

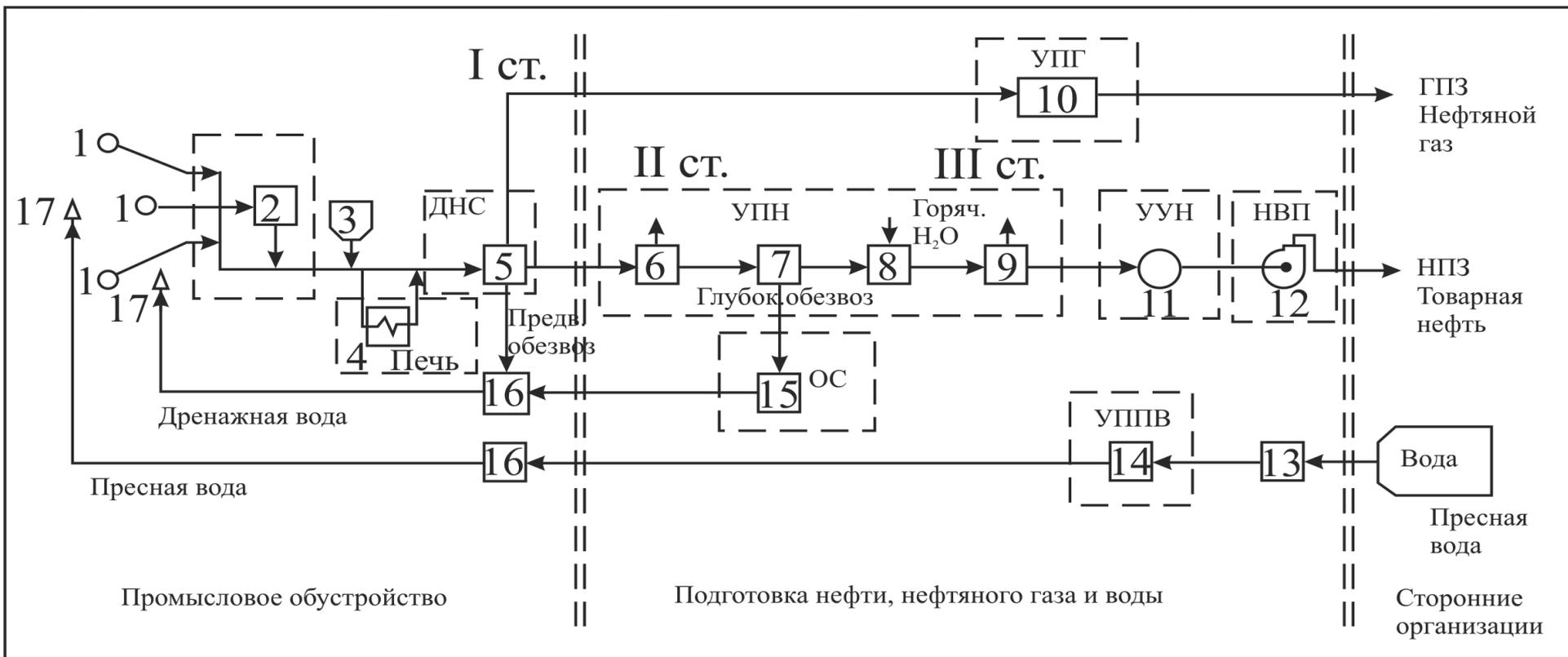
The background of the slide is a photograph of an industrial oil field. It features a complex network of large, dark-colored metal pipes and valves. The pipes are arranged in various directions, some running horizontally and others curving upwards or downwards. In the foreground on the right, there is a prominent valve with a circular handwheel. The sky in the background is a clear, bright blue. The overall scene conveys a sense of industrial scale and complexity.

СБОР И ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Преподаватель: доцент каф. ГРНМ ИПР
ШИШМИНА ЛЮДМИЛА ВСЕВОЛОДОВНА

2016 / 2017 уч.год

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

Группы нефти

ГОСТ Р 51858-2002

Параметр	Норма для нефти группы		
	1	2	3
1 Массовая доля воды , %, не более	0,5	0,5	1,0
2 Концентрация хлористых солей , мг/дм ³ , не более	100	300	900
3 Массовая доля механических примесей , %, не более	0,05	0,05	0,05
4 Давление насыщенных паров , кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
5 Содержание хлорорганических соединений , млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>)	Не нормируется Определение обязательно		

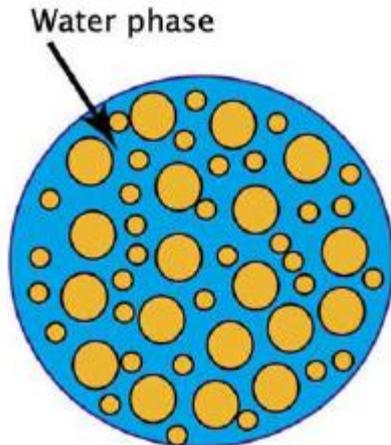
**ОБРАЗОВАНИЕ
ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И
ИХ СВОЙСТВА**

При подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья и движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, сопровождаемое образованием **эмульсий**.

Эмульсией называется **дисперсная система**, состоящая из двух (или нескольких) жидких фаз, т.е. одна жидкость содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул).

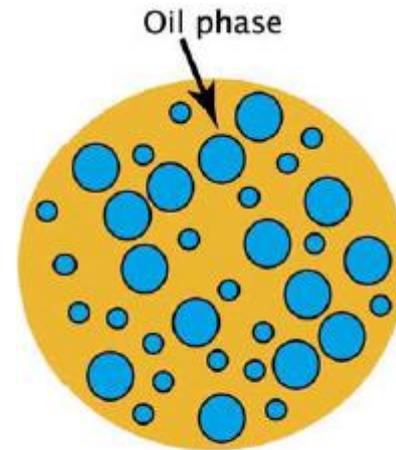
ТИПЫ ЭМУЛЬСИЙ

Прямая эмульсия

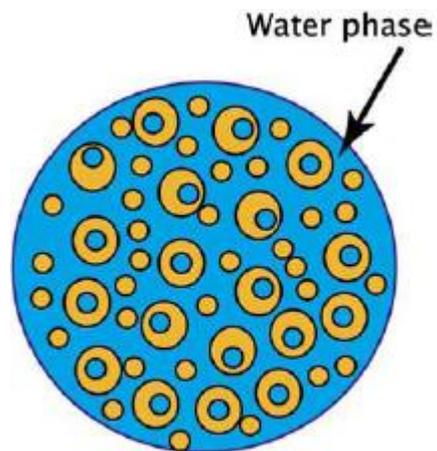


O/W

Обратная эмульсия



W/O



W/O/W

Множественная эмульсия

Водонефтяная
эмульсия может
образовываться
только при затратах
энергии:

- энергии расширения газа;
- механической энергии;
- энергии силы тяжести.

Физико - химические свойства нефтяных эмульсий

1. **Дисперсность (D)** - степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде.

Мера дисперсности - **удельная межфазная поверхность.**

$$S_{\text{уд}} = \frac{\text{суммарная поверхность глобул}}{\text{общий объем глобул}}$$

По дисперсности нефтяные эмульсии подразделяются на:

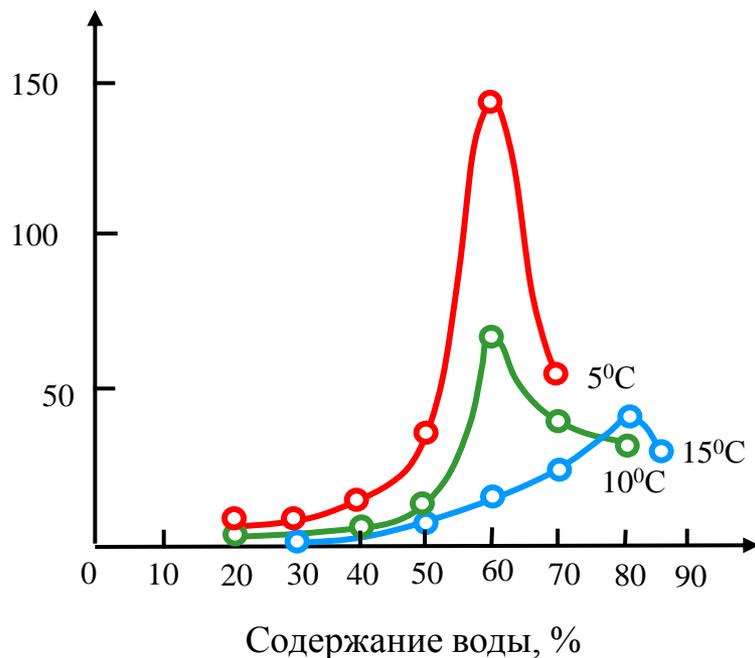
- **мелкодисперсные** с размером капель воды от 0,02 до 20 мк;
- **средней** дисперсности, с водяными капельками размером от 20 до 50 мк;
- **грубодисперсные** - с каплями воды размером от 50 до 300 мк.

В нефтяных эмульсиях содержатся водяные капли, соответствующие всем трем видам.

Такие эмульсии называются *полидисперсными*.

2. **Вязкость** нефтяной эмульсии как неньютоновской жидкости является кажущейся и зависит от многих факторов:

$$\mu^*_{\text{э}} = f \left(\mu_{\text{H}}, \mu_{\text{B}}, T, W, D, \rho, \eta, \sigma, \frac{dv}{dr} \right)$$



$$\mu^*_{\text{э}} = f (T, W)$$

3. **Плотность** нефтяной эмульсии – величина почти аддитивная, поэтому

$$\rho_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{0,01g}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1 - 0,01g}{\rho_{\text{н}}}},$$

где **g** - массовая доля минерализованной воды в эмульсии.

4. **Электропроводность** нефтяной эмульсии обуславливается количеством содержащейся воды, минерализацией воды и степенью дисперсности.

5. **Устойчивость** нефтяных эмульсий - способность в течение определенного времени не расслаиваться на нефть и воду.

- **Седиментационная (кинетическая) устойчивость** - способность системы противостоять осаждению или всплыванию частиц дисперсной фазы под действием сил тяжести.

Для разбавленных систем (В/Н):

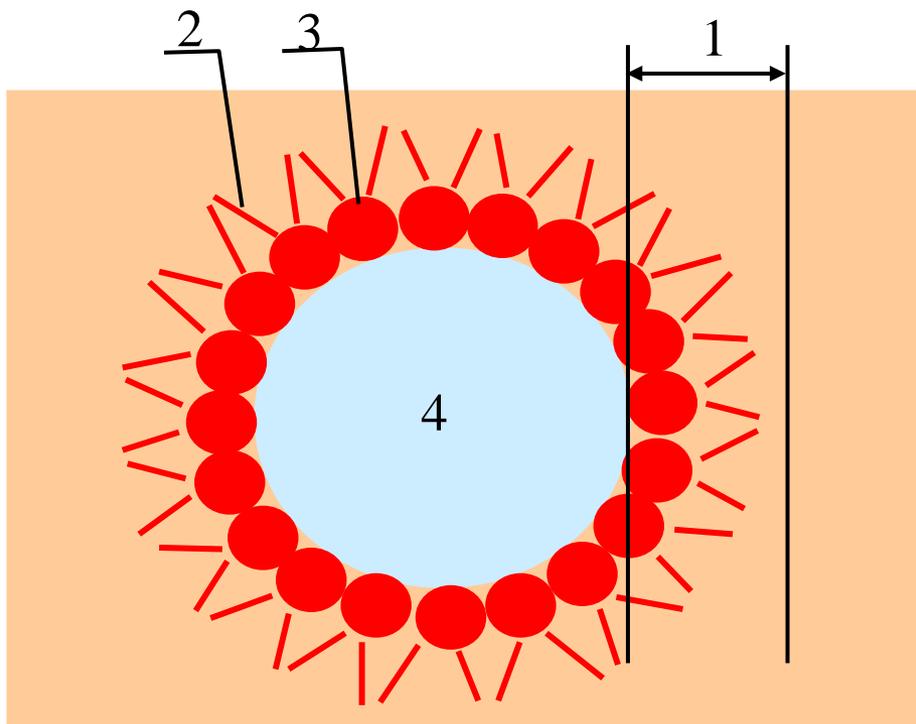
$$K_y = \frac{1}{W_r} = \frac{9 \times \mu_N}{2(\rho_B - \rho_H)r_B^2 g}$$

где W_r - скорость оседания частиц дисперсной фазы, м/с

- **Агрегативная устойчивость** - способность систем к сохранению дисперсности и индивидуальности частиц дисперсной фазы.

Вещества, стабилизирующие эмульсию, называются эмульгаторами. Эмульгаторы – ПАВ.

Строение дисперсной частицы обратной эмульсии



*1 - толщина оболочки; 2 - гидрофобная часть молекулы ПАВ;
3 - гидрофильная часть молекулы ПАВ; 4 - глобула воды*

ПРИРОДНЫЕ ЭМУЛЬГАТОРЫ

- 1. Асфальтены**
- 2. Смолы**
- 3. Нафтенновые кислоты**
- 4. Порфирины**
- 5. Соли, растворенные в пластовой воде.**
- 6. Кристаллы парафина**
- 7. Минеральные частицы: глина, сульфид железа**

В зависимости от соотношения $(C+A)/П$ в составе оболочки, эмульгаторы могут быть подразделены на следующие три типа:

1) асфальтовый $(C+A)/П > 1,0$;

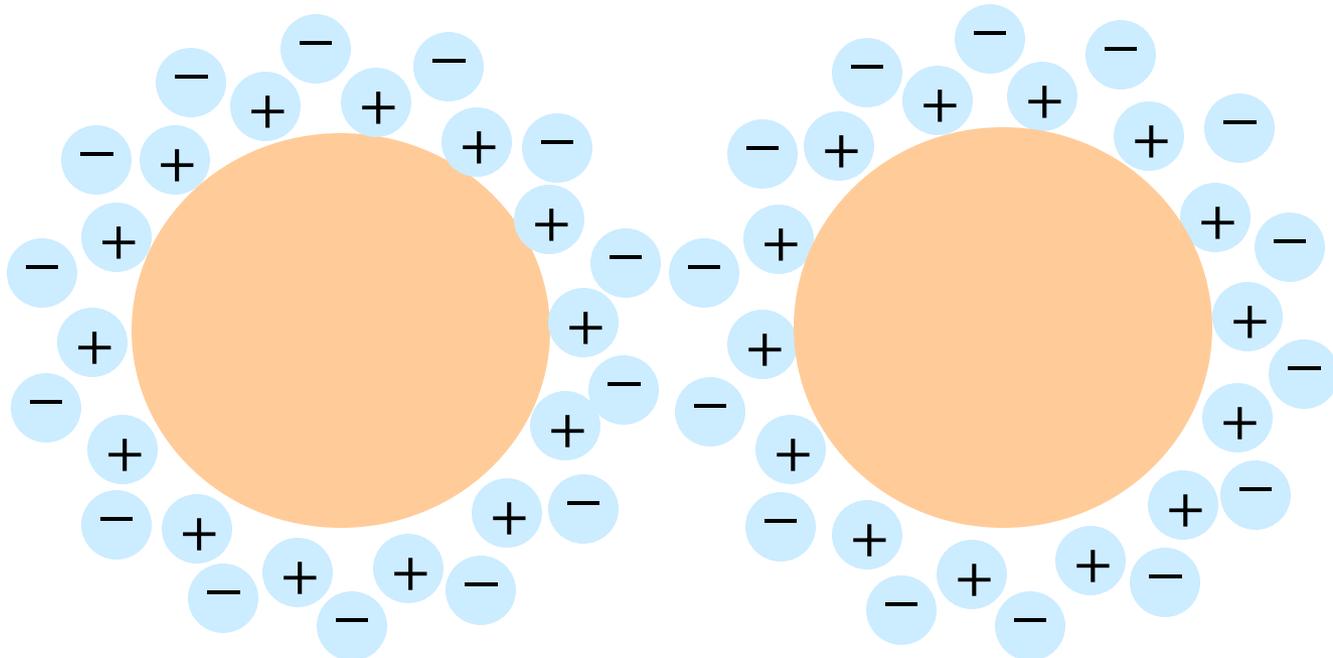
2) парафиновый $(C+A)/П < 1,0$;

3) смешанный $(C+A)/П \approx 1,0$ (0,8 - 1,2).

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭМУЛЬСИЙ

1. Дисперсность частиц
2. Состав и физико-химические свойства эмульгаторов
3. Температура системы
4. Величина pH эмульгированной воды
5. Минерализация воды
6. Обводненность эмульсии

В **водной** среде **двойной электрический слой** защищает частицы дисперсной фазы от слияния подобно адсорбционным оболочкам



Старение эмульсий

Адсорбция эмульгаторов на поверхности раздела фаз, формирование защитного слоя, всегда протекает во времени. Поэтому эмульсия В/Н со временем становится более устойчивой, т.е. происходит ее **«старение»**. Поэтому свежие эмульсии разрушаются легче и быстрее.

Важный практический вывод:

- ❖ чем раньше начать разрушать эмульсию, тем будет легче ее разрушить.

Методы разрушения водонефтяных эмульсий:

1. химический
2. механические
3. электрический
4. термический

Деэмульгаторы

Ионогенные

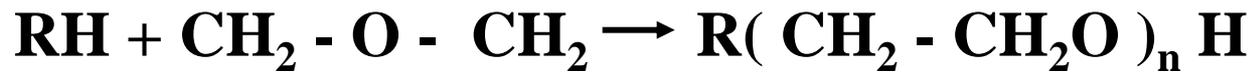
анионные
катионные
амфотерные

3 - 7 кг/т

Неионогенные

водорастворимые
нефтерастворимые
диспергируемые

15 - 20 г/т



Задача деэмульгатора - разрушить бронирующие оболочки на глобулах воды

Показатели эффективности деэмульгатора

- расход деэмульгатора;
- температура и продолжительность отстоя нефти;
- содержание солей, воды и механических примесей в подготовленной нефти;
- содержание нефти в отделенной воде.

Деэмульгирование под действием электрического поля

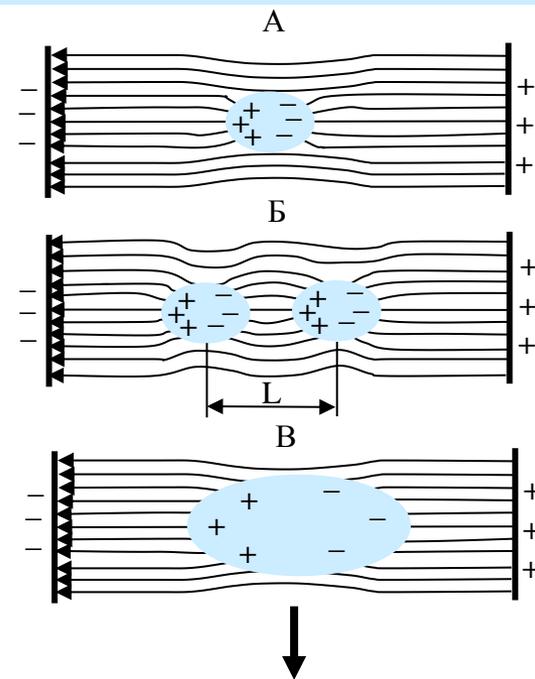
Длительность оседания капель воды

Глобулы воды в электрическом поле

Радиус, мкм	При естественном отстое	Отстой в электрическом поле
1	38 суток	2 часа
10	10 часов	45 минут
20	2.5 часа	15 минут

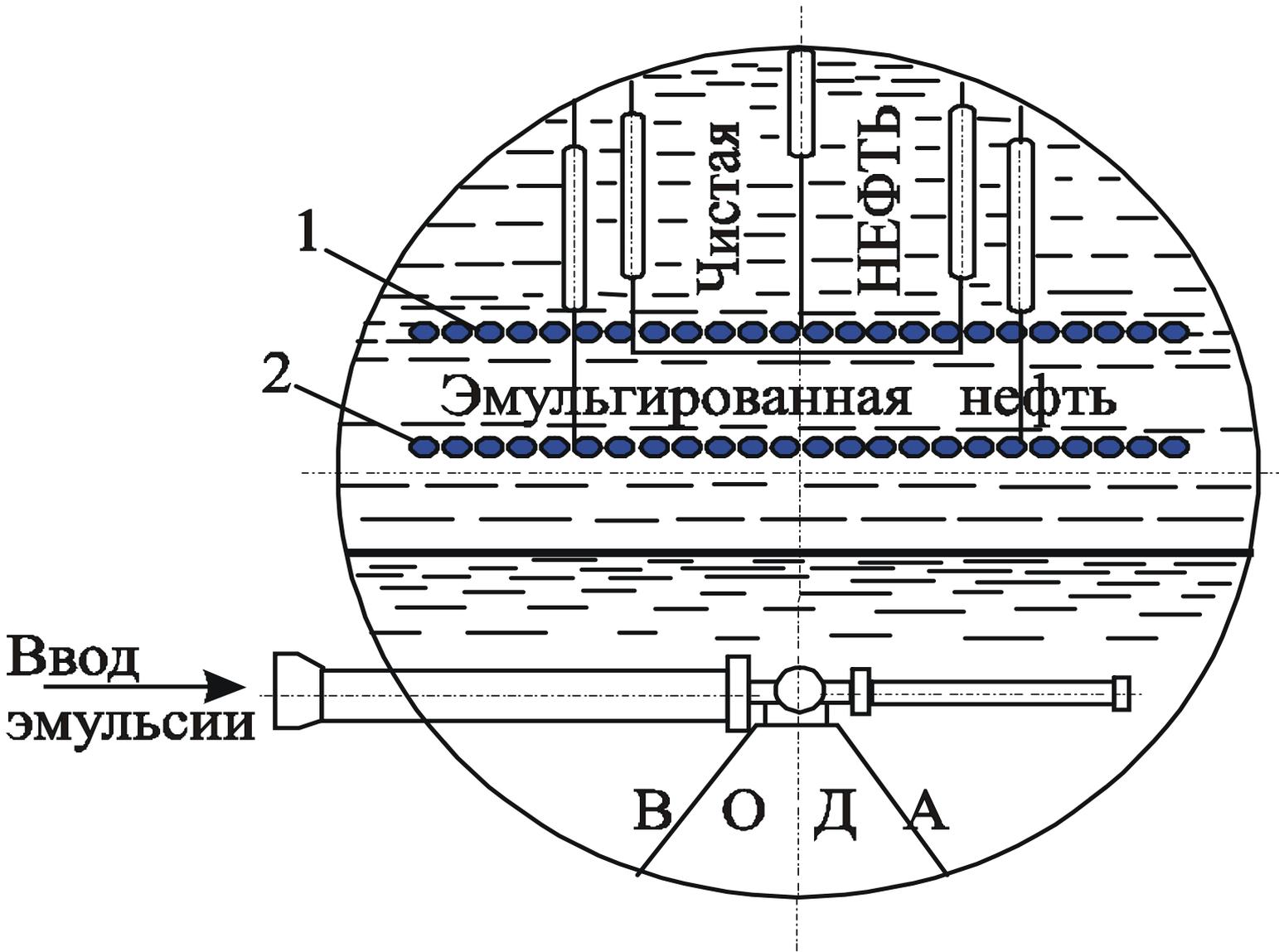
Уравнение Стокса

$$W = \frac{d^2 (\rho_B - \rho_H) \cdot g}{18 \cdot \mu_H}$$



Данный метод разрушения применим только к эмульсиям типа **В/Н**.

ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР



Механические методы разрушения эмульсий

- Отстаивание
- Центрифугирование
- Фильтрация

Отстаивание

При отстаивании вода и механические примеси выделяются из нефти под действием силы тяжести.

$$W_B = \frac{d_B^2 \times (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{н}}) \times g}{18 \times \mu_{\text{н}}} . \quad \text{- уравнение Стокса}$$

Применимо к эмульсиям:

- свежим, нестойким;
- высокообводненным;
- с высокой газонасыщенностью нефти.

Холодный отстой нефтяных эмульсий осуществляется под давлением с обращением фаз и с предварительной обработкой деэмульгатором.

Центрифугирование

При центрифугировании вода и механические примеси выделяются из нефти под действием центробежной силы:

$$w_r = \frac{d^2 \cdot (\rho_B - \rho_H)}{18\mu_H} \cdot a$$

$$F_{\text{ц}} = \frac{mw^2}{R}$$

$$w_r = \frac{2\pi^2 n^2 R \cdot d^2 \cdot (\rho_B - \rho_H)}{9 \cdot \mu_H}$$

$$\frac{F_{\text{ц}}}{F_T} = \frac{a}{g} = K_P \approx 3000$$

a – ускорение центробежной силы;
w – окружная скорость частицы жидкости;
n - число оборотов центрифуги;
R – радиус вращения.

