Принцип действия ССМ заключается в **разделении** газожидкостной смеси на газовую и жидкостную компоненты, которые затем измеряются соответствующими расходомерами. После измерений газ и жидкость снова **объединяются** в общий поток.

# ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ССМ

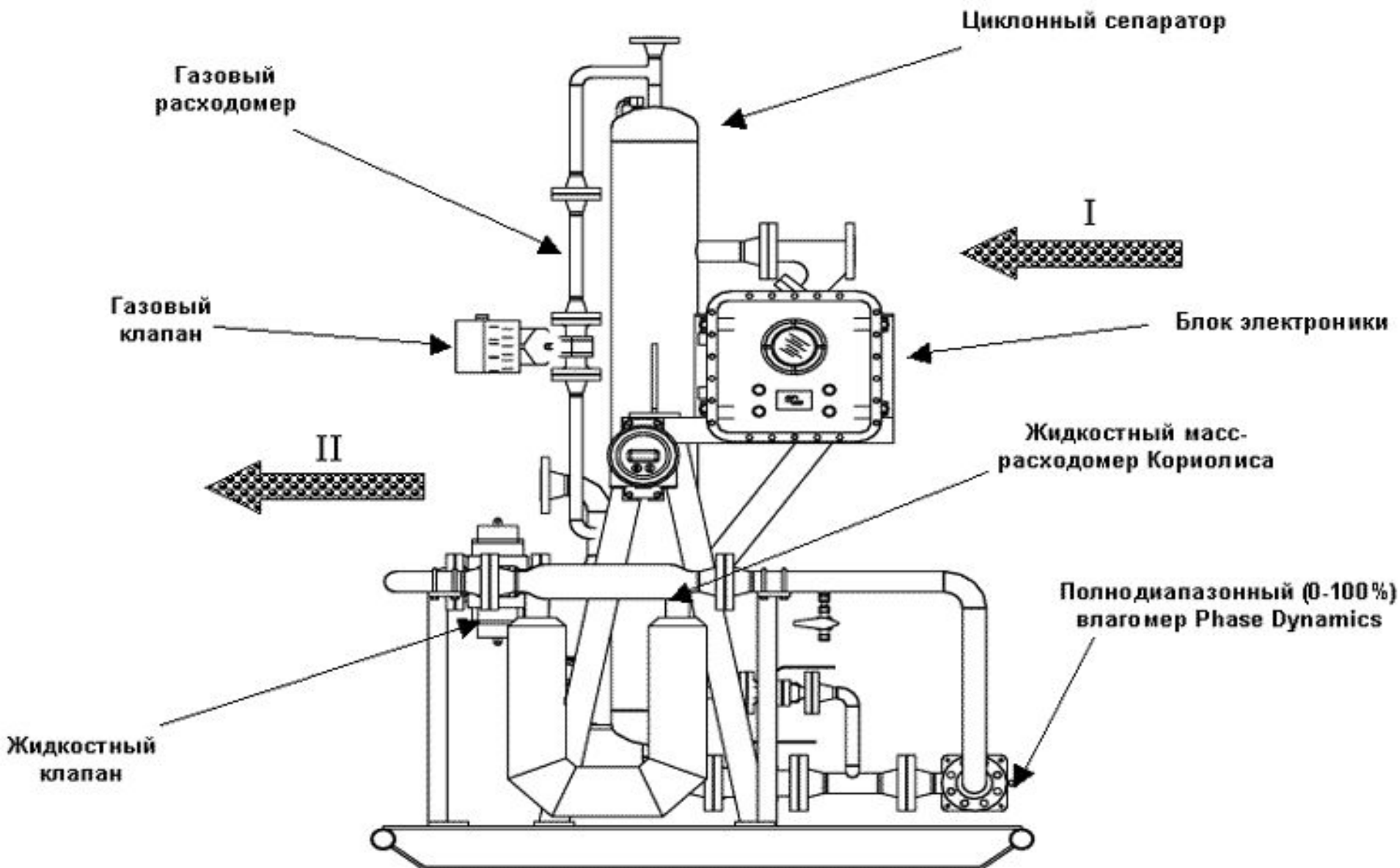


РИС. 1. СОСТАВ И КОМПОНОВКА ССМ



## ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ССМ



Различные конфигурации ССМ позволяют производить по-фазовый учет продукции скважин с суточным дебитом от 100 до 1600 м<sup>3</sup> по жидкости, газовый фактор при этом может быть любым.

## Эксплуатационные характеристики

Возможный диаметр входной и выходной трубы	от 2 до 6 дюймов
Диапазон давлений	от 0 до 100 атм.
Диапазон температур исследуемой смеси	от 0 до +100°C
Температура установки	от 0 до +55°C

## Диапазоны измерений

Доля водной фракции	0 – 100%
Объемная доля газа	0 – 100%
Расходы жидкости и газа	Зависят от установленных расходомеров в соответствии с условиями процесса

## Максимальные ошибки измерений

Доля жидкости	5 %
Доля газа	5 %
Доля водной фракции	от 3 до 5 %

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Охарактеризуйте систему сбора продукции скважин применяющуюся на нефтяных месторождениях Западной Сибири.



2. Какую форму чаще всего имеют нефтесборные коллекторы системы сбора в Западной Сибири?

3. В какой системе была впервые реализована идея совместного сбора и транспорта нефти и газа?

4. Для каких месторождений была разработана напорная система сбора нефти и газа институтом Гипровостокнефть?

5. Особенности современных систем сбора нефти.



6. В какой системе сбора была впервые реализована идея герметизированного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин?



7. Принцип измерения содержания воды в нефти, реализованный во влагомере.

8. Принцип измерения расхода жидкости турбинным расходомером на установке «Спутник».

9. Принцип измерения расхода жидкости (газа) кориолисовым расходомером.