В центрифугах можно эффективно отделять частицы размером порядка **1** мкм.

Фильтрация

Применимо к эмульсиям:

- малообводненным, нестойким;
- высокообводненным;
- с незначительной разностью плотностей воды и нефти.

Деэмульсация нефтей основана на явлении **селективного смачивания**, которое является результатом действия сил поверхностного натяжения, т.е. жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше взаимодействие между ее молекулами.

Нефти ($\sigma=20-30$ эрг/см²) хорошо смачивают твердую поверхность. Вода ($\sigma=72.5$ эрг/см²) смачивает лишь некоторые тела.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

- Сепарация нефти от газа (первая ступень)
- Сброс пластовой воды

- **Сепарацией газа называют процесс отделения от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов.**

Отделение газа от нефти производится с целью:

- получения нефтяного газа;
- снижения гидравлических сопротивлений;
- уменьшения пенообразования;
- уменьшения пульсаций давления в трубопроводах при транспорте нефти

Сепарация происходит:

- при снижении давления;
- при повышении температуры нефти;
- в результате молекулярной диффузии углеводородных и других компонентов нефти в пространство с их меньшей концентрацией (находится над нефтью)

- Вывод отсепарированного газа осуществляют в газосепараторах или резервуарах, в которых поддерживаются определенные давление и температура.
- Каждый такой пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа.

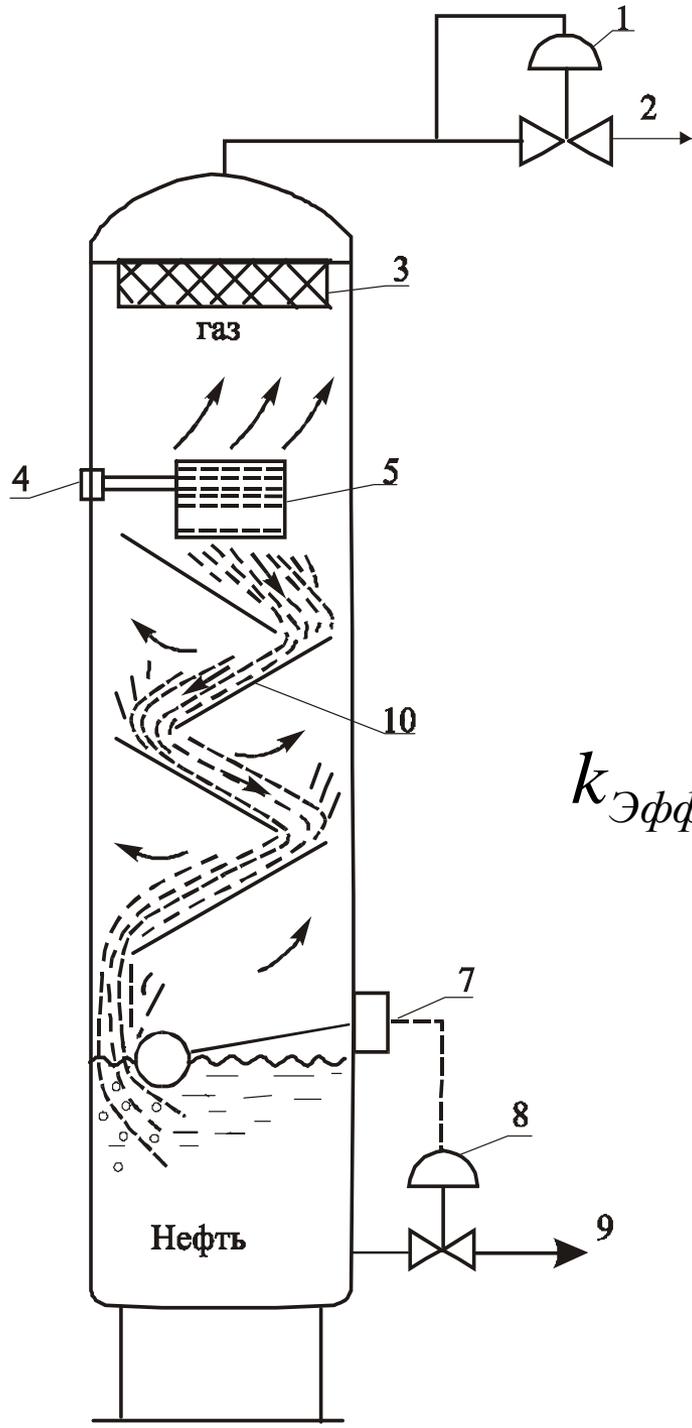
Иногда для получения нефти необходимого качества на одной из ступеней сепарации нефть разгазируется под вакуумом; в этом случае сепарация называется **вакуумной**. Если при разгазировании нефть подогревается, сепарация называется **горячей**.

Число ступеней сепарации зависит от давления в системе добычи и сбора и компонентного состава нефти и газа.

Процессы сепарации

Перед входом в сепаратор продукция скважины всегда состоит из двух фаз - жидкой и газовой. Соотношение между объемами фаз зависит от состава нефти в пластовых условиях, давления насыщения и давления в сепараторе.

Вертикальный гравитационный сепаратор



I - основная сепарационная секция

$$k_{\text{Эфф}} = f(\text{ввод продукции})$$

II - осадительная секция

$$k_{\text{Эфф}} = f(\text{площадь поверхности секции})$$

III - секция сбора нефти

$$k_{\text{Эфф}} = f(k_{\text{ЭффI}}, k_{\text{ЭффII}}, \tau_{\text{Проб}})$$

IV- каплеуловительная секция

В нефтегазовом сепараторе происходят два основных процесса:

- отделение свободного газа и выделение из нефти окклюдированного газа;
- отделение газа, выделяющегося в результате перепада давления нефти у входа в сепаратор и поддерживаемого в нем.

Кроме сепарации газа в аппарате происходят процессы:

- очистка газа от частиц жидкости;
- подъем пузырьков газа, окклюдированных в слое нефти, находящейся в секции сбора жидкости.

Выделение капель нефти из потока газа может происходить под влиянием:

- гравитационной,
- инерционной,
- пленочной сепарации.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием силы тяжести.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах потока газа. В результате – жидкость, как более инертная, выпадает из потока газа, осаждается в нижней части сепаратора или на внутреннюю его поверхность, по которой стекает вниз в виде пленки.

На этом же принципе построена и **циклонная сепарация**: при подаче газа в центробежный циклон, содержащаяся в нем жидкость, отбрасывается к внутренней поверхности циклона и стекает в виде пленки в нижнюю часть сепаратора, а газ выходит через трубу, расположенную по центру аппарата.

Расчет пропускной способности гравитационного сепаратора по газу

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы скорость движения **газового потока** в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых **частиц**:

$$W_2 < W_ч$$

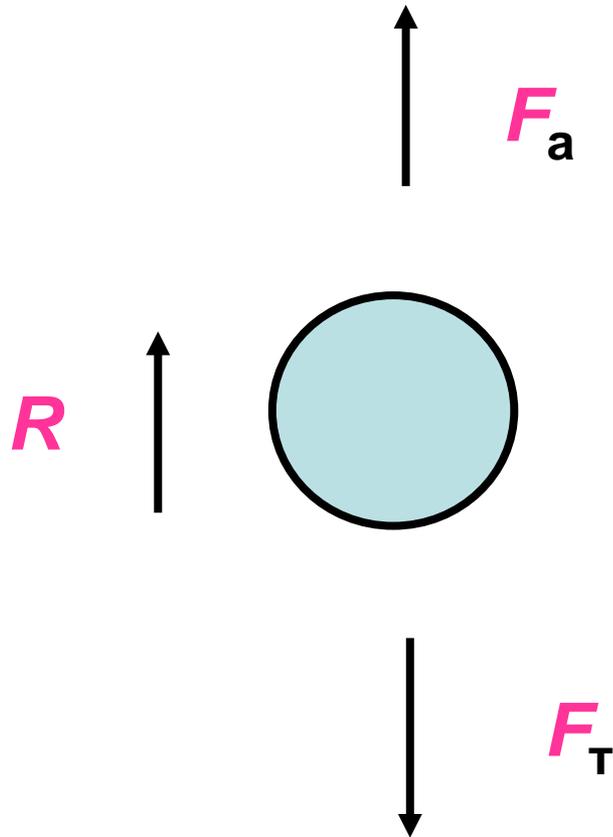
Пропускную способность определяют в зависимости от допустимой скорости движения газа, при которой будет происходить осаждение капель жидкости минимального размера, принятого для расчета ($d=0,1$ мм).

Практика эксплуатации гравитационных сепараторов показала, что оптимальной скоростью газа является **0,1** м/с при давлении 5,87 МПа/м² (60 кгс/см²).

Допущения:

- оседание частицы происходит только под действием силы тяжести;
- частица (твердая или жидкая) имеет форму шара;
- движение газа в сепараторе установившееся;
- движение частички принимается свободным;
- скорость оседания частицы постоянная

Допустимая скорость движения газа определяется из условия равновесия сил, действующих на частицу:



Силы, действующие на частицу:

- F_T – сила тяжести
- F_a – сила Архимеда
- R - сила сопротивления среды

Силы действующие на частицу, осаждающуюся в газовой среде:

$$F_{\text{тяж}} = m_{\text{ч}} \cdot g = V_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{ч}} \cdot g;$$

$$F_A = V_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot g = V_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{г}} \cdot g;$$

$$P_{\text{осед}} = F_{\text{тяж}} - F_A = V_{\text{ч}} (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g,$$

где m - масса частицы; g - ускорение силы тяжести, м/с²;

$\rho_{\text{ч}}$ - плотность частицы.

Поскольку частица шарообразна, ее объем равен

$$\frac{\pi \cdot d^3}{6},$$

где d - диаметр частицы.

Тогда:

$$P = \frac{\pi \cdot d^3}{6} \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g$$

Силу сопротивления газа R при свободном оседании частицы можно представить в следующем виде:

$$R = \xi \cdot \frac{\rho_g \cdot W_{ч}^2}{2} \cdot S_{ч},$$

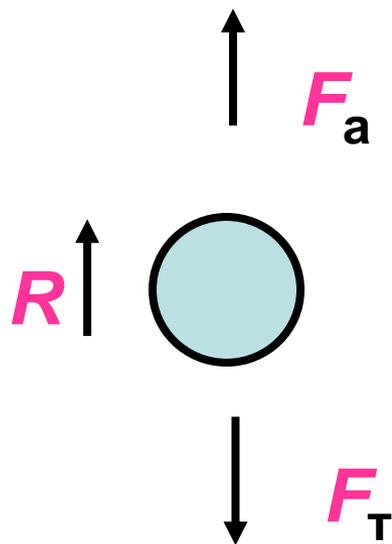
где ξ - коэффициент сопротивления среды, являющийся функцией критерия Рейнольдса;

ρ_g - плотность газа, кг/м³;

$W_{ч}$ - линейная скорость частицы, м/с;

$S_{ч}$ - площадь сечения частицы, $\pi \cdot d^2/4$

В момент, когда R уравнивает силу тяжести и частица будет двигаться равномерно:



$$F_{\text{тяж}} - F_A - R = 0$$

$$P = R$$

Отсюда:

$$\frac{\pi \cdot d^3}{6} \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_2) \cdot g = \xi \cdot \frac{\rho_2 \cdot W_{\text{ч}}^2}{2} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

Из этого уравнения можно определить коэффициент сопротивления ξ :

$$\xi = \frac{4}{3} \cdot \frac{d(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g}{W_{\text{ч}}^2 \cdot \rho_{\text{г}}}$$

Для ламинарного движения частиц, $Re < 2$, эмпирически установлено:

$$\xi = \frac{24}{Re} = \frac{24\nu_{\text{г}}}{W_{\text{ч}} \cdot d},$$

где $\nu_{\text{г}}$ - кинематическая вязкость газа.

$$\frac{24\mu_2}{\rho_2 \cdot W_{\text{ч}} \cdot d} = \frac{4}{3} \cdot \frac{d(\rho_{\text{ч}} - \rho_2) \cdot g}{W_{\text{ч}}^2 \cdot \rho_2}$$

Уравнение для расчета скорости оседания шарообразной частицы в газовой среде:

$$W_{\text{ч}} = \frac{4}{3} \cdot \frac{d^2 \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_2)}{24 \cdot \mu_2} = \frac{d_{\text{ч}}^2 \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_2) \cdot g}{18 \cdot \mu_2} = \frac{d_{\text{ч}}^2 \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_2) \cdot g}{18 \cdot \nu_2 \cdot \rho_2},$$

где μ_{Γ} - динамическая вязкость газа, Па·с;

d - диаметр частицы, м;

$\rho_{\text{ч}}$ - плотность частицы в условиях сепаратора, кг/м³;

ν_{Γ} - кинематическая вязкость газа в условиях сепаратора, м²/с

$$W_u = \frac{d_u^2 \cdot (\rho_u - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \nu_z \cdot \rho_z}, \text{ м/с}$$

Формула Стокса
 $Re < 2$

$$W_u = 0,152 \cdot \frac{d^{1,14} \cdot (\rho_u - \rho_z)^{0,71} \cdot g^{0,71}}{\nu_z^{0,43} \cdot \rho_z^{0,71}}$$

Формула Аллена
 $2 < Re < 500,$

$$\xi = 18,5 \cdot Re^{-0,6}$$

$$W_u = 1,75 \cdot \sqrt{\frac{d \cdot (\rho_u - \rho_z) \cdot g}{\rho_z}}$$

Формула
Ньютона-Риттингера
 $Re > 500,$
 $\xi = 0,44$

Скорость потока газа?

Пропускная способность вертикального сепаратора по газу определяется в зависимости от допустимой скорости движения газа:

$$V = 86400 \cdot F \cdot W_{\Gamma} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z}, \quad \text{М}^3/\text{СУТ},$$

где V - пропускная способность по газу при Н.У.

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

4 - внутренняя площадь сечения вертикального сепаратора, м²;

D - внутренний диаметр сепаратора, м;

P - давление в сепараторе, Па;

T - абсолютная температура газа в сепараторе, К;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

W_{Γ} - скорость подъема газа в вертикальном сепараторе, м/с.

Отсюда:

$$W_{\Gamma} = 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{V \cdot T}{D^2 \cdot P} \cdot Z, \quad M/C$$

Для осаждения частицы должно быть выполнено условие:

$$W_{\text{з}} < W_{\text{ч}}$$

На практике при расчетах принимается:

$$W_{\text{ч}} = 1,2 \cdot W_{\text{з}}$$

Подставив выражения скоростей в данное уравнение, получаем:

$$\frac{d_u^2 \cdot (\rho_u - \rho_2) \cdot g}{18 \cdot v_2 \cdot \rho_2} = 1,2 \cdot 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{V \cdot T}{D^2 \cdot P} \cdot Z$$

или

$$V_{\text{верт}} = \frac{84 \times D^2 \cdot P \cdot d_u^2 \cdot (\rho_u - \rho_2) \cdot g}{Z \cdot T \cdot v_2 \cdot \rho_2}, \quad \text{М}^3/\text{СУТ}$$

По этой формуле можно определить пропускную способность V вертикального сепаратора, если задаться минимальным диаметром капелек жидкости d , которые будут осаждаться при выбранных условиях (P , T), и диаметром сепаратора D . Обычно принимают $d = 10^{-4}$ м.

Расчет пропускной способности гравитационного сепаратора по жидкости

Контроль пропускной способности сепараторов по нефти вызывается необходимостью уменьшения количества газа, в виде пузырьков увлекаемого нефтью из сепаратора.

Количество увлекаемых пузырьков газа зависит от трех факторов:

- вязкости нефти;
- давления в сепараторе;
- скорости подъема уровня нефти в сепараторе, т.е. от времени пребывания нефти в сепараторе.

Для лучшего выделения окклюдированных пузырьков газа необходимо, чтобы безводная нефть вводилась в сепараторы в высокодисперсном состоянии, движение ее в сепараторе происходило тонким слоем по длинному пути и чтобы скорость подъема нефти в секции сбора нефти была меньше скорости всплывания газовых пузырьков:

$$W_H < W_{ч}.$$

Всплывание пузырьков газа из нефти в сепараторе происходит в основном за счет разницы в плотностях этих фаз. Поэтому скорость всплывания газового пузырька можем определить по формуле Стокса.

Учитывая соотношение скоростей, можно записать :

$$W_H = \frac{Q_H}{86400 \cdot F} < W_z = \frac{d_z^2 (\rho_H - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_H} .$$

Тогда:

$$Q_H = 30803 \cdot \frac{D^2 \cdot d_z^2 (\rho_H - \rho_z)}{\mu_H}, \quad M^3 / СУТ$$

Допустимый диаметр пузырьков газа обычно 1-2 мм.

Эффективность процесса сепарации нефти от газа

Эффективность работы сепараторов влияет на стабильный режим работы всей газосборной системы. Вследствие уноса газом капель жидкости из сепаратора возможно:

- образование в газопроводе жидкостных пробок;
- образование гидратных пробок;
- уменьшение сечения газопровода и снижение по этой причине его пропускной способности.

Эффективность работы сепаратора по степени очистки оценивается двумя показателями:

- количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции;
- количеством газа, уносимого потоком нефти (жидкости) из секции сбора нефти.

Коэффициенты уноса:

$$K_{ж} = \frac{q_{ж}}{Q_{г}} ;$$

$$K_{г} = \frac{q_{г}}{Q_{ж}} ,$$

где $q_{ж}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, м³/ч;

$q_{г}$ - объемный расход окклюдированного газа, уносимого потоком жидкости, м³/ч;

$Q_{г}$ - объемный расход газа на выходе из сепаратора, м³/ч;

$Q_{ж}$ - объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, при рабочих температуре и давлении, м³/ч

ФАКТОРЫ

- Дисперсное состояние нефтегазовой смеси.
- Средняя скорость газа в свободном сечении сепаратора.
- Время задержки жидкости в сепараторе.
- Физико-химические свойства нефти и газа:
вязкость, поверхностное натяжение, пенообразование.
- Конструктивные особенности сепаратора.
- Уровень жидкости в сепараторе.
- Расход нефтегазовой смеси.
- Давление и температура в сепараторе.

РАСЧЕТЫ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Состояние углеводородов, находящихся в смеси, определяется:

- давлением;
- температурой;
- составом фаз

Распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с упругостью насыщенных паров углеводородов и их молярными концентрациями:

$$N_{iV} \cdot P = N_{iL} \cdot Q,$$

уравнение Дальтона-Рауля

N_{iV} , N_{iL} – молярные концентрации i -го компонента в паровой и жидкой фазах соответственно;

P – давление паров смеси;

Q – упругость насыщенных паров i -го компонента в чистом виде при заданной температуре системы.

Константа фазового равновесия = коэффициент распределения i -го компонента между паровой и жидкой фазой.

- **Константой фазового равновесия** называется отношение упругости паров индивидуального углеводорода Q_i к давлению смеси $P_{см}$ или отношение молярной доли i -го компонента в паровой фазе N_{iV} к молярной доле его в жидкой фазе N_{iL} , находящейся в равновесии с паровой фазой:

$$K_i = \frac{Q_i}{P_{см}} = \frac{N_{iV}}{N_{iL}},$$

K_i – константа равновесия i -го компонента при данных термодинамических условиях

$$N_{iL} = \frac{N_{i(L+V)}}{1 + (K_i - 1) \times N_V},$$

$$N_{iV} = \frac{N_{i(L+V)} \times K_i}{1 + (K_i - 1) \times N_V}.$$

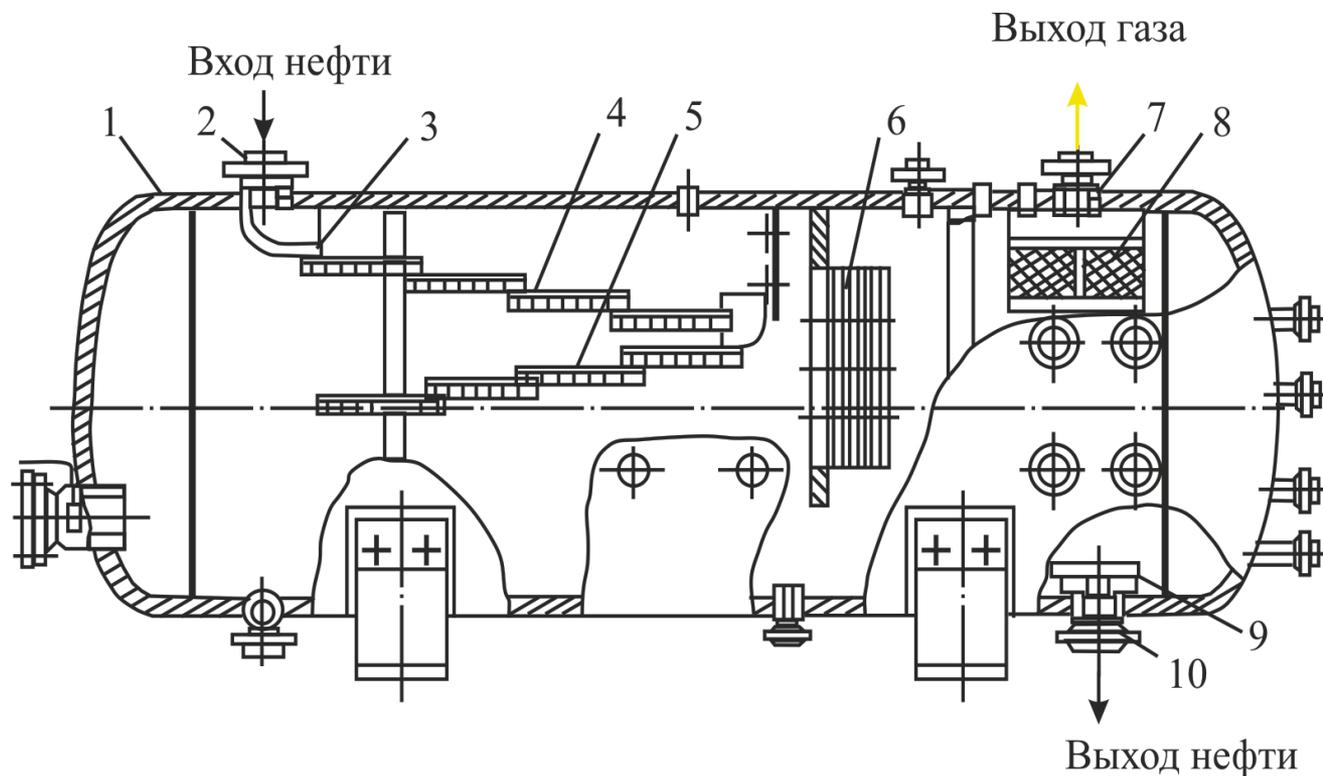
- уравнения фазовых концентраций

$$\sum_{i=1}^n (N_{iL} - N_{iV}) = \sum_{i=1}^n \frac{N_{i(L+V)} \times (K_i - 1)}{1 + (K_i - 1) \times N_V} = 0.$$

- уравнение фазовых равновесий

Решая уравнение фазовых равновесий методом последовательных приближений, находим значение N_V .

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕПАРАТОР ТИПА НГС



Назначение

- отделение нефтяного газа на первой и последующих ступенях сепарации, включая горячую сепарацию под вакуумом на последней ступени сепарации

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ СБРОС ПЛАСТОВЫХ ВОД

- **Путевой сброс**
- **Централизованный сброс**

Стадии процесса коалесценции

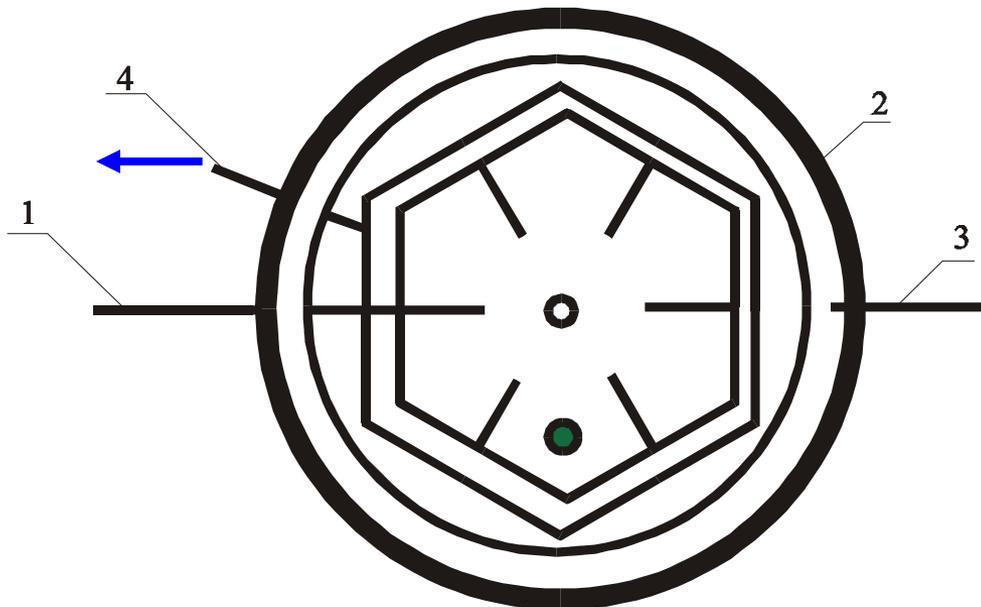
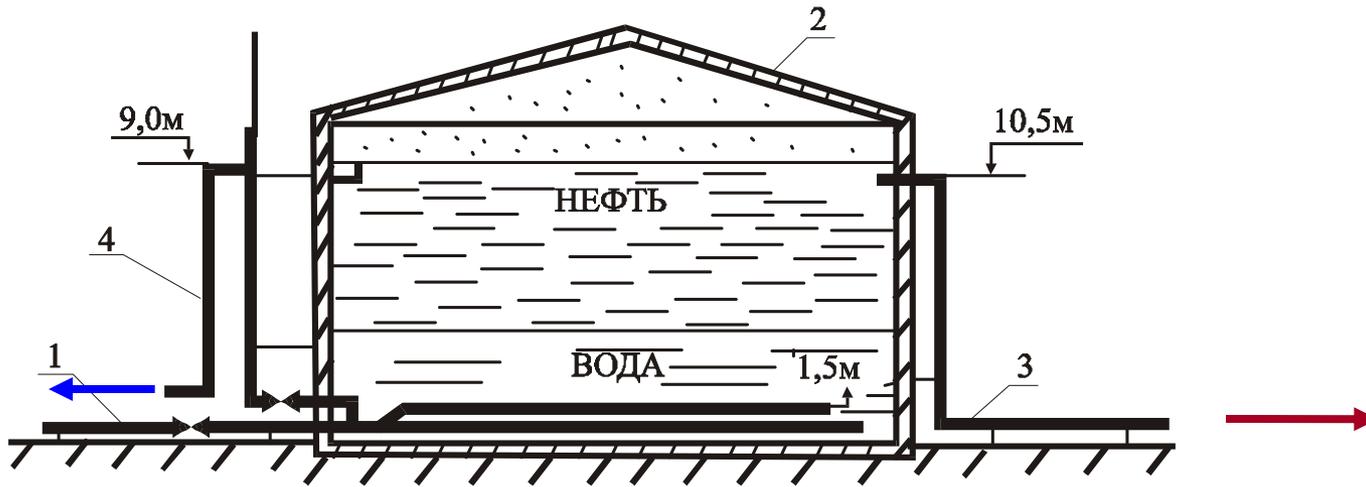
1. Приближение капли к капле или к поверхности
2. Деформация капель
3. Образование пленки сплошной фазы между каплями
4. Утончение пленки, разрыв и удаление пленки, т.е. начало коалесценции
5. Слияние капель

Основные факторы коалесценции

1. Размер капель
2. Высота падения (подъема) капель
3. Кривизна межфазной поверхности капель
4. Разность плотностей фаз
5. Отношение вязкостей фаз
6. Межфазное натяжение
7. Температура
8. Присутствие ПАВ
9. Электрическое поле
10. Двойной электрический слой на каплях

Степень предварительного обезвоживания нефти при путевом сбросе должна соответствовать агрегативной устойчивости эмульсии, чтобы при дальнейшем транспорте не происходило выделение свободной воды из эмульсии или оно было минимальным.

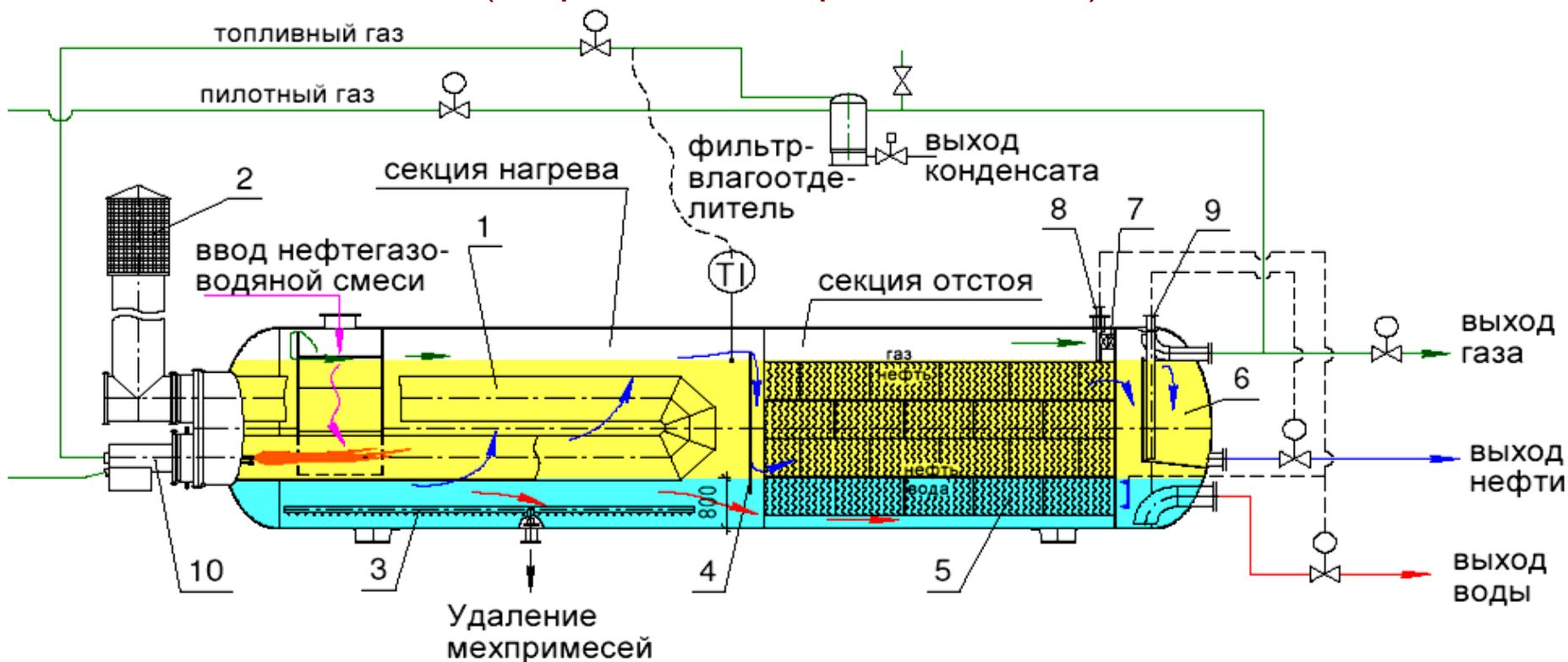
РЕЗЕРВУАР УПСВ



- 1** – подводящая труба;
- 2** – маточник;
- 3** – отводящая труба;
- 4** – гидрозатвор

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА

(нефтегазоводоразделитель)

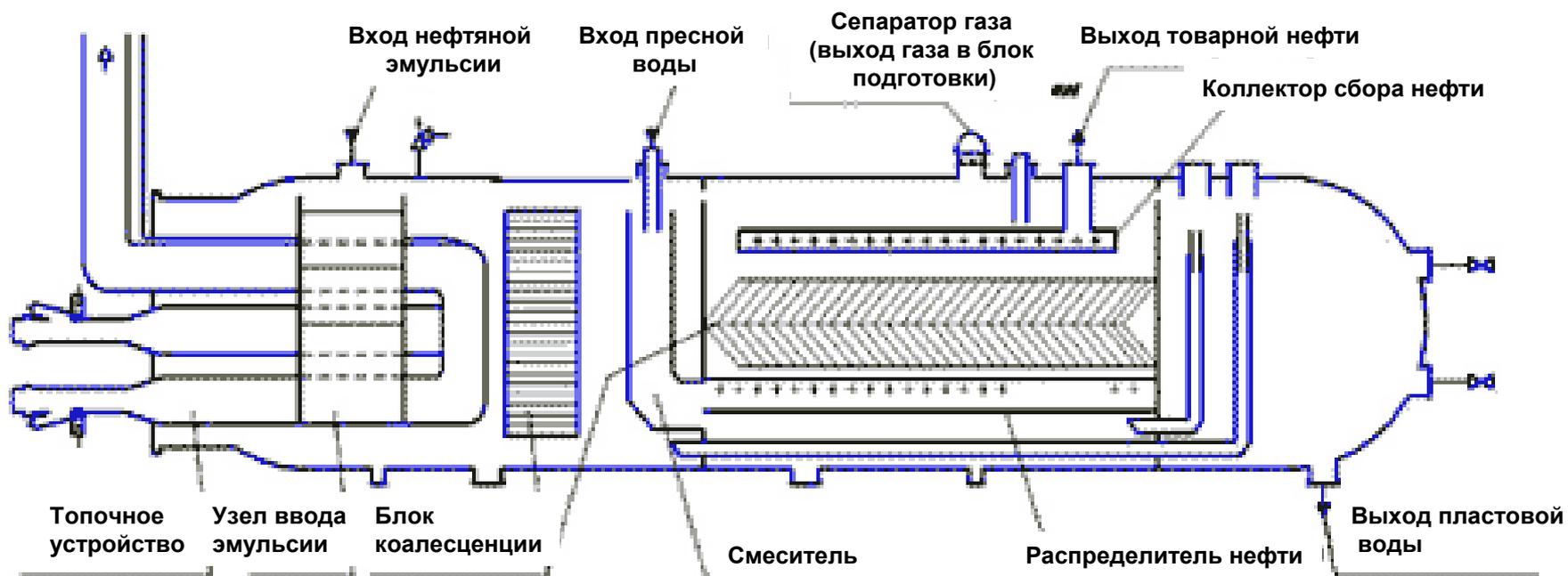
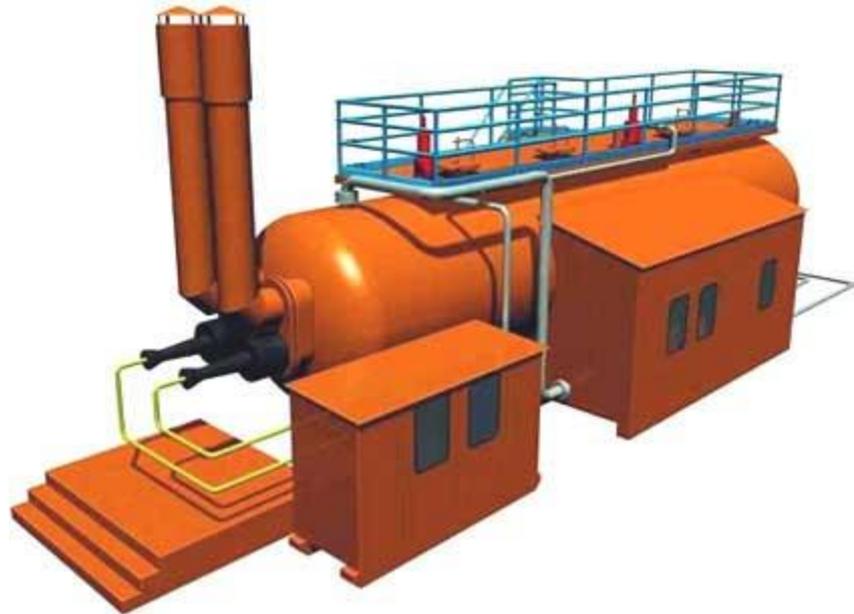


- 1 - жаровая труба;
- 2 - дымовая труба;
- 3 - система размыва осадка;
- 4 - переливная перегородка;
- 5 - коалесцер;
- TI - датчик температуры

- 6 - сборник нефти;
- 7 - каплеуловитель;
- 8 - регулятор уровня жидкости
- 9 - регулятор уровня нефти;
- 10 - горелка

- нефть
- вода
- газ
- нефтегазоводяная смесь

Установка предварительного сброса воды типа Heater-Treater



СИСТЕМЫ СБОРА И ИЗМЕРЕНИЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

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.

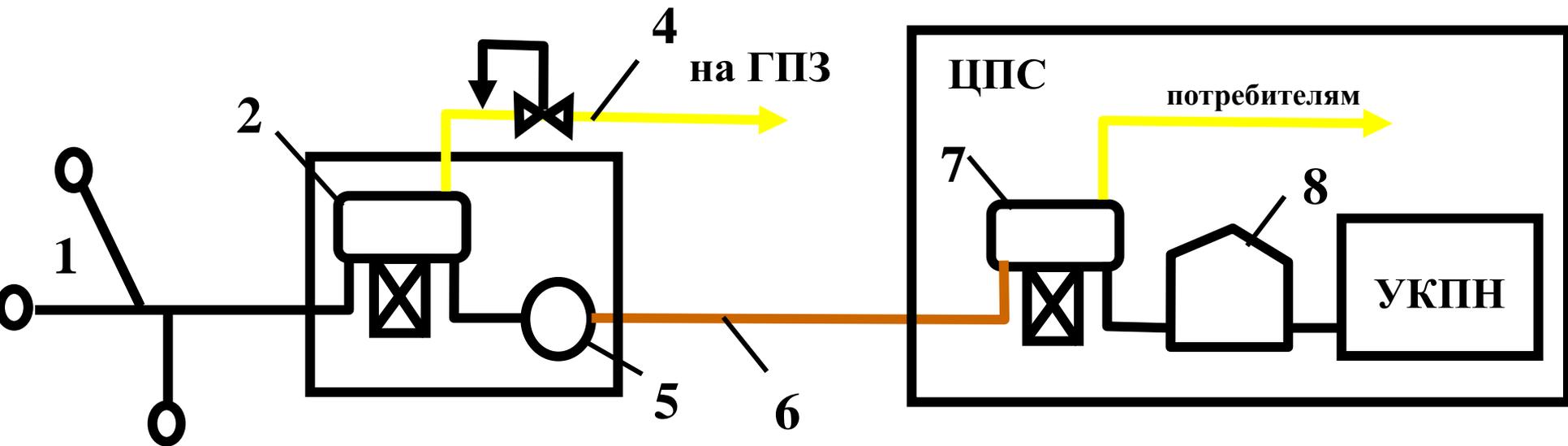
Любая система сбора нефти, газа и воды должна обеспечить :

- 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
- **раздельный** сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающихся по обводненности или свойствам
- **подогрев** продукции скважин, если необходимо

Типы систем сбора продукции нефтяных скважин

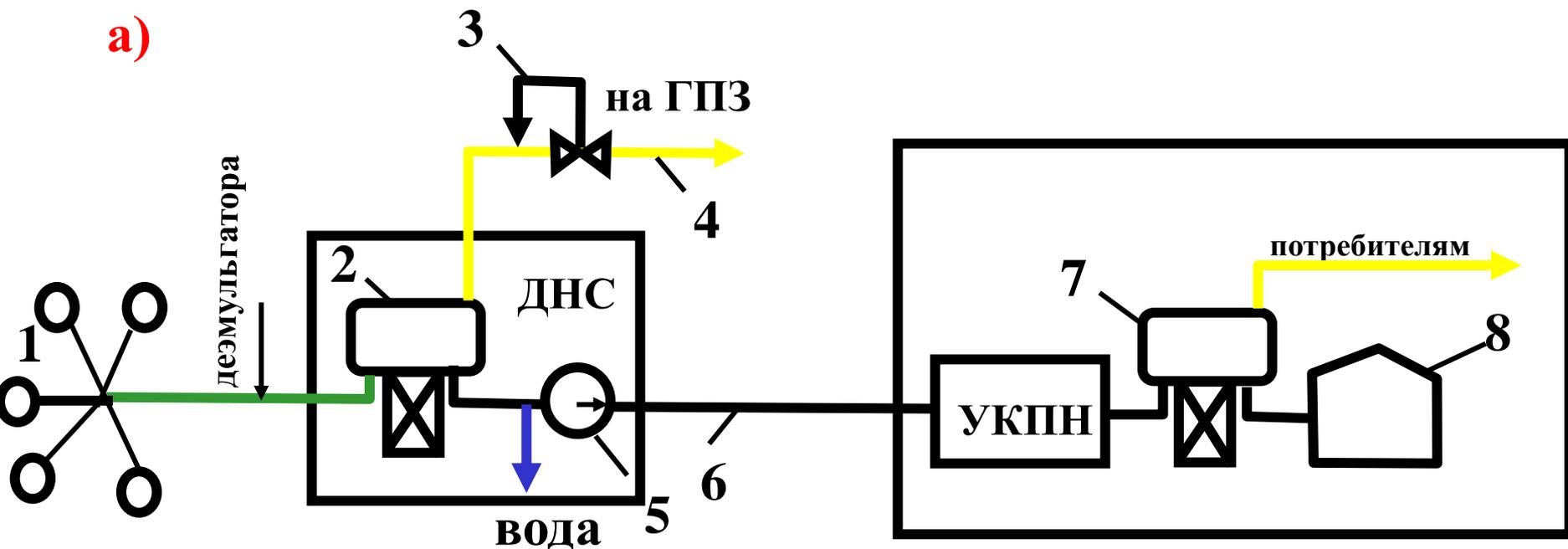
- **система индивидуального сбора**
- **групповая система сбора**

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА НАПОРНОЙ ГЕРМЕТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ СБОРА ГИПРОВОСТОКНЕФТИ



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

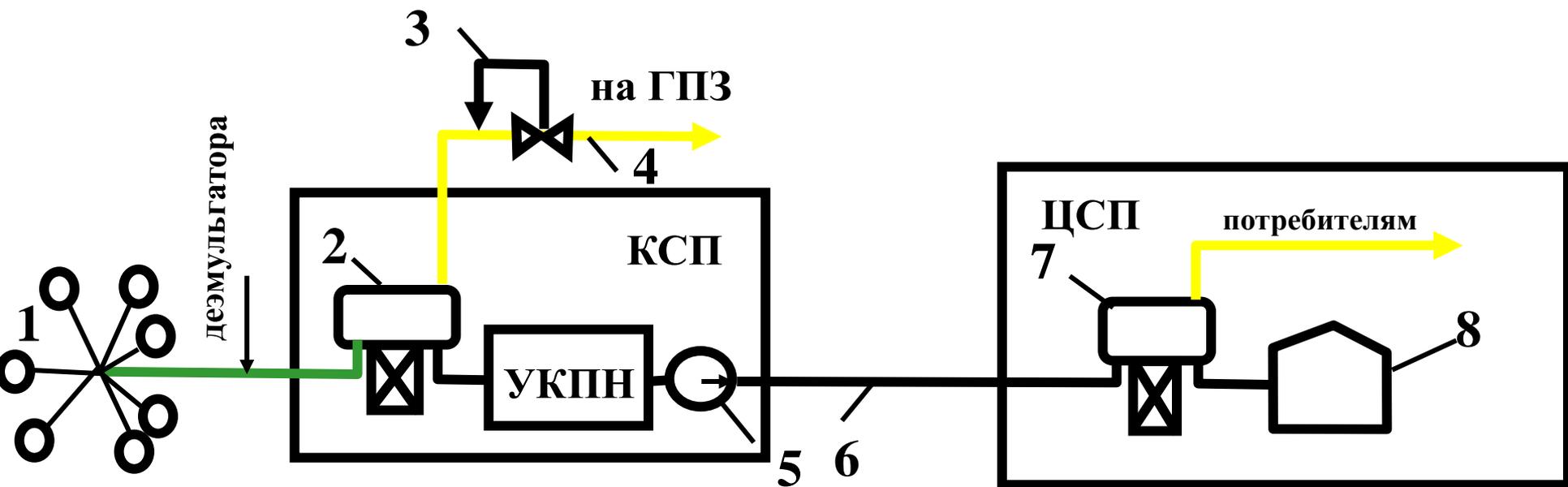
ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ СБОРА



- подготовка нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ СБОРА

б)



- подготовка нефти в газонасыщенном состоянии на КСП

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

ГОСТ Р 8.615-2005

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.

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 м³/сут и вязкость жидкости не более 80 сСт. Погрешность измерения дебита жидкости в пределах $\pm 2,5\%$. Блоки могут быть обогреваемыми.

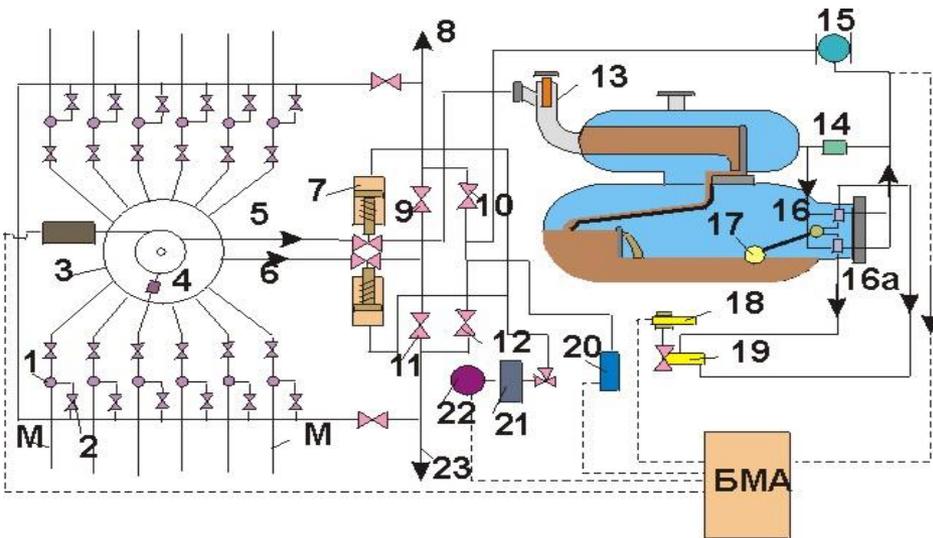


Рис. 7. Технологическая схема
"Спутника - Б - 40 - 14 - 500"

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; m-выкидные линии от скважин

Установки для измерения дебитов при групповом сборе

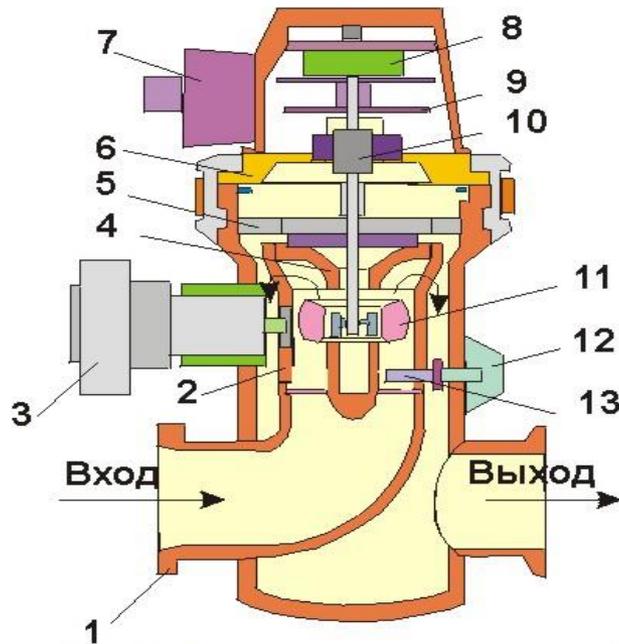


Рис.8. Расходомер жидкости TOP-1

1-сварной корпус; 2-обтекатель; 3-магнитно-индукционный датчик; 4-экраноотражатель; 5-понижающий зубчатый редуктор; 6-перегородки; 7-электро-магнитный 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 м³/ч. Паспортная погрешность измерения при расходе от 3 до 5 м³/ч— ±5%, от 5 до 30 м³/ч— ±2,5%.

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

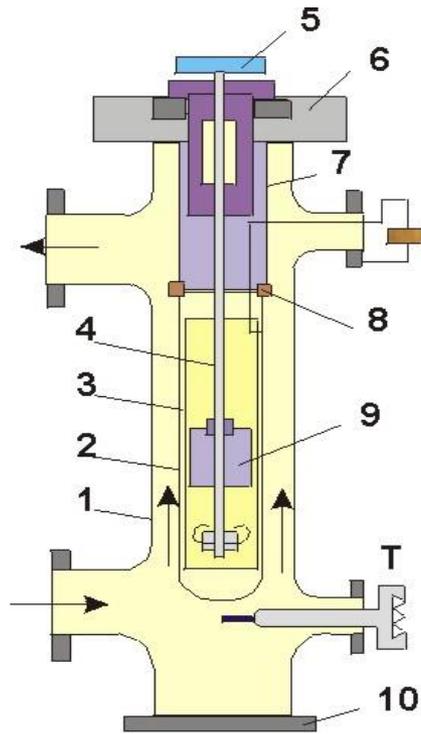


Рис.9. Ёмкостной датчик влагомера УВН - 2

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 цилиндр

Обводнённость нефти измеряется при помощи унифицированного ёмкостного 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.

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.

Кориолисово ускорение $a = 2\omega v$

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

Любой отрезок трубки длиной ΔL испытывает действие кориолисовой силы:

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

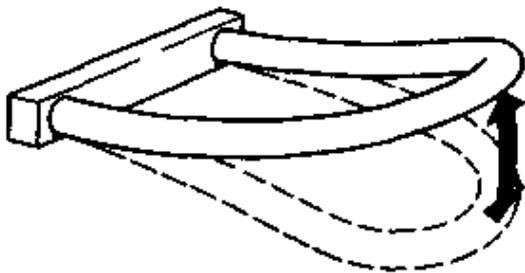
где S - площадь поперечного сечения трубки, ρ - плотность жидкости, ω - угловая скорость вращения.

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

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

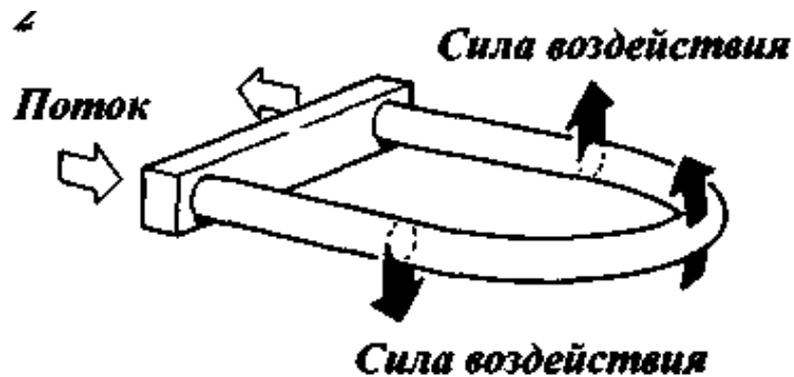
т.е. между кориолисовой силой и массовым расходом имеется прямая пропорциональность при постоянной угловой скорости.

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



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.

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**.



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).

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.

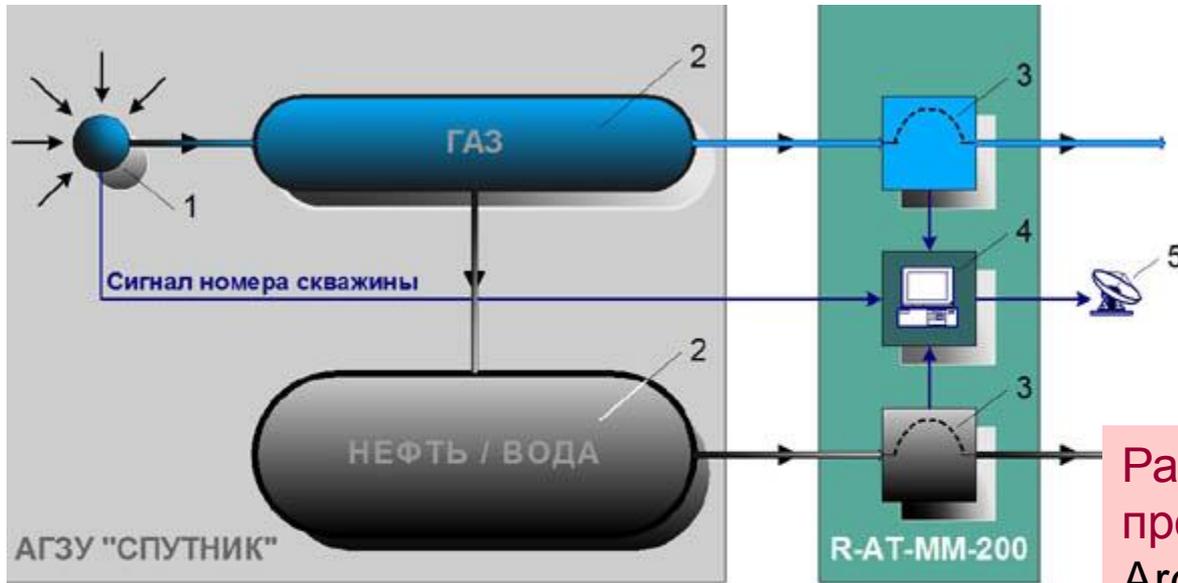
Значения среднесуточного **массового расхода нефти** в обоих случаях определяются как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и пластовой воды.

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:

$$\rho_{\text{Э}} = \frac{1}{\frac{0,01g}{\rho_{\text{В}}} + \frac{1 - 0,01g}{\rho_{\text{Н}}}}$$

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.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

КЛАССИФИКАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

По назначению:

- **выкидные линии** – от устья скважин до ГЗУ;
- **нефтегазосборные коллекторы** – от ГЗУ до ДНС;
- **нефтесборные коллекторы (напорные)** – от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС) (УПН);
- **газосборные коллекторы** – от пункта сепарации до компрессорной станции.

По величине напора:

- **высоконапорные** – выше **2,5** МПа;
- **средненапорные** – **1,6-2,5** МПа;
- **низконапорные** – до **1,6** МПа;
- **безнапорные** (самотечные).

Самотечным называется трубопровод, перемещение жидкости в котором происходит только за счет сил тяжести. Если при этом нефть и газ движутся **раздельно**, то нефтепровод называют **свободно-самотечным**, а при отсутствии газовой фазы – **напорно-самотечным**.

По типу укладки:

- **подземные**
- **наземные**
- **надземные**
- **подводные**

По гидравлической схеме:

- **простые** (не имеющие ответвлений)
- **сложные** (имеющие ответвления или переменный по длине расход, или вставку другого диаметра, или параллельный участок, а также кольцевые)

По характеру заполнения сечения:

- с полным заполнением сечения трубы жидкостью;
- с неполным заполнением сечения трубы.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТЫХ НАПОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

При проектировании трубопроводов :

- ✓ **выбор трассы** трубопроводов, исходя из расположения скважин на месторождении, их дебита и рельефа поверхности;
- ✓ **выбор рациональных длин и диаметров** трубопроводов, отвечающих минимальному расходу металла, минимуму затрат на строительство и эксплуатацию;
- ✓ **гидравлический, тепловой и механический** расчет трубопроводов.

При гидравлическом расчете трубопровода решаются три задачи:

- ✓ определение внутреннего диаметра d ;
- ✓ начального давления P_1 ;
- ✓ пропускной способности Q .

ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИКИ

Уравнение неразрывности: в любой точке трубопровода **массовый расход** является **постоянным**:

$$G = Q \cdot \rho = \omega_1 \cdot S_1 \cdot \rho_1 = \omega_2 \cdot S_2 \cdot \rho_2 = \text{const}, \quad \text{кг/с}$$

Для несжимаемой жидкости $\rho_1 = \rho_2$:

$$Q = \omega_1 \cdot S_1 = \omega_2 \cdot S_2 = \text{const}, \quad \text{м}^3/\text{с}$$

Уравнение Бернулли выражает закон сохранения механической энергии.

Для идеальной жидкости:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g}$$

P_1, P_2 - давления в сечениях 1 и 2, Па;

ρ - плотность, кг/м³;

ω_1, ω_2 , - средние линейные скорости в сечениях 1 и 2, м/с;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Z_i - определяет высоту положения различных точек линии тока над плоскостью сравнения, геометрический напор, **М**; удельная потенциальная энергия положения;

$\frac{P_i}{\rho \cdot g}$ - пьезометрический напор, **М**, или статический напор; удельная потенциальная энергия давления;

$\frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}$ - динамический или скоростной напор, **М**, или удельная кинетическая энергия.

Сумма трех напоров определяет запас полной **механической энергии потока** в соответствующем сечении, отнесенной к единице силы тяжести, и **называется полным напором H** :

$$H_i = Z_i + \frac{P_i}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}$$

Уравнение Бернулли для вязкой несжимаемой жидкости при установившемся движении в поле силы тяжести:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g} + h_{\Pi},$$

h_{Π} – потери напора на участке между выбранными сечениями вследствие преодоления путевых сопротивлений, то есть сил трения и местных сопротивлений трубопроводов:

$$h_{\Pi} = h_{\Gamma} + h_{\text{М}}$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПОРА НА ТРЕНИЕ

Потеря напора на преодоление трения h_T по длине наклонного трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле **Дарси-Вейсбаха**:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \pm \Delta Z, \quad \text{м}$$

$$\Delta P = h \cdot \rho \cdot g,$$

Потеря давления: $\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g$, Па

Если трубопровод горизонтальный – $\Delta Z = 0$.

Ламинарный режим

$$Re < Re_{кр}$$

- коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса.

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Турбулентный режим

$$Re > Re_{кр}$$

1. Зона гидравлически гладких труб:

$$Re_{кр} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta};$$

- коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса.

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} \text{ - формула Блазиуса}$$

Турбулентный режим

2. Зона смешанного трения:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} < \text{Re} \leq 500 \cdot \frac{d}{\Delta};$$

- коэффициент гидравлического сопротивления зависит от параметра Рейнольдса и относительной шероховатости.

$$\lambda = 0.11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad - \text{ формула Альтшуля}$$

Турбулентный режим

3. Зона квадратичная:

$$Re > 500 \cdot \frac{d}{\Delta};$$

- коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от относительной шероховатости.

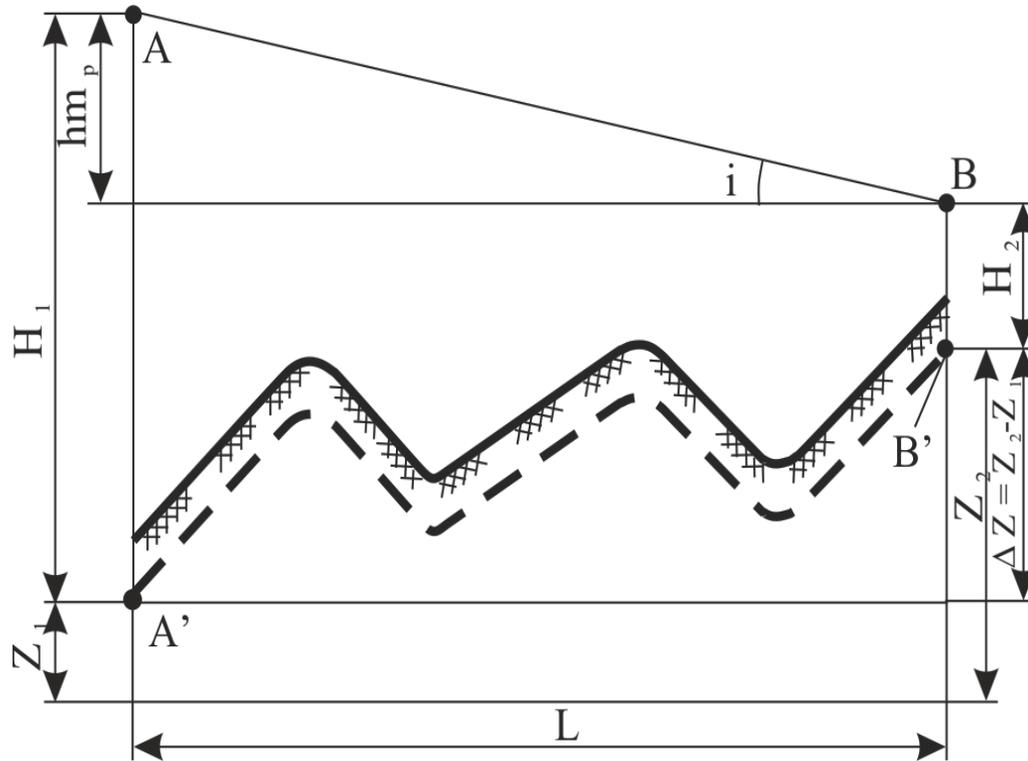
$$\lambda = 0.11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad - \text{ формула Шифринсона}$$

Формула Лейбензона Л.С.:

$$h_T = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot l,$$

β , A , m - коэффициенты, зависящие от режима течения жидкости.

Потеря напора на единицу длины трубопровода называется **гидравлическим уклоном**



Из построения следует, что гидравлический уклон является тангенсом угла наклона линии падения напора:

$$i = \frac{H_1 - (H_2 + \Delta Z)}{l},$$

следовательно,

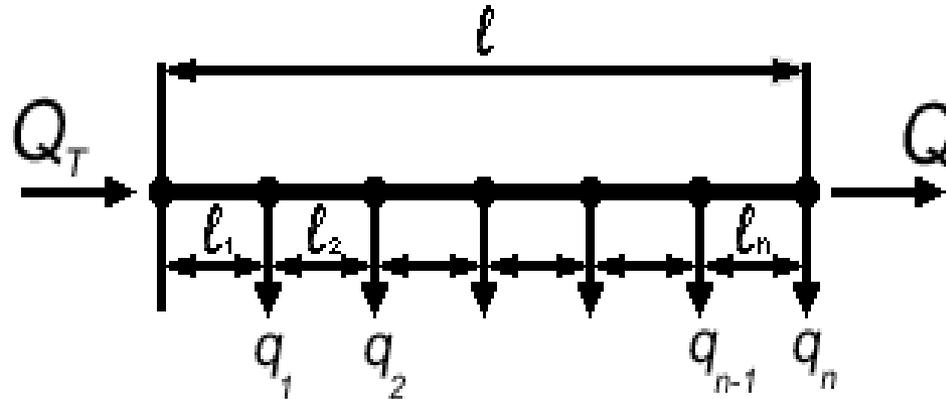
$$i = \text{const}$$

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЛОЖНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Категории сложных трубопроводов:

- **I.** Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции.
- **II.** Коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции.
- **III.** Коллектор с параллельным участком трубопровода.
- **IV.** Замкнутый (кольцевой) коллектор.

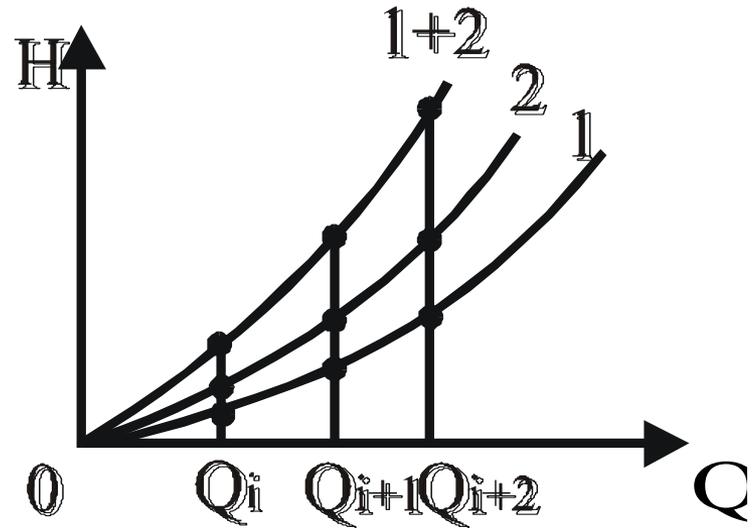
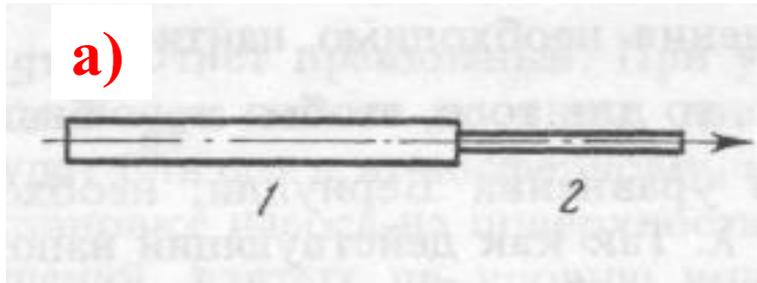
Трубопровод I категории:



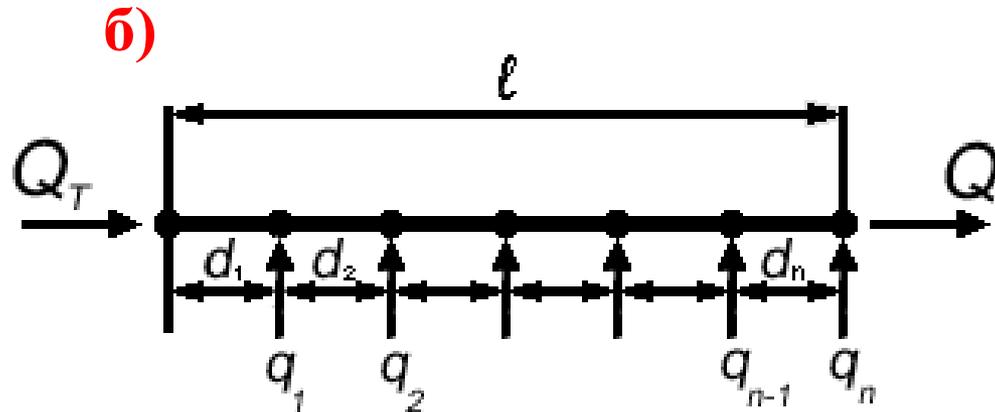
$$Q = Q_T + Q_{\Pi} = Q_T - \sum_{i=1}^n q_i,$$

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i$$

Трубопровод II категории:



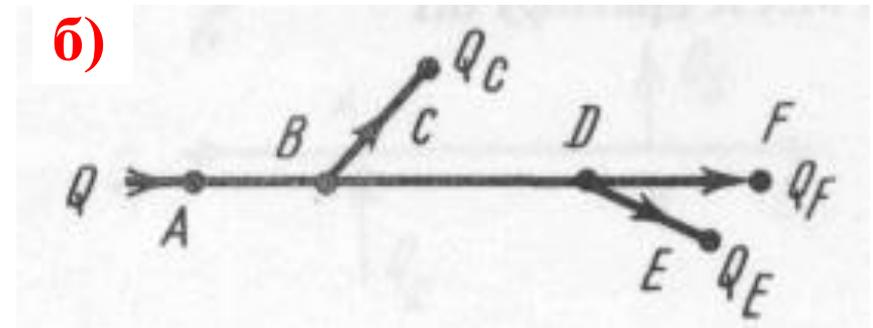
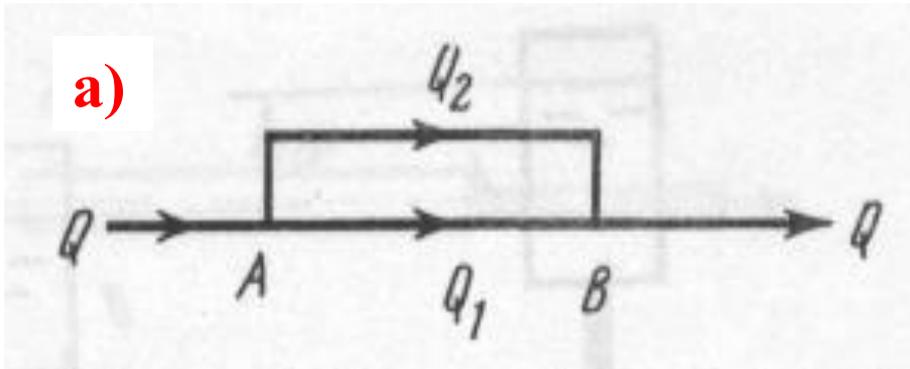
$$h_{T \text{ общ}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i$$



$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i$$

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЛОЖНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

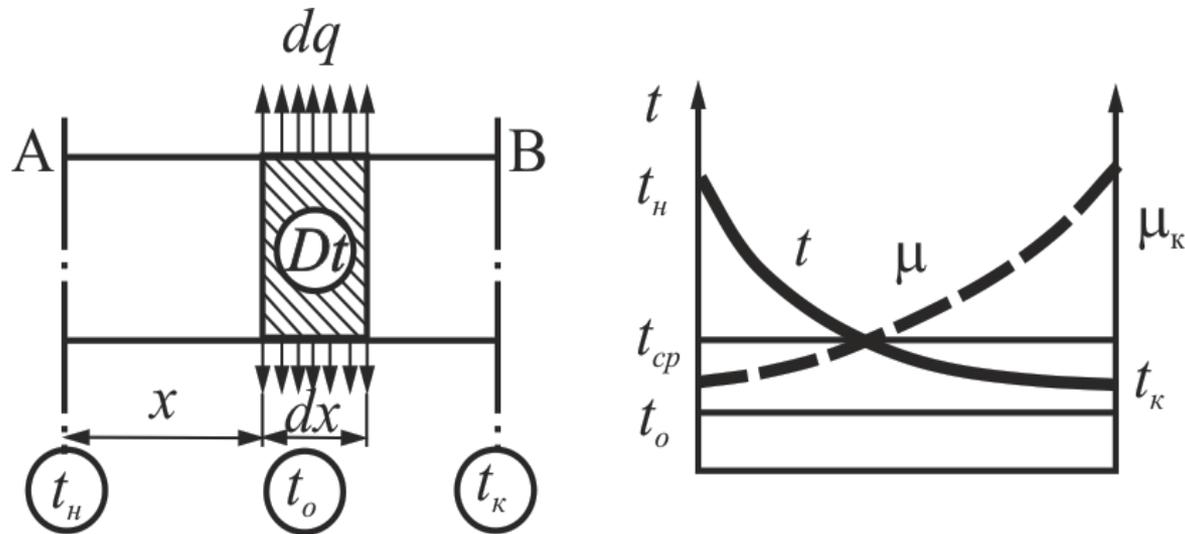
Трубопровод III категории:



$$Q_{\text{ОБЩ}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n,$$

$$h_{\text{ОБЩ}} = h_1 = h_2 = h_n = H_A - H_B,$$

Расчет трубопроводов при неизотермическом движении однофазной жидкости



При установившемся режиме потери теплоты жидкостью должны быть равны теплоте, отдаваемой ею в окружающую среду:

$$k(t - t_o) \cdot \pi \cdot d \cdot dX = -G \cdot C_p \cdot dt$$

$$t = t_o + (t_H - t_o) \cdot e^{\frac{-k \cdot \pi \cdot d \cdot x}{G \cdot C_P}}$$

Параметр **ШУХОВА** - $Шу = \frac{k \cdot \pi \cdot d \cdot l}{G \cdot C_P}$

СТРУКТУРЫ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Наличие в горизонтальном трубопроводе **относительного движения фаз** приводит к образованию **многочисленных структурных форм двухфазного потока.**

Под структурной формой двухфазного или трехфазного потока понимается взаимное расположение газовой и жидкой фаз в процессе их движения по трубопроводу.

Структурные формы зависят от:

- скорости движения смеси,
- количественного соотношения фаз,
- физических свойств фаз и
- от параметров трубопровода:
диаметра и угла наклона к горизонту

Диаграмма режимов течения газожидкостных смесей в трубах



ГАЗОПРОВОДЫ

Установившееся изотермическое движение газа в газопроводе описывается системой трех уравнений:

1. **Уравнение Бернулли**, закон сохранения энергии:

$$dP/\rho_r + v*dv/2g + dz + \lambda*dx/d * v^2/2g = 0$$

2. **Уравнение состояния:**

$$P = \rho_r * R_r * T * z$$

3. **Закон сохранения массы** (постоянство массового расхода):

$$G = \rho_r * v * s = \text{const}$$

Изотермический процесс описывается уравнением
Бойля-Мариотта:

$$P/\rho = \text{const}$$

ГАЗОПРОВОДЫ

Массовый расход газа:

$$G = \pi d^2/4 \sqrt{(P_1^2 - P_2^2)} d/\lambda z R_T T L , \text{ кг/с}$$

Температура газа по длине газопровода:

$$T = T_0 + (T_1 - T_0) \cdot e^{-\lambda y} - D_h \cdot \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\lambda y}}{a} - g \cdot \frac{\Delta z}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\lambda y}}{c_p \cdot a}$$

ОСЛОЖНЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

КОРРОЗИЯ

```
graph TD; A[КОРРОЗИЯ] --> B[ВНЕШНЯЯ]; A --> C[ВНУТРЕННЯЯ];
```

ВНЕШНЯЯ

- Атмосферная
- Газовая
- Почвенная

ВНУТРЕННЯЯ

- Газовая
- Жидкостная

Коррозия – это разрушение металлов в результате их физико-химического взаимодействия с окружающей средой.

Этот процесс происходит на поверхности раздела фаз.

Внутренняя коррозия трубопроводов

ВИДЫ КОРРОЗИИ

1. РАВНОМЕРНАЯ ИЛИ ОБЩАЯ

2. ЛОКАЛЬНАЯ:

- **ПЯТНА;**
- **ЯЗВЫ;**
- **ПИТТИНГОВАЯ**

3. МЕЖКРИСТАЛЛИТНАЯ

4. ИЗБИРАТЕЛЬНАЯ

5. КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ

Процесс коррозии металлов может протекать по двум механизмам:

- по механизму **химических реакций**
- по механизму **электрохимических реакций**

Электрохимическая коррозия возникает в результате работы множества **макро-** или **микрогальванопар** в металле, соприкасающемся с **электролитом**.

УСЛОВИЯ ПРОТЕКАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ

1. Наличие электролита – токопроводящей среды (почвенная влага, пластовая вода).
2. Наличие двух участков металла с различным потенциалом в растворе электролита.
3. Соединение этих разнородных участков между собой проводником.

ЭЛЕКТРОДНЫЕ РЕАКЦИИ

НА АНОДЕ:

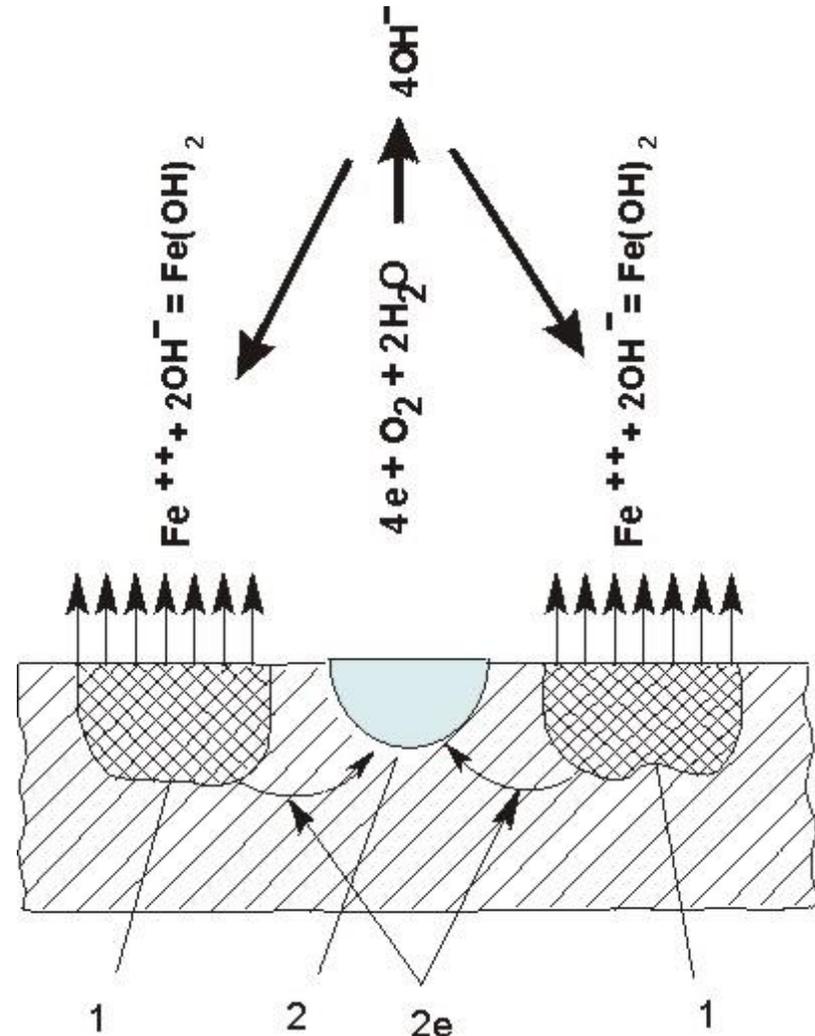


НА КАТОДЕ:

pH < 4,3



pH > 4,3



ФАКТОРЫ КОРРОЗИИ

- 1. ТЕМПЕРАТУРА И pH ВОДЫ**
- 2. СОДЕРЖАНИЕ КИСЛОРОДА В ВОДЕ**
- 3. ПАРЦИАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ CO_2**
- 4. МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ВОДЫ**
- 5. ДАВЛЕНИЕ**
- 6. СТРУКТУРНАЯ ФОРМА ПОТОКА**
- 7. БИОКОРРОЗИЯ**

СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ

1. МЕХАНИЧЕСКИЕ

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

3. ХИМИЧЕСКИЕ

КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ

Метод образцов-свидетелей

- ПОСЛЕ ЭКСПОЗИЦИИ

- ДО ЭКСПОЗИЦИИ

В промышленных условиях скорость внутритрубной коррозии определяется по образцам-свидетелям, вводимым в газонефтеводяной поток.

$$K = \frac{m_1 - m_2}{\tau \times S}, \quad \frac{г}{см^2 \times ч}$$

K – скорость коррозии;

m₁, **m₂** – масса образца стали до опыта и после него, г;

τ – продолжительность опыта, ч;

S – поверхность образца, м².

ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ

Состав парафиновых отложений

Парафины	10 - 75 %
Асфальтены	2 - 5 %
Смолы	11 - 30%
Нефть	до 60 %
Механические примеси	1 - 5 %

Механизм образования отложений

- 1. Прилипание частиц твердой фазы к поверхности**
- 2. Возникновение и рост кристаллов на поверхности раздела фаз (нефть-металл)**
- 3. Смешанный путь**

Механизм образования парафиновых отложений по ТРОНОВУ:

- Возникновение радиального температурного градиента;
- Образование градиента концентрации растворенного парафина;
- Движение растворенных молекул парафина к стенке трубы (молекулярная диффузия);
- Кристаллизация частиц парафина (на стенке трубы).

Факторы, влияющие на отложение парафинов

- 1. Снижение температуры потока нефти до температуры начала кристаллизации парафинов**
- 2. Давление и газовый фактор**
- 3. Сцепление парафиновых углеводородов с поверхностью стенок трубопровода**
- 4. Разность температур окружающей среды и потока нефти**
- 5. Скорость течения потока нефти**
- 6. Свойства поверхности**
- 7. Присутствие смолисто - асфальтеновых веществ**
- 8. Компонентный состав нефти**
- 9. Плотность, вязкость нефти**
- 10. Время**

АСФАЛЬТЕНЫ

Асфальтенами называют фракции нефти, нерастворимые в нормальных алканах, таких как n-пентан, при нормальных условиях, но растворимые в избытке ароматических соединений, таких, как бензол или толуол.

СМОЛЫ

Смолы – фракции нефти, нерастворимые в этилацетате, но растворимые в n-гептане, толуоле и бензоле при комнатной температуре.

Смолы предотвращают рост ядра асфальтенов и, в зависимости от количества смол в нефти, асфальтены могут либо выпадать в осадок либо находиться в коллоидном состоянии.

Смолы являются пептизирующим агентом для асфальтенов.

Отношение смолы/асфальтены – один из ключевых факторов стабильности нефти.

Чем выше отношение, тем более стабильна нефть с точки зрения отложения асфальтенов.

Последствия выпадения парафина в трубопроводах системы нефтесбора:

- увеличение гидравлических сопротивлений,
- снижение пропускной способности трубопровода;
- изменение реологических свойств нефти, вплоть до образования структуры в объеме нефти и потери текучести;
- стабилизация кристаллами парафина, водонефтяной эмульсии.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ

ХИМИЧЕСКИЕ

ФИЗИЧЕСКИЕ

ТЕПЛОВЫЕ

*ПРИМЕНЕНИЕ
ГЛАДКИХ
ПОКРЫТИЙ*

УДАЛЕНИЕ

ТЕПЛОВЫЕ

ХИМИЧЕСКИЕ

МЕХАНИЧЕСКИЕ

СПОСОБЫ

предотвращения отложения парафина при добыче, хранении и транспортировке нефти

- 1. Теплоизоляция трубопроводов.**
- 2. Подогрев нефти.**
- 3. Поддержание пластового давления выше давления начала разгазирования.**
- 4. Добыча нефти в устойчивом турбулентном режиме.**
- 5. Повышение растворяющей способности нефти за счет использования нефтяных растворителей.**
- 6. Эффективные внутренние покрытия.**
- 7. Электромагнитное поле или ультразвук.**
- 8. Ингибиторы парафиноотложений.**

Химические методы борьбы с отложениями парафинов



Удаление отложений

Реагенты:

- растворители
- удалители



Предотвращение отложений

Реагенты:

- смачиватели
- диспергаторы
- депрессаторы
- комплексного действия

Требования к химреагентам

- отсутствие влияния на качество нефти;**
- отсутствие влияния на процессы подготовки нефти и нефтепереработки;**
- умеренная токсичность и пожароопасность;**
- технологичность;**
- возможность производства отечественной промышленностью**

Механизм действия ингибиторов

1. Адгезионный
2. Модифицирующий
3. Моющий

Растворители

Растворитель	Растворяющая способность, % мас.
Легкая смола пиролиза	78
Газовый бензин	82
Бензольная фракция	80
Кубовый остаток производства бутанолов	46
Нефрас – П – 150/330	64
Адсорбент А – 1	52

Методы борьбы с АСПО

Удельные затраты

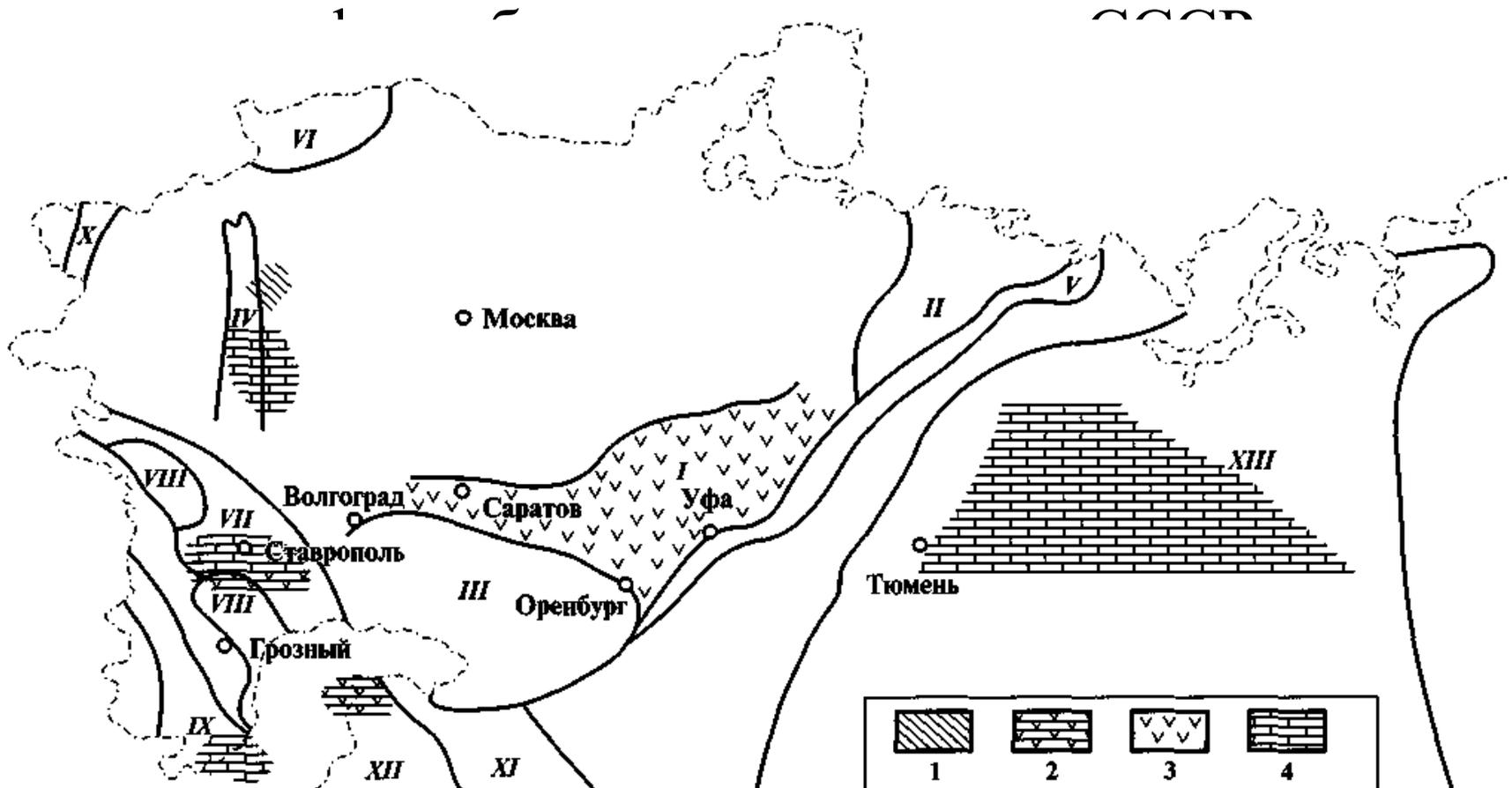
- | | |
|--------------------------|------------------|
| 1. Растворители | – 13,61 млн. руб |
| 2. Закачка горячей нефти | – 6,98 млн. руб |
| 3. Электроподогрев | – 10,96 млн. руб |
| 4. Скребки-центраторы | – 7,47 млн. руб |
| 5. Штанговращатели | – 6,35 млн. руб |

«...пока добывается нефть, ей всегда будет сопутствовать вода, а там, где вода, всегда существует угроза выпадения солей...».

В.Е. Кащавцев

ОСЛОЖНЕНИЯ ЗА СЧЕТ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ

КАРТА-СХЕМА ПРОГНОЗА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ



Преобладающие соли: **1** – хлористый кальций, **2** – сульфат бария,
3 – сульфаты кальция, **4** – карбонат кальция (кальцит)

СОСТАВ И СТРУКТУРА СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Минеральная часть Основные типы солей

- Кальцит $CaCO_3$,
- Гипс $CaSO_4 \cdot 2H_2O$,
- Ангидрит $CaSO_4$,
- Барит $BaSO_4$,
- Баритоцелестин $Ba(Sr)SO_4$,
- Галит $NaCl$.
- Сульфиды, гл.обр. FeS (на поздних стадиях разработки).

Минеральная часть

Дополнительные компоненты

- Сульфаты и карбонаты магния,
- Гидроксиды кальция и магния $Ca(OH)_2$,
- Гидроокислы и окислы железа FeO , Fe_2O_3 и др.
- Доломит $CaMg(CO_3)_2$,
- Бишофит $MgCl_2 \cdot 6H_2O$,
- Кизерит $MgSO_4 \cdot 2H_2O$,
- Гидрогалит $NaCl \cdot 2H_2O$,
- Флюорит CaF_2 ,
- Флогопит $KMg_3(Si_3Al_{10})$,
- Силикаты, глинистые минералы (монтмориллониты и др.).

Органическая часть

- Ароматические углеводороды,
- Асфальтены,
- Смолы,
- Тонкорассеянный битум,
- Тугоплавкие парафины,
- Сернистые соединения

По местоположению в структуре солеотложений выделяют:

- Адсорбированную, т.е. находящуюся в пристенных слоях;
- Кристаллически связанную органику, т.е. находящуюся в объеме солевых отложений. По количеству – доминирует.

Структура солевых отложений

- Микрористаллические осадки;
- Мелкокристаллические осадки;
- Крупнокристаллические осадки;
- Плотные слоистые с различной степенью кристаллизации с включением углеводородов.

Микроструктура и зональное строение солеотложений определяются:

- степенью насыщенности
маточного раствора;
- количественным и
- качественным составом
солеобразующей среды;
- гидродинамическими и
- термобарическими условиями.

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для их характеристики принято определять:

- ✓ общую минерализацию воды, г/л
- ✓ жесткость,
- ✓ содержание 6 главных ионов, мг/л, мг-экв/л
- ✓ рН
- ✓ плотность,
- ✓ поверхностное натяжение и др.

Общая минерализация воды:

- **выражается** суммой содержащихся в ней химических элементов и их соединений;
- **оценивается** по сухому остатку, полученному после выпаривания воды при 105 – 110 °С.

По минерализации воды разделяются:

- пресные, содержание солей менее **1** г/л
- слабосоленые, **1 – 5** г/л
- соленые, **5 – 10** г/л
- рассолы, более **50** г/л

В нефтегазодобывающей отрасли применяют классификацию природных вод по **Сулину**, подразделяющую их на 4 генетических типа:

- **Сульфатно-натриевые**
- **Гидрокарбонатно-натриевые**
- **Хлормагниевые**
- **Хлоркальциевые**

Принадлежность воды к определенному типу устанавливают по соотношению отдельных ионов, содержание которых выражено в эквивалентной форме.

Пластовые воды нефтяных месторождений Западной Сибири относятся, в основном, к двум типам:

- хлоркальциевые (жесткие)
- гидрокарбонатно-натриевые (щелочные)

Хлоркальциевые, г/л, Самотлор:

Cl⁻	SO₄²⁻	HCO₃⁻	Ca²⁺	Mg²⁺	K⁺+Na⁺
14,91	Нет	0,182	1,283	0,258	8,144

Плотность может достигать **1,2** г/см³, что является следствием высокой минерализации. **pH < 7**, среда – **кислая**. Хим.состав: Na, Cl, Ca – высокое; HCO₃, CO₃ – мало.

Гидрокарбонатно-натриевые, г/л, Малгобек:

Cl^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	K^++Na^+
6,06	0	4,20	0,055	0,053	6,98

Плотность редко превышает **1,07** г/см³, что является следствием невысокой минерализации. **pH > 7**, среда – **щелочная**. Хим.состав: Na, Cl, HCO_3 , CO_3 – основные; Ca – мало.

Выпадение любого вещества в осадок происходит в случае, если его концентрация в растворе превышает равновесную для данных условий:

$$C_i > C_{i \text{ РАВН}}$$

Такое превышение возможно в двух случаях:

1. возрастание фактической концентрации, C_i ;
2. снижение растворимости, $C_{\text{равн}}$.

ФАКТОРЫ

- СНИЖЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ;
- ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ;
- ИСПАРЕНИЕ ВОДЫ;
- ВЫДЕЛЕНИЕ ГАЗОВ;
- ИЗМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОДЫ



Реакция карбонатного равновесия

Отсюда следует, что любое воздействие, в результате которого CO_2 удаляется из системы (например, при повышении температуры, понижении давления, увеличении щелочности системы), приводит к сдвигу химического равновесия реакции вправо и выпадению осадка карбоната кальция $CaCO_3$.

ФАКТОРЫ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ СОЛЕЙ

- **Снижение давления**
- **Изменение температуры**
- **Минерализация**
- **Изменение химического состава воды**
- **Влияние углеводородов**

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ

В зависимости от характера солевых отложений, места и их состава применяют **химические** или **механические** способы удаления осадка.

Механический способ удаления солевых осадков заключается в разбурировании солевых пробок в эксплуатационных колоннах скважин и использовании скребков.

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ

Химические – для водонерастворимых солей.



Нерастворимая соль переводится в водорастворимую.

Наиболее сложным является удаление **сульфатных** солей, особенно **сульфатно-бариевых**:

- **$BaSO_4$** – бариты,
- **$Ba(Sr)SO_4$** – целестинобариты.

Трудно удалить плотные осадки **сульфатно-кальциевых** солей:

- **$CaSO_4 \cdot 2 H_2O$** – гипс,
- **$CaSO_4 \cdot 0,5 H_2O$** – бассанит,
- **$CaSO_4$** – ангидрит.

Применяемые реагенты

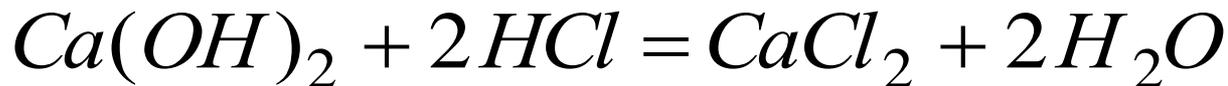
Для удаления плотных мелкокристаллических осадков сульфатных солей используются хелатные соединения: растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей.

Для удаления менее плотных сульфатно-кальциевых и карбонатных осадков используются водные растворы:

- гидроокиси натрия (каустическая сода),
- гидроокиси калия,
- углекислого натрия (техническая кальцинированная сода),
- соляной кислоты с добавкой хлористого натрия или хлористого аммония.

Для удаления углеводородо-солевых отложений совместно с щелочными и кислотными обработками используются стимуляторы растворения.

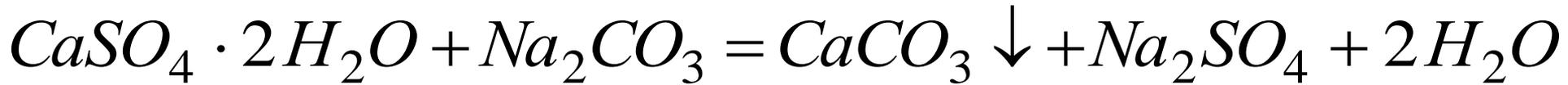
Щелочные и кислотные обработки



Полнота удаления гипсовых отложений в зависимости от концентрации раствора NaOH

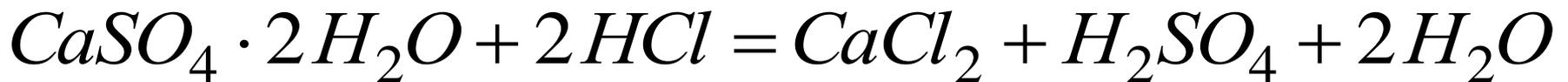


Время реакции: 1 – 30 мин, 2 – 60 мин, 3 – 90 мин



Концентрация HCl – **10 – 15** %.

Способ требует многократной солянокислотной обработки для удаления карбоната кальция с поверхности плотных осадков гипса.



Концентрация HCl – **15** % + добавка **3 – 4** %-ного раствора NH₄Cl – для ускорения реакции.

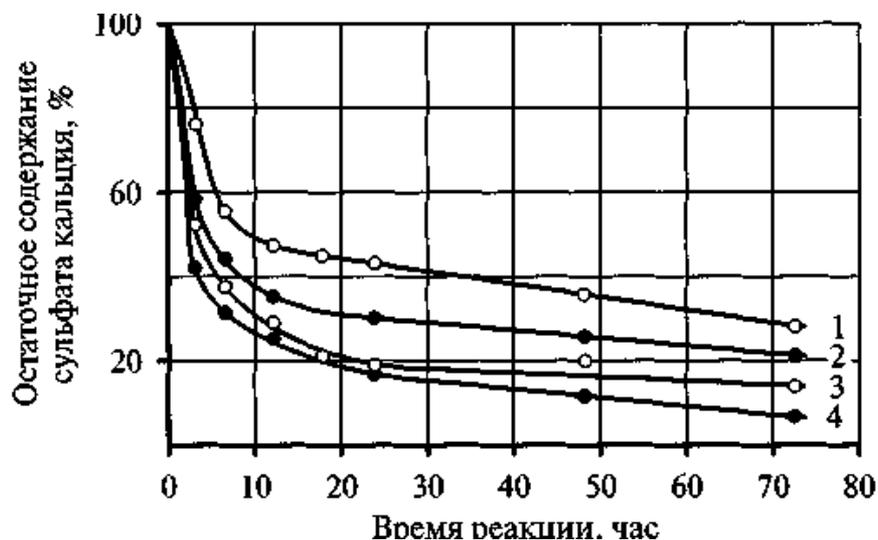
Температура – **70 – 80** °C

При наличии в составе отложений карбонатных солей концентрация HCl – **15 – 20** % .

Т.к. углеводородные соединения, входящие в состав солевых отложений, препятствуют их удалению химическими реагентами, то для повышения эффективности удаления осадков используют стимуляторы растворения гипсоуглеводородных отложений.

Стимуляторы способствуют снижению эффективной концентрации щелочи.

Растворимость гипсоуглеводородных отложений в различных растворителях



- 1 – HCl,
- 2 – 20 %-ный NaOH,
- 3 – 13 %-ная HCl+реагент,
- 4 - 20 %-ный NaOH+0,75 % T-66

МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

1. Безреагентные: физические, защитные покрытия, технологические
2. Химические: ингибиторы, подбор состава закачиваемой воды

Ингибиторы солеотложения, адсорбируясь на центрах кристаллизации, подавляют рост кристалла, изменяют его форму и размеры, препятствуют прилипанию друг к другу, ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям.

ПОДБОР ИНГИБИТОРОВ

ТРЕБОВАНИЯ

1. агрегатное состояние
2. совместимость ингибитора с пластовой водой
3. совместимость ингибитора с деэмульгатором
4. эффективность
5. термостабильность
6. коррозионная активность
7. качество подготовки нефти

Форма и размеры кристаллов хлорида натрия до магнитной обработки



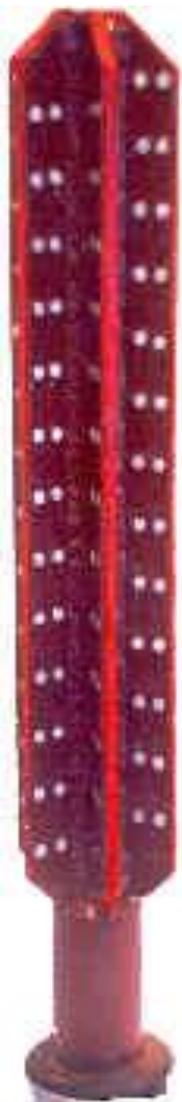
Форма и размеры кристаллов хлорида натрия после магнитной обработки



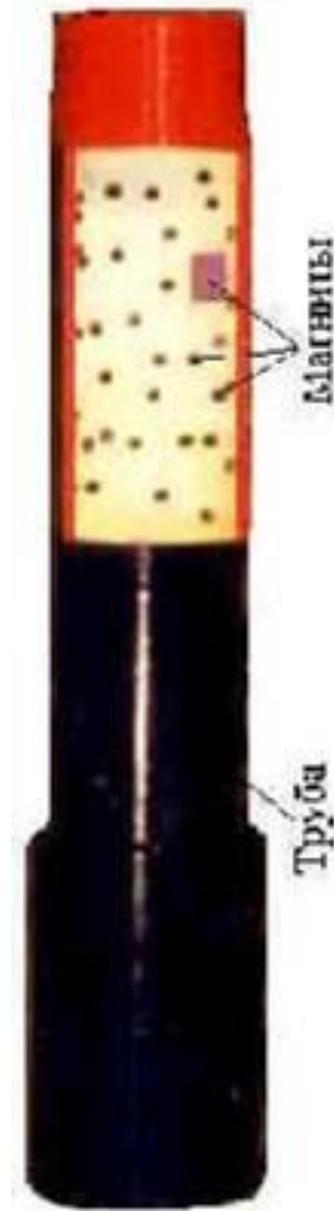
АППАРАТЫ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ

✓ Инжиниринговой компанией "Инкомп-нефть" освоено производство глубинных скважинных установок магнитной обработки жидкости типа УМЖ. Установка УМЖ-73-005 представляет собой корпус (рис.) из ферромагнитной трубы с соединительными резьбами. На одном конце трубы закреплена муфта с соединительной резьбой. На внутренней поверхности корпуса закреплены точечные постоянные магниты, залитые полимерной композицией. Установка с помощью резьб монтируется в колонну НКТ на прием ШГН или в требуемый участок колонны НКТ. При прохождении добываемой жидкости по корпусу она обрабатывается пульсирующим или знакопеременным магнитным полем.

Установки магнитной
обработки жидкости
УМЖ-122 (а) и УМЖ-73 (б)



а



б

Технологические способы предупреждения отложения солей направлены на:

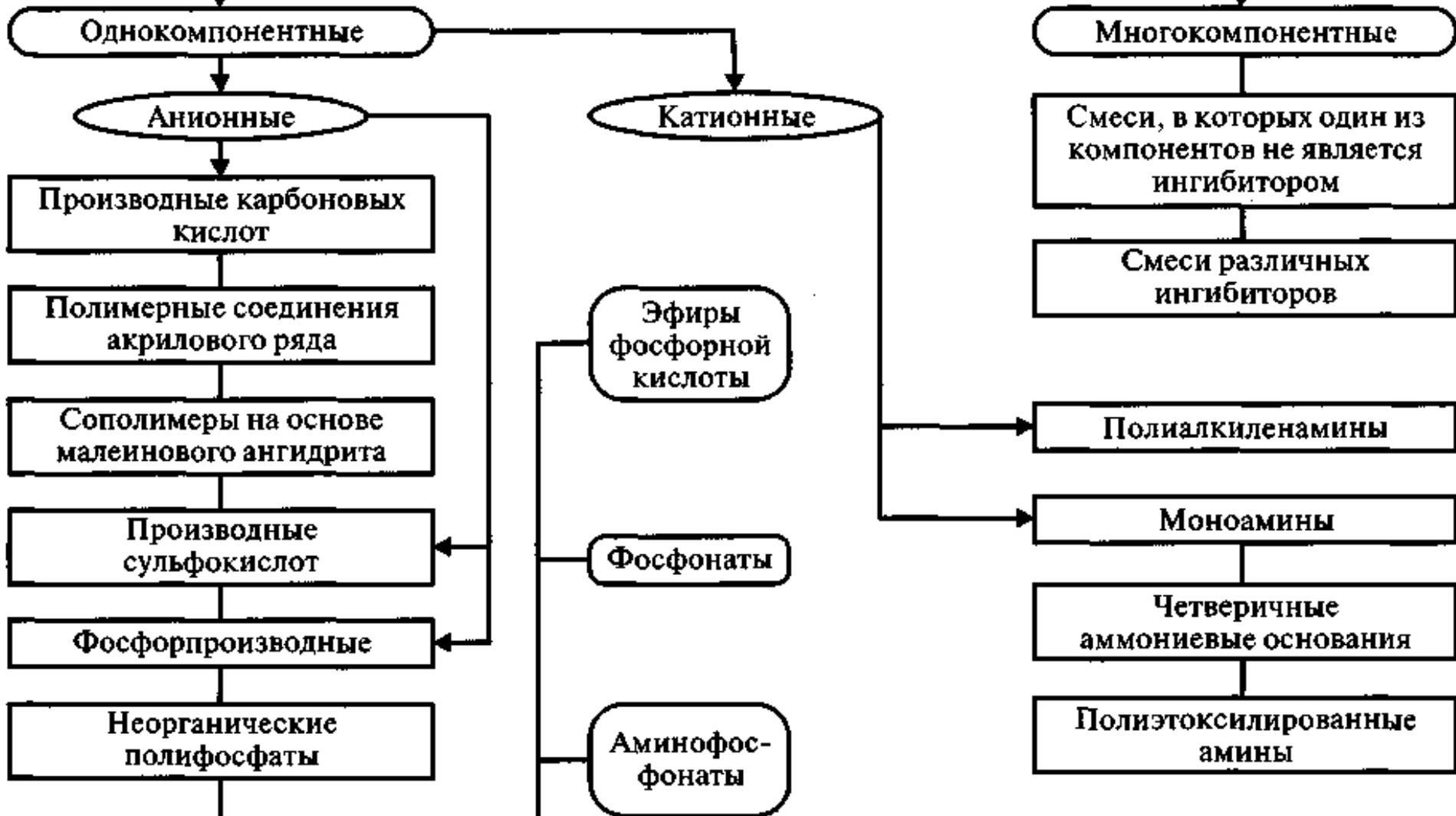
- сдвиг карбонатного равновесия влево: повышение давления, введение свободного CO_2 , использование высоконапорной системы сбора продукции скважин;
- исключение контакта пластовой воды со стенками трубопровода.



Реакция карбонатного равновесия

Классификация ингибиторов отложения неорганических солей

ИНГИБИТОРЫ ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ



ПОДГОТОВКА НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ



РАЗГАЗИРОВАНИЕ

ОБЕЗВОЖИВАНИЕ

ОБЕССОЛИВАНИЕ

СТАБИЛИЗАЦИЯ

ГОСТ Р 51858 - 2002

Требования к качеству нефтей

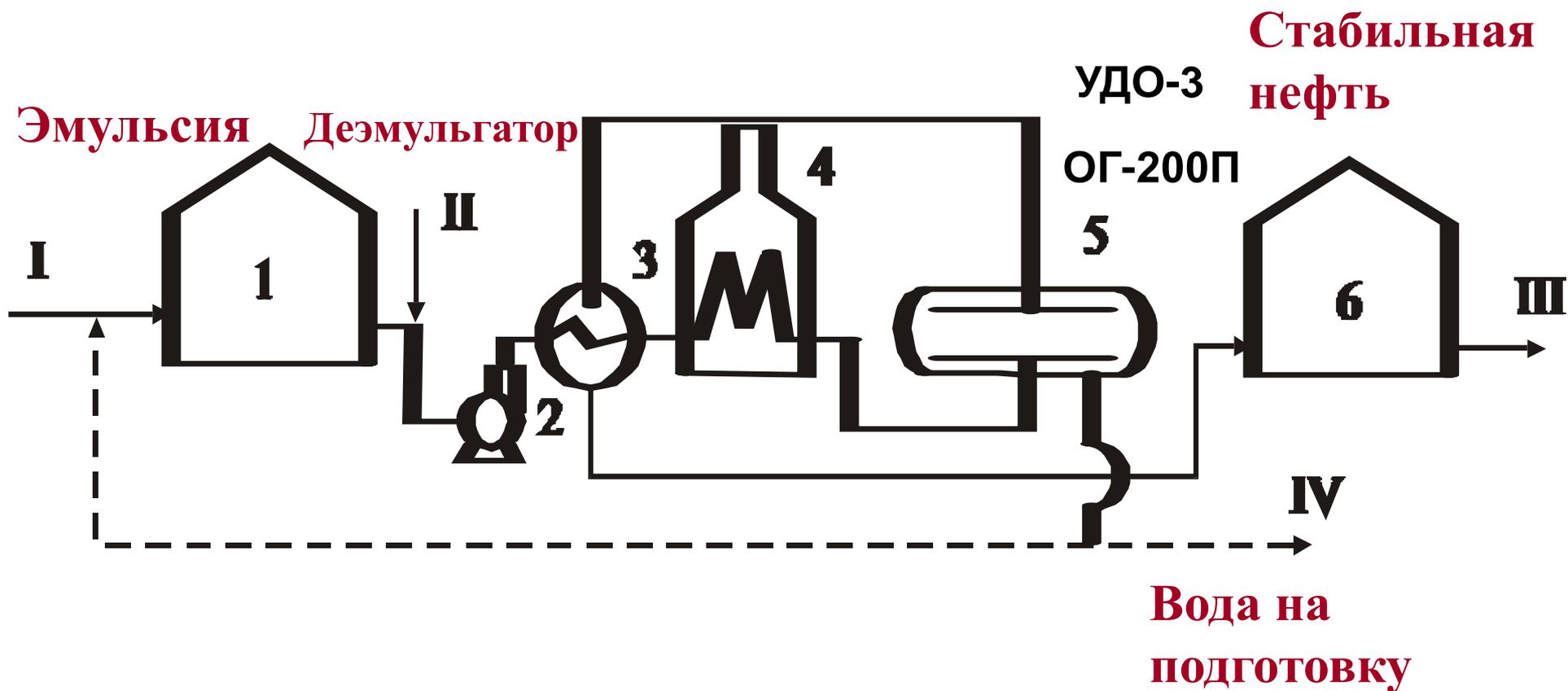
ПОКАЗАТЕЛЬ	ГРУППА НЕФТИ		
	I	II	III
Максимальное содержание воды, %	0,5	0,5	1,0
Максимальное содержание хлористых солей, мг/л	100	300	900
Максимальное содержание механических примесей, %	0,05	0,05	0,05
Максимальное давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С, кПа	66,67	66,67	66,67

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

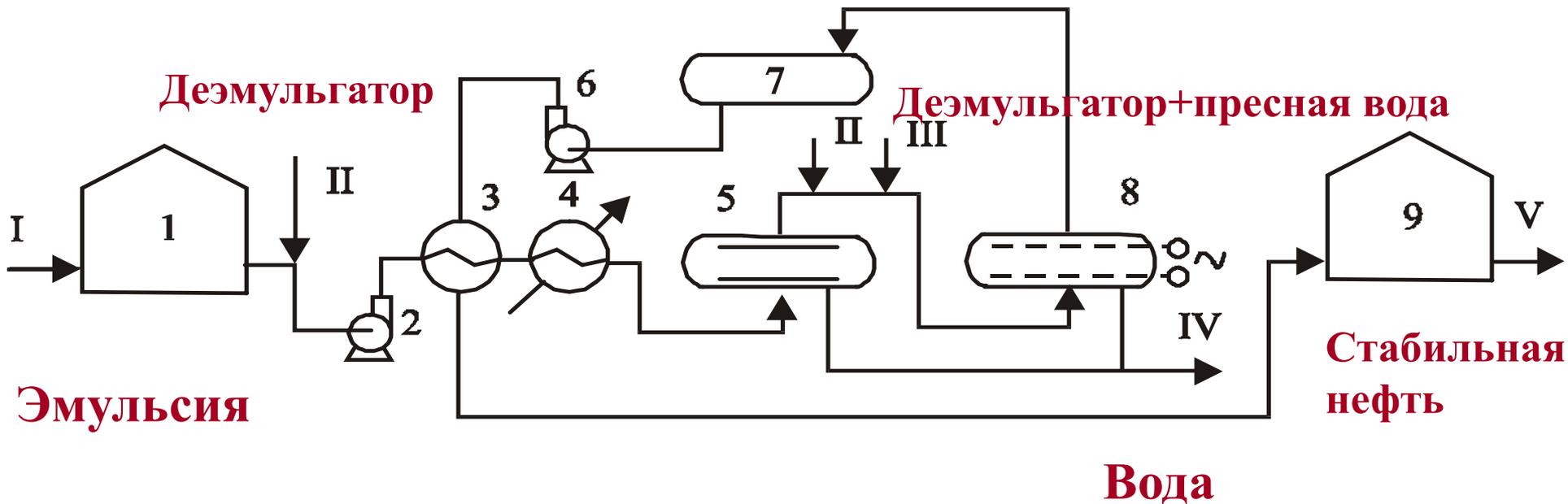
- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПРОЦЕССОВ

Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти



Технологическая схема электрообессоливающей установки



Процесс обессоливания заключается в промывке обезвоженной нефти пресной водой.

□ Процесс обессоливания нефти связан с процессом выравнивания концентрации солей в каплях пресной и пластовой воды.

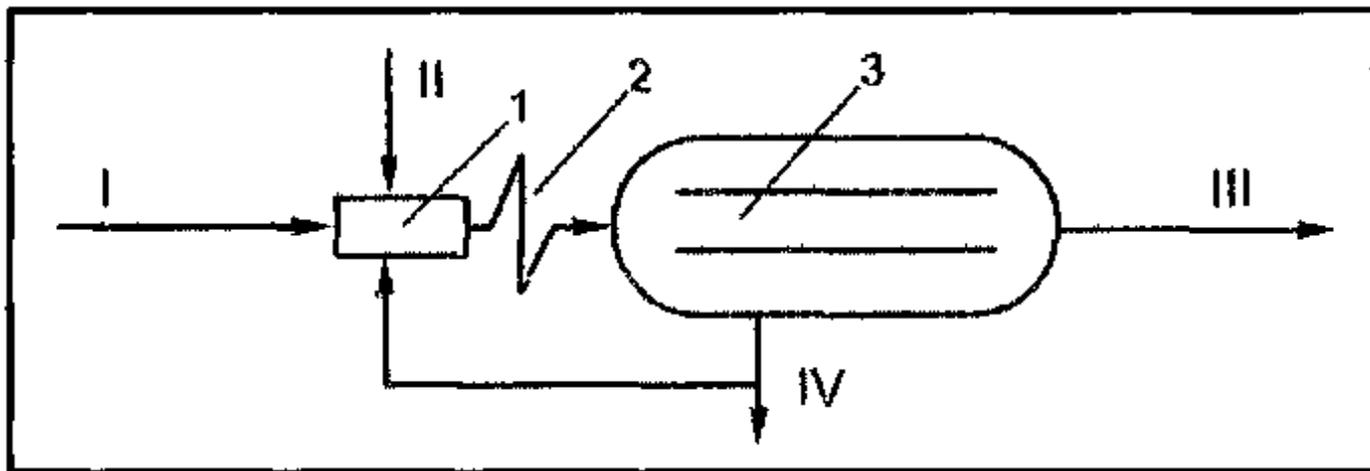
□ С другой точки зрения, для процесса обессоливания нефти необходимо, чтобы каждая мелкая капля пластовой воды в нефти слилась (коалесцировала) с крупной каплей промывочной пресной воды и осела на дно отстойной аппаратуры.

Сущность процесса обессоливания нефти заключается в снижении концентрации хлористых солей в капельной попутной пластовой воде, которая осталась в промысловой нефти после ее предварительного и глубокого обезвоживания.

Для **эффективной** коалесценции соленых и пресных капель воды необходимо:

- **диспергировать** промывную воду
- **добавить деэмульгатор**
- **повысить температуру** нефти и промывной воды
- **увеличить** вероятность встречи капель пластовой и промывной воды

Принципиальная технологическая схема ступени обессоливания сырой нефти



- 1** — смеситель, **2** — коалесцер-диспергатор,
3 — электродегидратор;
I — сырая нефть на обессоливание,
II — горячая промывная вода для обессоливания, **III** — обессоленная нефть, **IV** — дренажная вода

Исследования В.И. Логинова показали, что недостаточная продолжительность процесса коалесценции капель является причиной низкой эффективности использования промывной воды на ступенях обессоливания.

Поэтому распространение на промыслах многоступенчатых установок обессоливания объясняется недостаточным временем коалесценции капель пластовой и промывной вод после смесителя.

Таким образом, на практике для достижения необходимой степени обессоливания вместо коалесцеров-диспергаторов применяют многоступенчатые технологии обессоливания с использованием избыточного дорогостоящего промышленного оборудования.

Время, необходимое для коалесценции капель, зависит от:

- вязкости среды (нефти),
- типа применяемого реагента,
- его дозировки и условий ввода в обрабатываемое сырье,
- гидродинамических параметров потока сырья до начала процесса обезвоживания,
- обеспечения условий сегрегации капельной воды и т.д.

Сегрегация (новолат. *segregacio* — отделение) — разделение по какому-либо признаку

Следовательно, между смесителем и отстойником, должен быть технологический элемент, обеспечивающий время и гидродинамические условия коалесценции и диспергирования капель соленой и промывной вод – коалесцер-диспергатор.

Важнейшим условием технологической эффективности применения коалесцера-диспергатора является увеличение вероятности коалесценции капель за ограниченный период времени, что обеспечивается достаточной концентрацией капельной воды (дисперсной фазы) в обрабатываемом сырье.

Достаточная концентрация дисперсной фазы – это такая концентрация, при которой проявляется **эффект стеснённости** осаждения капельной воды в поле силы тяжести.

Эффект стесненности при гравитационном разделении нефти и капельной воды практически ощущим при обводненности (объемной доле воды в эмульсии) более **6%** об.

При обводненности **15%** об. и более начинают существенно проявляться эффекты, связанные с возрастанием **эффективной вязкости** эмульсии.

Поэтому величина технологически оптимальной обводненности в процессе выравнивания концентрации хлористых солей в капельной воде лежит в диапазоне от **6** до **10–12%** об.

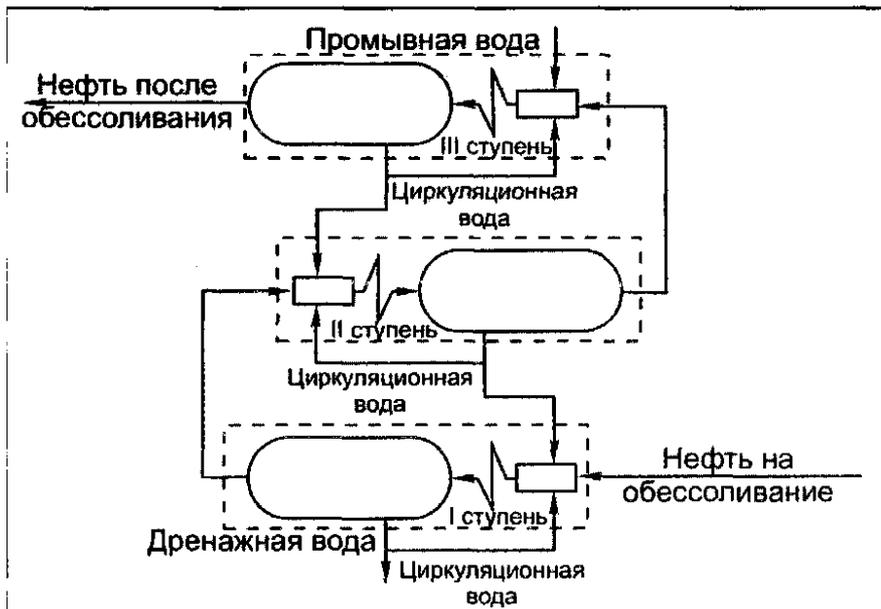
Проведенные исследования показывают, что минимальное потребное количество промывной воды, обеспечивающее допустимое содержание хлористых солей в нефти на выходе из ступени обессоливания, зависит от:

- обводненности продукции до и после процесса обессоливания;
- концентрации хлористых солей в дисперсной воде до процесса обессоливания;
- концентрации хлористых солей в промывной воде;
- числа ступеней процесса обессоливания;
- мест ввода промывной и сброса дренажной воды при многоступенчатом процессе обессоливания

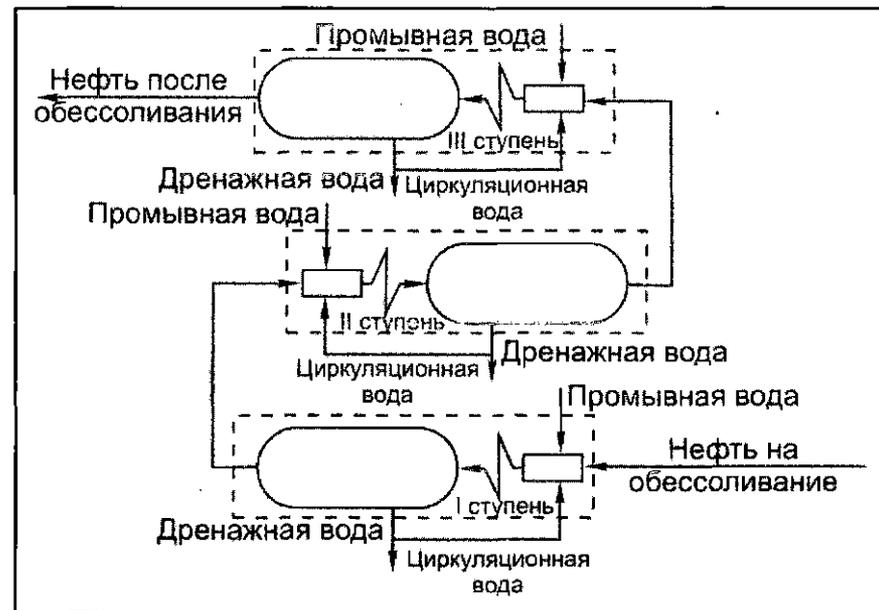
Расчеты и практика показывают, что справедливы следующие положения:

- *чем больше число ступеней в процессе обессоливания, тем меньше промывной воды необходимо для обессоливания;*
- *при технологии противоточной заливки промывной воды минимально необходимое количество ее меньше, чем при заливке промывной воды в каждую ступень отдельно.*

**Принципиальная технологическая схема
трехступенчатого процесса
обессоливания нефти при
противоточной заливке промывной
воды**



**Принципиальная технологическая схема
трехступенчатого процесса
обессоливания нефти при заливке
промывной воды на каждую ступень в
отдельности**



Таким образом, любая оптимальная технологическая схема процесса обессоливания нефти должна:

- включать ступень многократной коалесценции—диспергирования капельных соленой и промывной вод;
- предусматривать противоточное введение промывной воды на завершающей (второй, третьей) ступени обессоливания в смеситель-диспергатор;
- за счет циркуляционной воды поддерживать обводненность в коалесцере-диспергаторе не менее 6% об.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ

Сущность стабилизации нефти:

- отделение легких углеводородов (пропан, бутаны)
- отделение растворимых в нефти газов (сероводород, углекислый газ, азот)

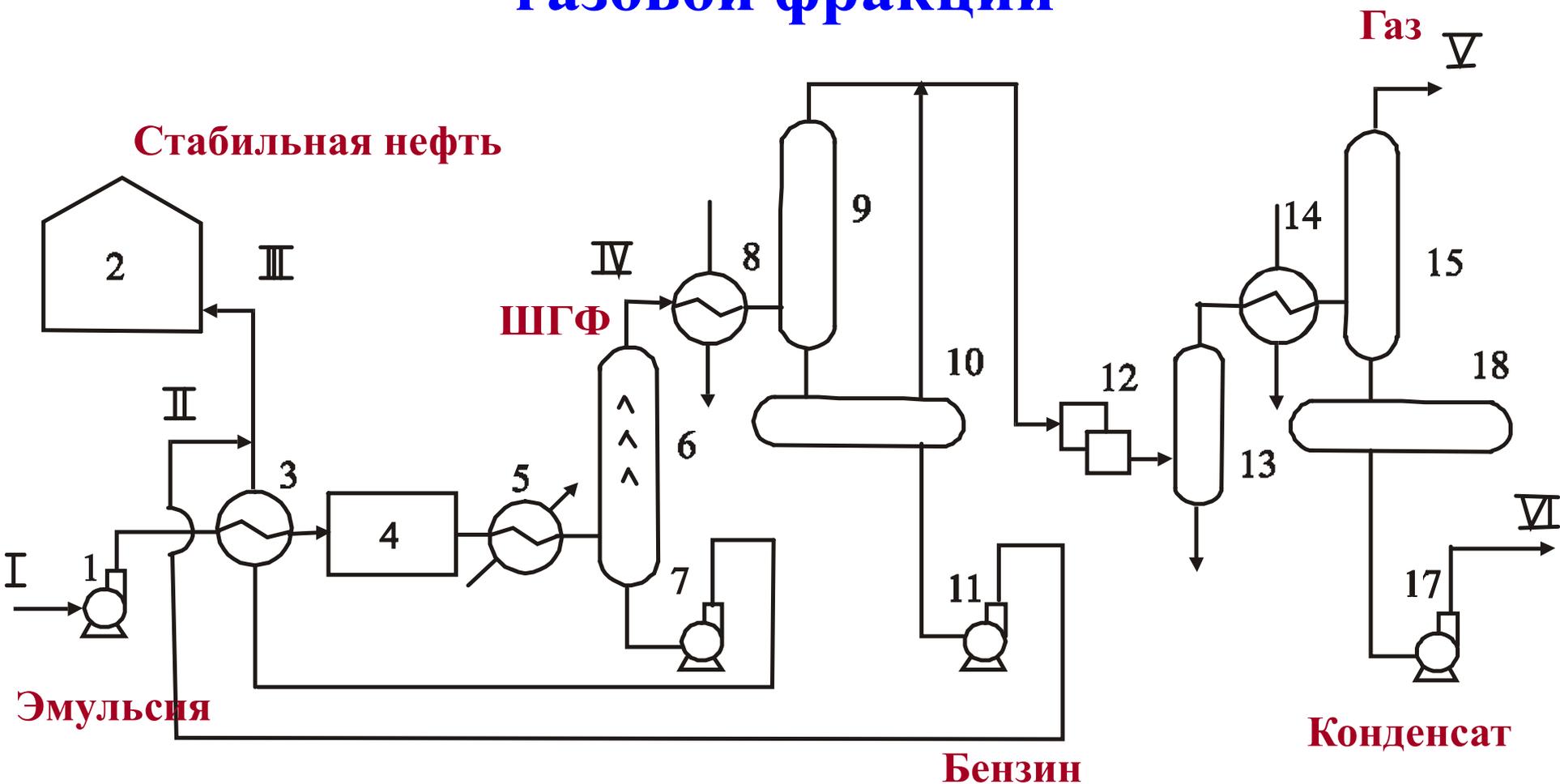
Результат:

- сокращение потерь нефти от испарения
- снижение интенсивности процесса коррозии оборудования и трубопроводов
- получение сырья для нефтехимии

Способы стабилизации нефти

- сепарация, горячая или вакуумная
- ректификация

Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и однократной конденсацией широкой газовой фракции



Технологическая схема стабилизации нефти ректификацией



ПОДГОТОВКА ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМЫ ППД

**ВОДА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ.**

ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ

ОСТ 39-225-88

1 ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМЫ КАЧЕСТВА ВОДЫ

1. **Значение рН** должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

Фильтрационная характеристика

2. При снижении коэффициента премистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

Совместимость с пластовой водой и породой

3. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти

4. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм² должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

- При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм² - не крупнее 1 мкм.

Содержание нефти и механических примесей

6. В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 1 приложения 1.

Содержание растворенного кислорода

7. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

Набухаемость пластовых глин

8. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

Коррозионная активность

9. При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.

Содержание сероводорода

10. В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды которых не содержат сероводорода или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)

11. Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

Содержание ионов трехвалентного железа

12. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Нормы качества воды для системы ППД

ВИД КОЛЛЕКТОРА	ДОПУСТИМОЕ СОДЕРЖАНИЕ, мг/л		
	нефти	мех.примесей	железа
Пористо-трещиноватый, трещиноватый	25	30	2
Слаботрещиноватый	15	10	1
Гранулярный	1	2	0,5

2 КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОТБОРА ПРОБ

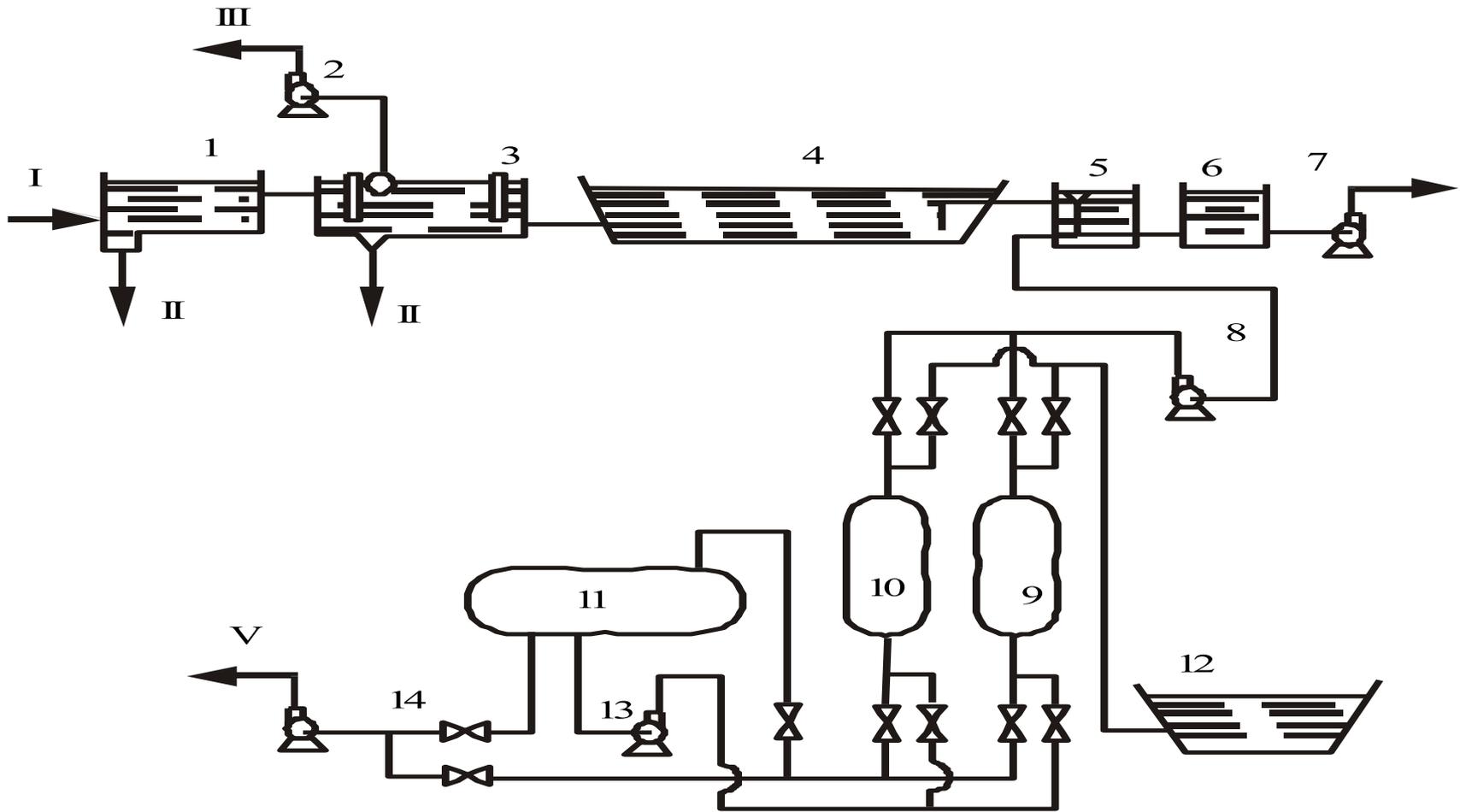
2.1 Технологические приемы очистки и подготовки воды выбирают в соответствии с приложением 2.

2.2 Контроль за качеством подготовленной для заводнения воды осуществлять: **на выходе** из водоочистой установки и **на устье** наиболее удаленной нагнетательной скважины.

2.3 Периодичность контроля качества воды устанавливается по согласованию технологической и геологической службами производственных объединений в зависимости от свойств закачиваемой воды и характеристики продуктивных коллекторов.

ПОДГОТОВКА СТОЧНЫХ ВОД

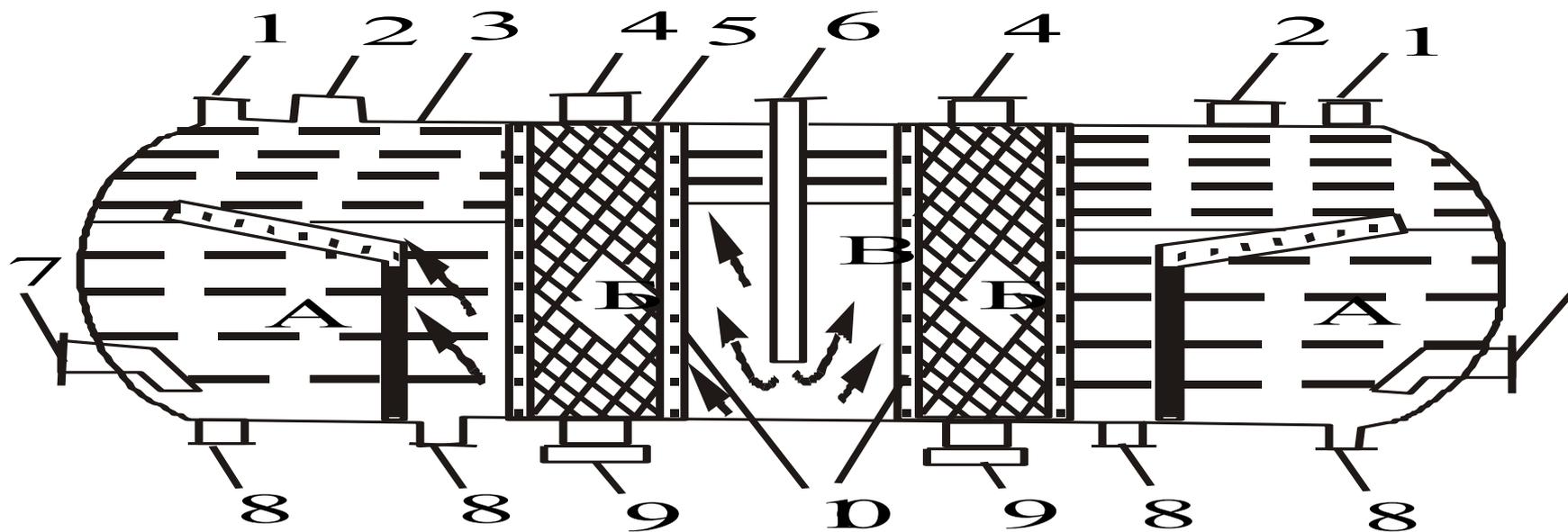
УСТАНОВКА ОТКРЫТОГО ТИПА



Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа



Коалесцирующий фильтр-отстойник типа ФЖ-2973



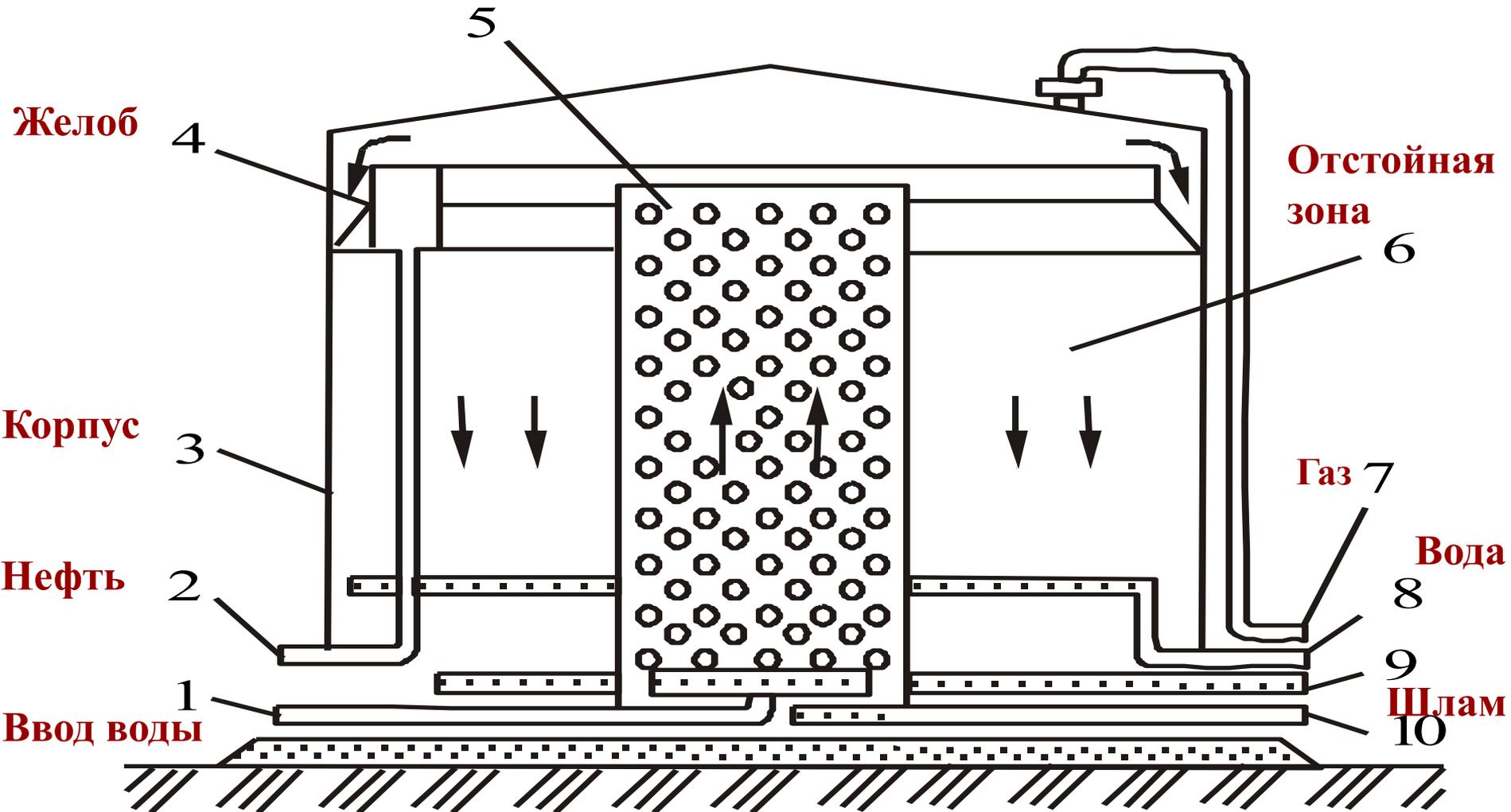
А – отстойные отсеки,

Б – фильтрационные отсеки,

В – приемный

Резервуар - флотатор

Флотационная зона



Каскадная система ППД и очистки вод для закачки в пласт

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

- Извлечение нефти, не поддающейся вытеснению традиционными средствами.
- Выработка высоко- и слабопроницаемых пластов.

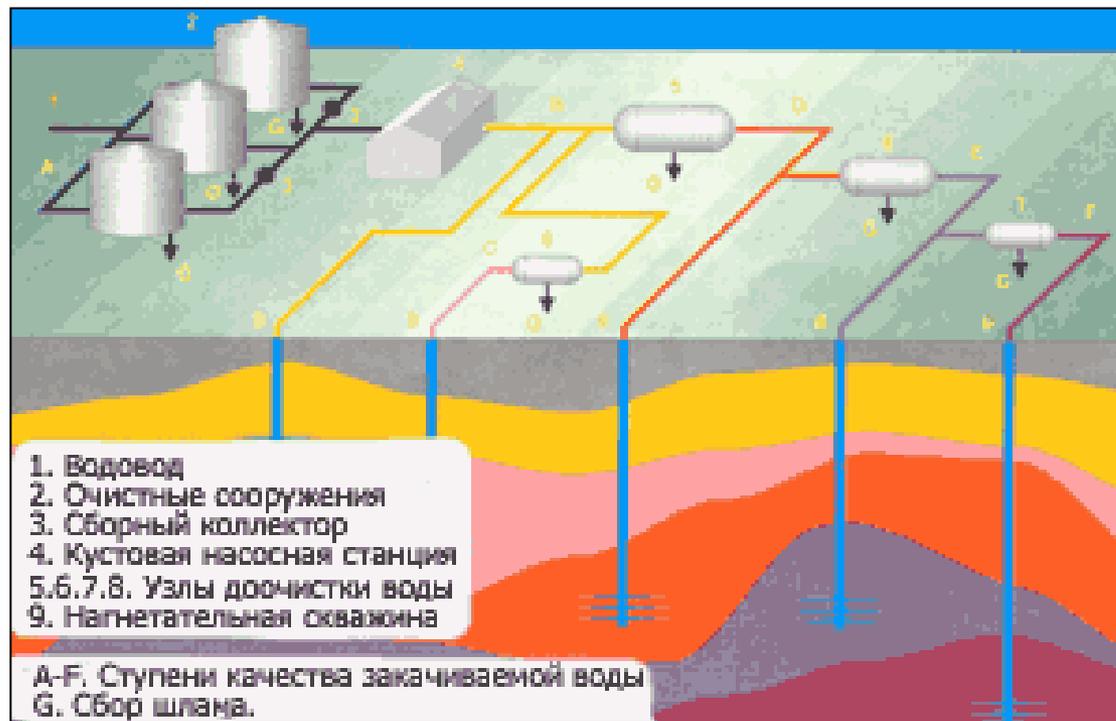
«Татнефть»:

Каскадная технология очистки воды для системы ППД

Проницаемость пласта, мкм ²	Диаметры поровых каналов, мкм ²
0,044 – 0,14 (низкая)	3,3 – 8,8
0,14 – 0,25 (средняя)	8,8 – 11,0
0,25 (высокая)	11,0 – 22,5

ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА КОЛЛЕКТОРА

Проницаемость пласта, мкм ²	Качество сточной воды	Допустимый размер частиц, мкм	ПДК в воде, мг/л	
			ТВЧ	нефти
0,044 - 0,124 (низкая)	Высшее	2,2	7	25
0,14 - 0,25 (средняя)	Среднее	2,8	15	25
0,25 и выше (высокая)	Базовое	5,6	25	25



Для закачки в пласт требуется воды:

1370 тыс.м³/год:

425 тыс.м³/год - высшего качества

355 тыс.м³/год - среднего качества

590 тыс.м³/год - базового качества

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

- Увеличение текущей добычи нефти.
- Сокращение числа и длительности ремонтных работ по восстановлению приемистости нагнетательных скважин.
- Осуществление ремонтных работ в экологически чистом варианте.
- Дифференцирование по объему и качеству закачиваемых вод.
- Сокращение затрат на очистку закачиваемых вод.
- Экономия электроэнергии, затрачиваемой на поддержание пластового давления.

**ПРОЦЕССЫ ПОДГОТОВКИ
НЕФТЯНОГО ГАЗА.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ**



Метан, этан, пропан и бутан при атмосферном давлении и температуре 20°C находятся в газообразном состоянии; более тяжелые компоненты, начиная с пентана до $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ — в жидком. Углеводороды $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$ и более тяжелые при стандартных условиях являются твердыми веществами.

Наиболее тяжелая часть нефтяных газов (пентаны и более тяжелые углеводороды $\text{C}_{5+\text{В}}$) входит в состав бензина.

Содержание этой фракции в нефтяных газах достигает более **10** % об. и зависит не только от химической природы нефти, но и от температурных условий в залежи: чем выше температура, при которой происходит извлечение нефти из залежи, тем более насыщен нефтяной газ парами тяжелых углеводородов. (ДНП)

Содержание отдельных компонентов в нефтяном газе зависит от состава нефти:

- **легкие метановые нефти** сопровождаются газами, содержащими от **20 до 80 %** гомологов метана;
- **тяжелые нефти** сопровождаются газом преимущественно **метанового** состава.

Нефтяной газ является важным источником углеводородного сырья. До недавнего времени попутный газ в основном сжигался в факелах на промыслах и лишь частично использовался на местные нужды. Так, в **1991** г. при общеотраслевых ресурсах нефтяного газа в **45,1** млрд м³ было добыто **35** млрд м³ и более **10** млрд м³ сожжено в факелах и только **7,4** млрд м³ газа поставлено на переработку и компремирование.

В настоящее время нефтяной газ **1 – ой** ступени сепарации используется для выработки электроэнергии на промыслах, используется как топливо в технологических целях (печи подогрева нефти) или сдается на переработку на ГПЗ.



Газ **2 – ой** ступени сепарации, наиболее богатый тяжелыми углеводородами и поэтому являющийся ценным химическим сырьем, продолжает сжигаться на факелах.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

- Технологический подкомплекс сбора и транспорта нефти, газа и воды;
- Технологический подкомплекс разделения продукции скважин;
- Технологический подкомплекс подготовки нефти;
- Технологический подкомплекс приема и учета товарной нефти;
- **Технологический подкомплекс подготовки нефтяного газа;**
- Технологический подкомплекс очистки и подготовки сточных вод.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДКОМПЛЕКС ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА обеспечивает:

- **компримирование газа** низкого давления до давления газа первой ступени сепарации
- **отбензинивание** газа полное или частичное
- **очистку** от агрессивных компонентов
- **осушку**
- **замер и учет** количества газа

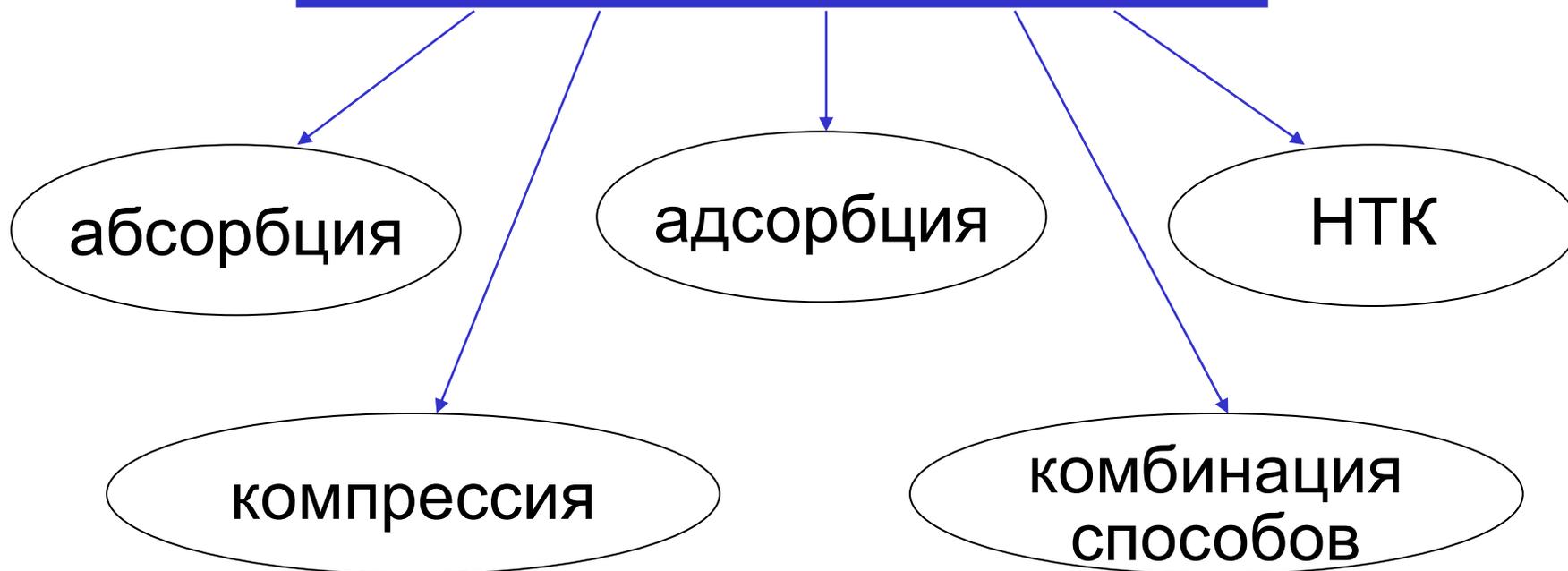
ОТБЕНЗИНИВАНИЕ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Углеводороды C_{3+V} , входящие в состав нефтяного газа, при определенных давлениях и температурах переходят из газообразного состояния в жидкое.

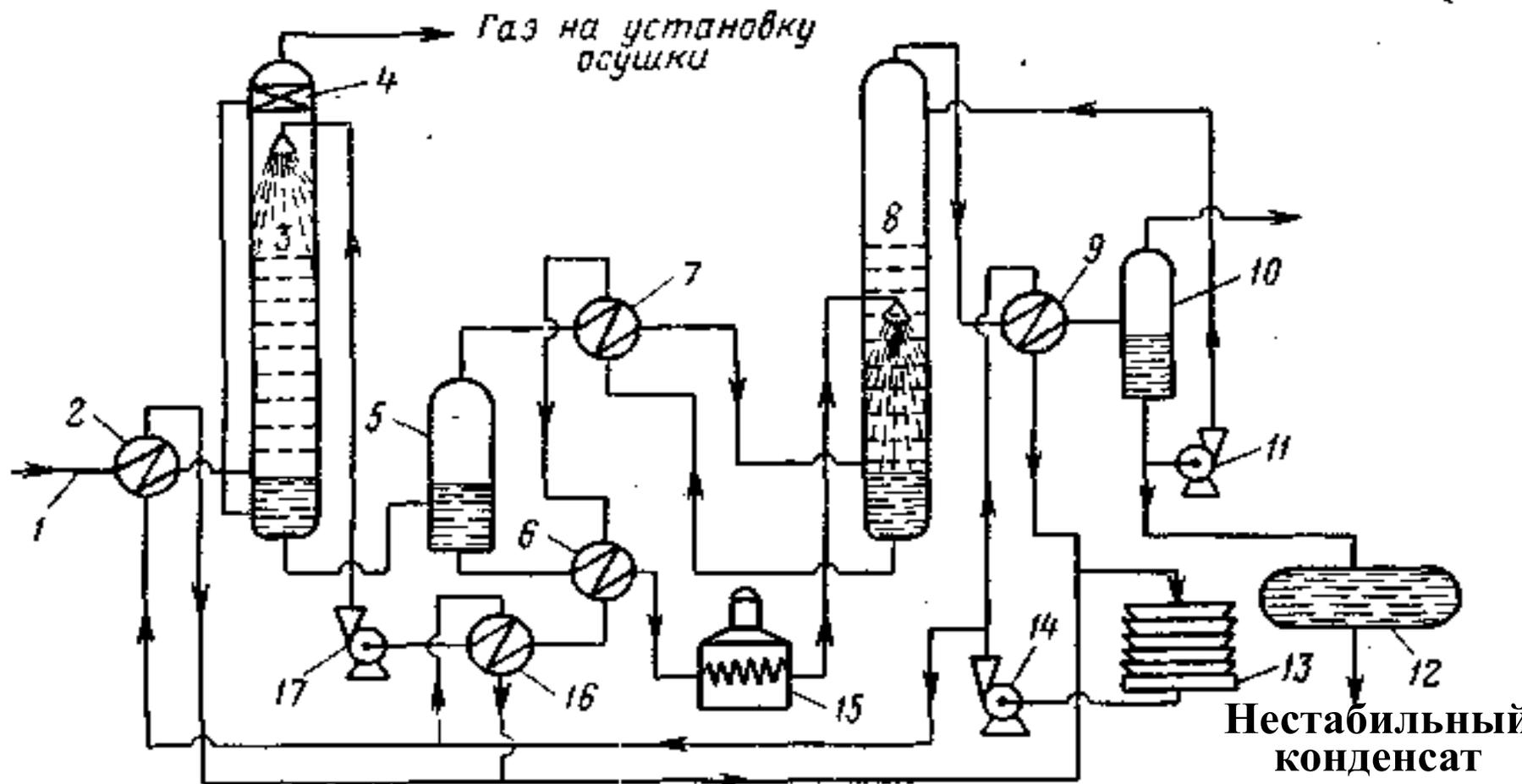
Максимальная температура, при которой начинается переход углеводородов из газообразного состояния в жидкое, называется температурой точки росы газа данного состава по углеводородам при данном давлении.

Процесс извлечения из газа конденсирующихся углеводородов принято называть ***отбензиниванием***

СПОСОБЫ ОТБЕНЗИНИВАНИЯ



Малогабаритная маслоабсорбционная установка

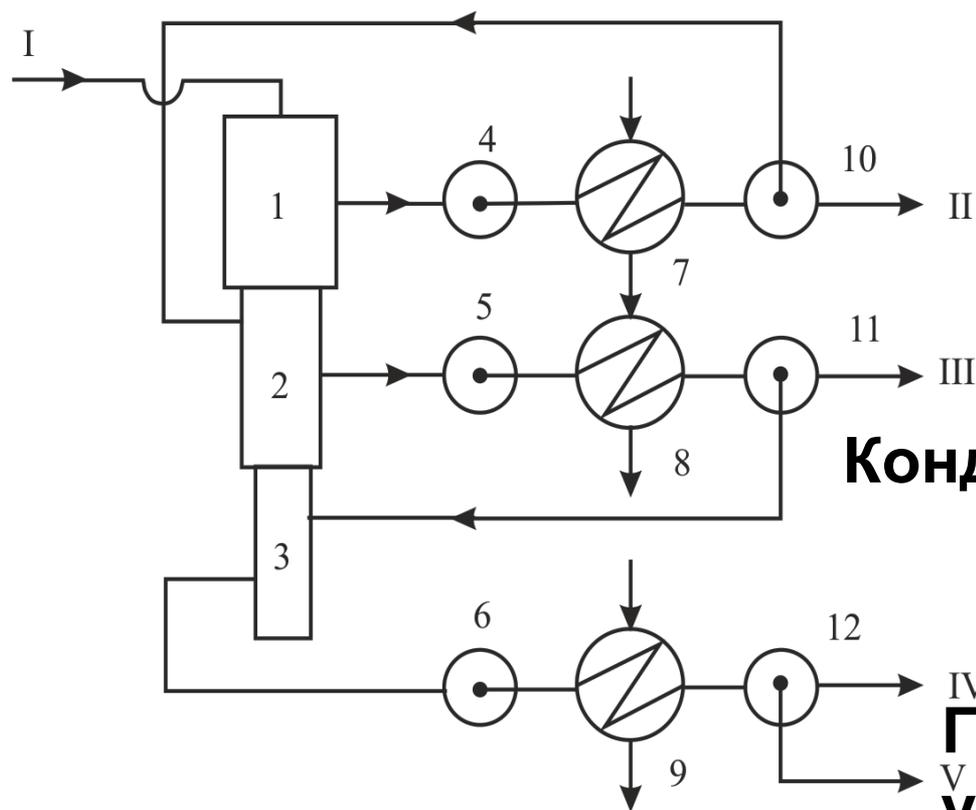


1 — газовый коллектор; 2 — холодильник; 3 — абсорбер; 4 — жалюзийный каплеуловитель; 5 — выветриватель (деэтанализатор); 6, 7 — теплообменники; 8 — десорбер; 9, 16 — холодильники; 10 — сепаратор; 11, 14, 17 — насосы; 12 — емкость для нестабильного конденсата; 13 — градирня; 15 — печь

Схема извлечения жидких углеводородов из нефтяного газа

с помощью поршневых компрессоров

Нефтяной
газ I

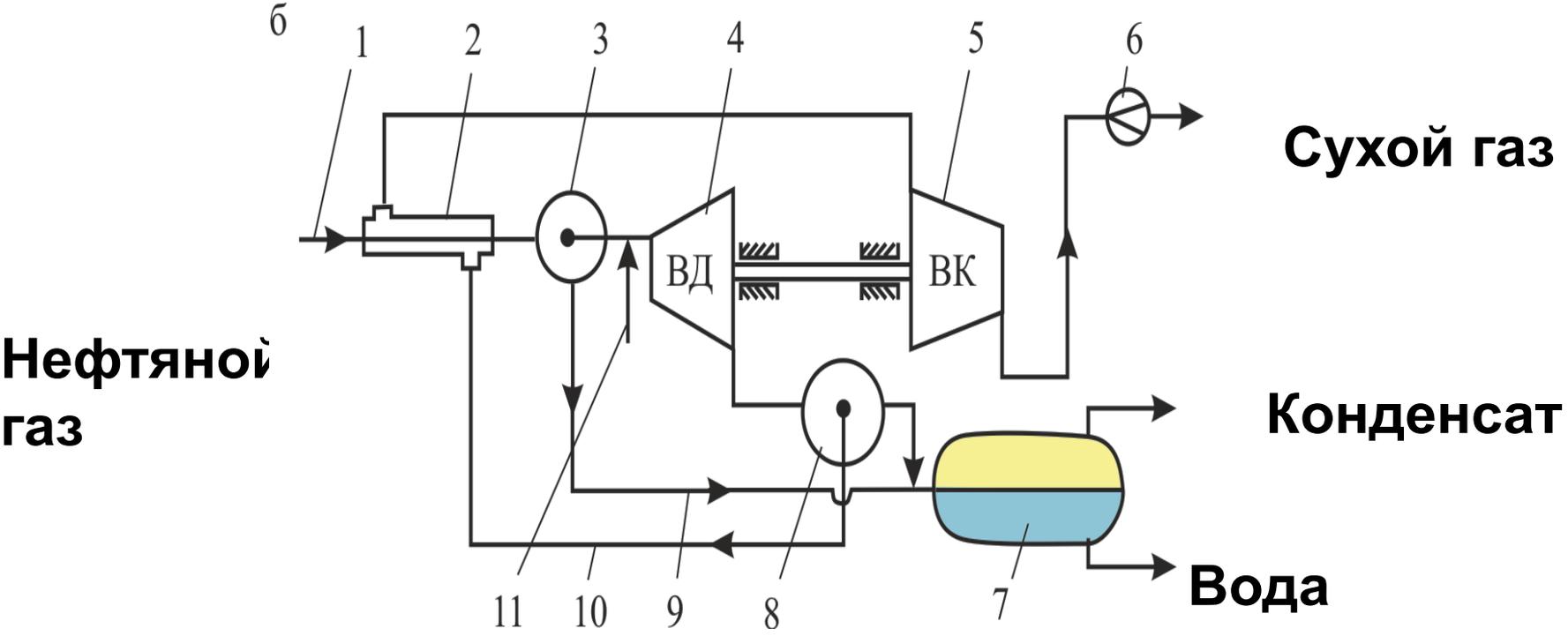


*1,2,3— ступени компрессора;
4, 5, 6 — маслоотделители;
7, 8, 9 — холодильники;
10, 11, 12 — сепараторы
высокого давления.*

Конденсат

**IV
Газ на маслоабсорбционную
установку**

Схема извлечения жидких углеводородов из нефтяного газа с помощью винтового детандера



ТИПОВЫЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА [Бараз]

Предельные значения основных технологических параметров установок подготовки газа на базе унифицированного оборудования:

Температура газа, поступающего на установку, не более, **40** °С

Давление газа, поступающего на установку, не более, **0,8** МПа

Давление газа после компрессора, не более, **0,8** МПа

Температура охлаждения газа, не менее:

- после испарителей для **газа первой ступени** сепарации **-5** °С
- после испарителей для **газа концевых ступеней** сепарации **-10** °С

Схема подготовки нефтяного газа первой ступени сепарации. Тип 1 (осушка газа гликолем)

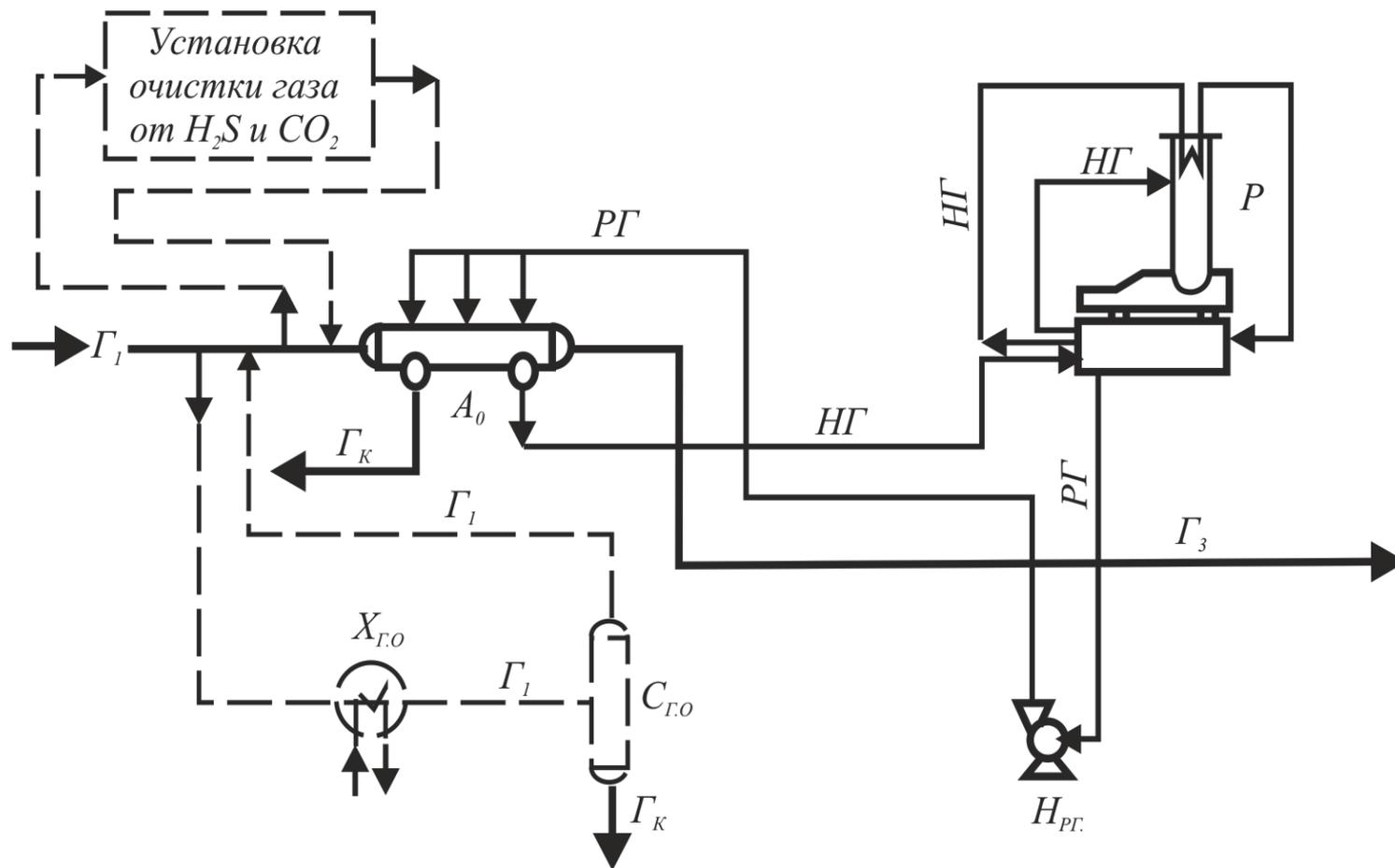


Схема подготовки нефтяного газа первой ступени сепарации. Тип 2 (низкотемпературная конденсация газа с впрыскиванием гликоля)

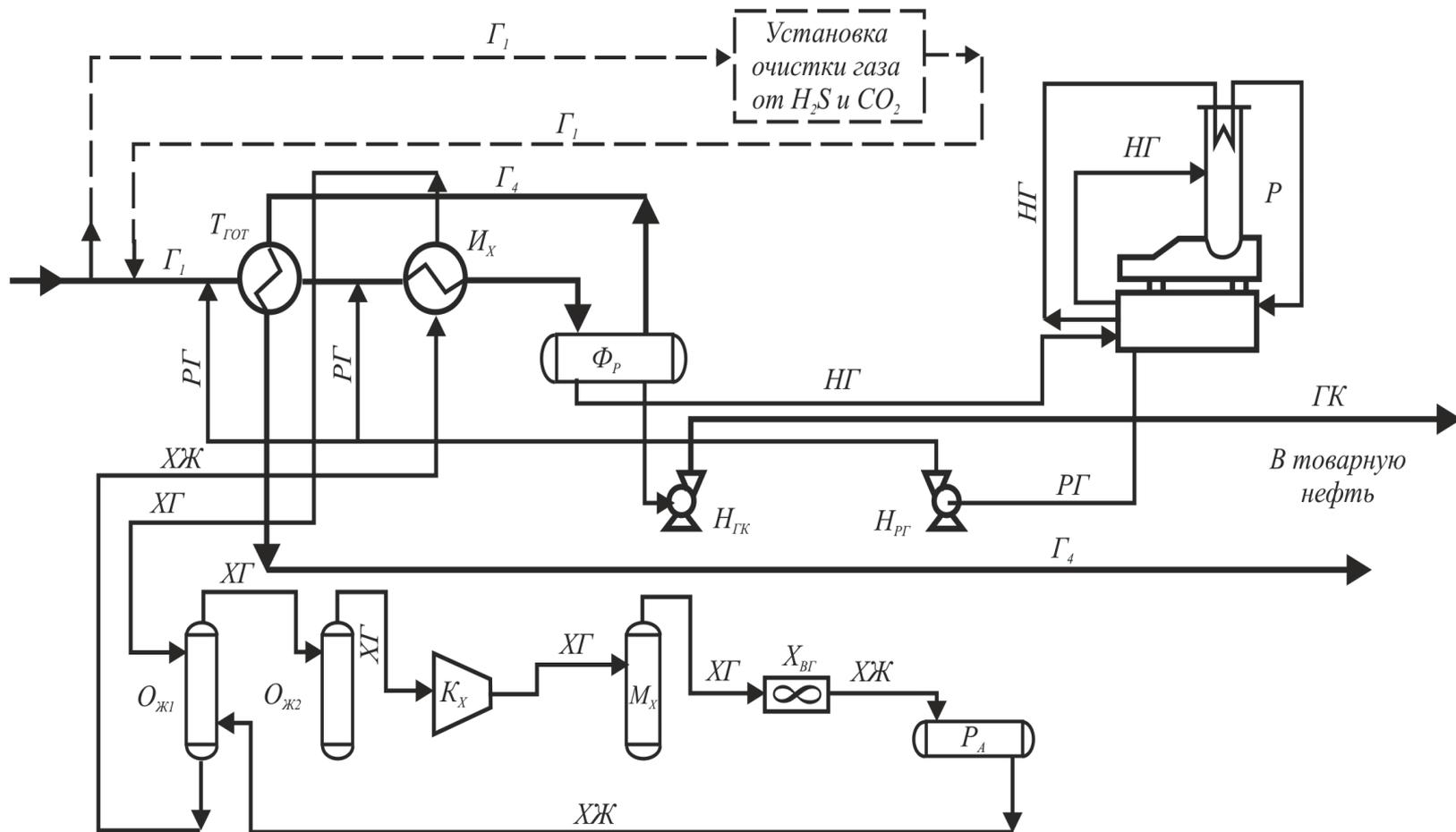


Схема подготовки нефтяного газа концевых ступеней сепарации. Тип 3 (компримирование газа, охлаждение и отделение газового конденсата)

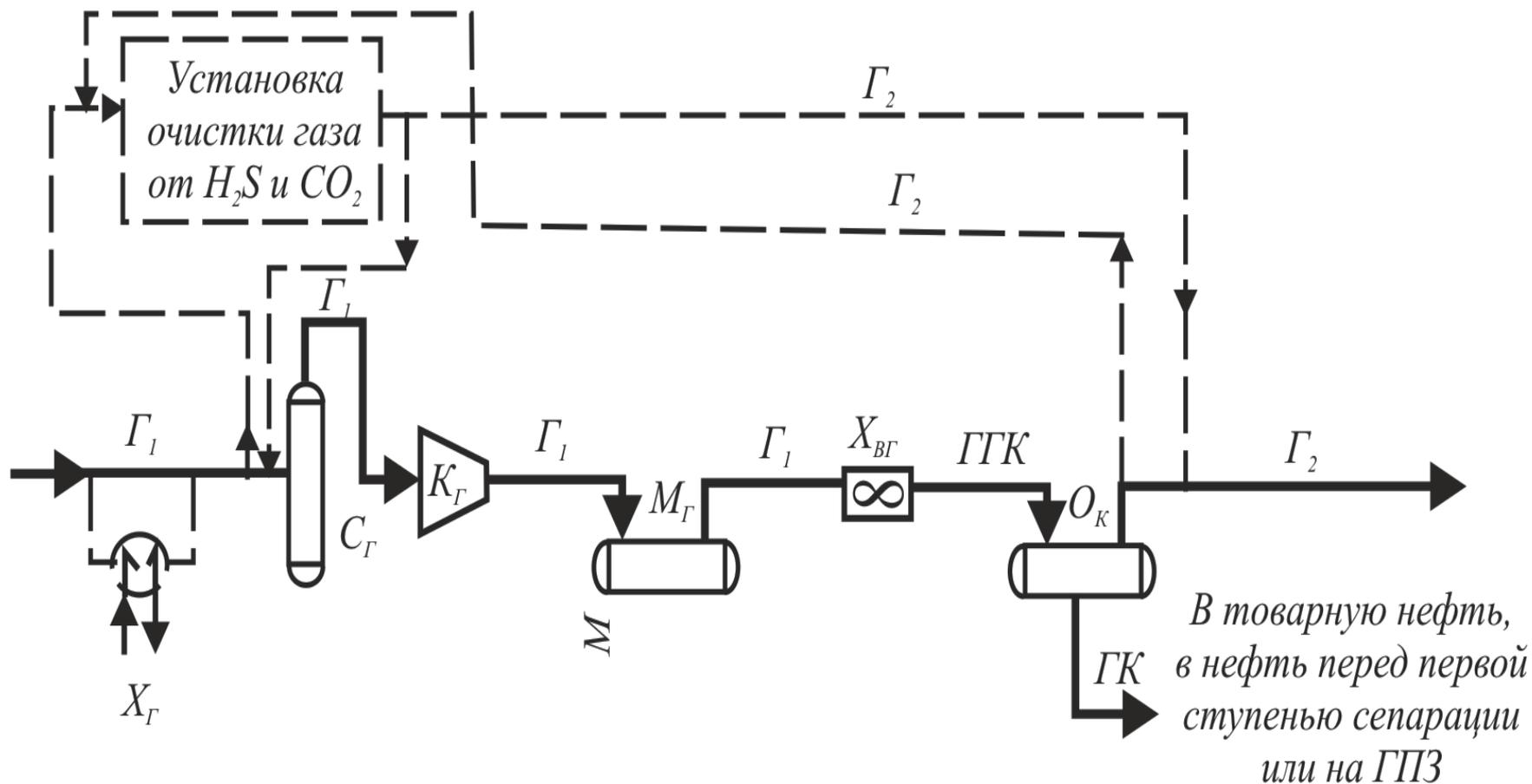


Схема подготовки нефтяного газа концевых ступеней сепарации. Тип 4 (компримирование газа, охлаждение, отделение газового конденсата и осушка гликолем)

