

Цель разработки любого нефтяного месторождения – плановая динамика извлечения запасов нефти из эксплуатационного объекта в соответствии с проектом.

Добыча нефти на месторождении даже при среднем дебите скважин представляет собой непрерывное многотоннажное производство, состоящее из взаимосвязанных этапов:

### **1. Добыча нефти.**

(Включает процессы: **извлечение** пластовой нефти из недр к забоям добывающих скважин, **подъем** нефти с забоев скважин на поверхность, **учет** количества добытой пластовой нефти и воды.)

### **2. Восполнение пластовой энергии.**

(Закачка в залежь воды, учет количества закачиваемой воды.)

### **3. Сбор и подготовка скважинной продукции** – продолжение первого этапа.

### 3. Сбор и подготовка скважинной продукции.

(Включает процессы:

- а) **сбор** и внутрипромысловый транспорт продукции добывающих скважин от их устьев до замерных установок, ДНС и центральных пунктов сбора;
- б) промысловая **подготовка нефти** до товарных кондиций;
- в) **подготовка** попутно добываемой **воды** для утилизации;
- г) коммерческий **учет** количества **товарной нефти**;
- д) **сдача товарной нефти** транспортным организациям.)

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

**Дунюшкин И.И.:**

**Пластовая нефть** – находящаяся в недрах (пустотах, порах, трещинах, кавернах горных пород) темная маслянистая *природная жидкость*, представляющая собой многокомпонентную смесь жидких углеводородных и гетероатомных соединений, в которой **растворены** многокомпонентный **газ** и **твердые вещества** (парафины, церезины и др.).

# Группы нефти

# ГОСТ Р 51858-2002

По степени подготовки нефть подразделяют на группы

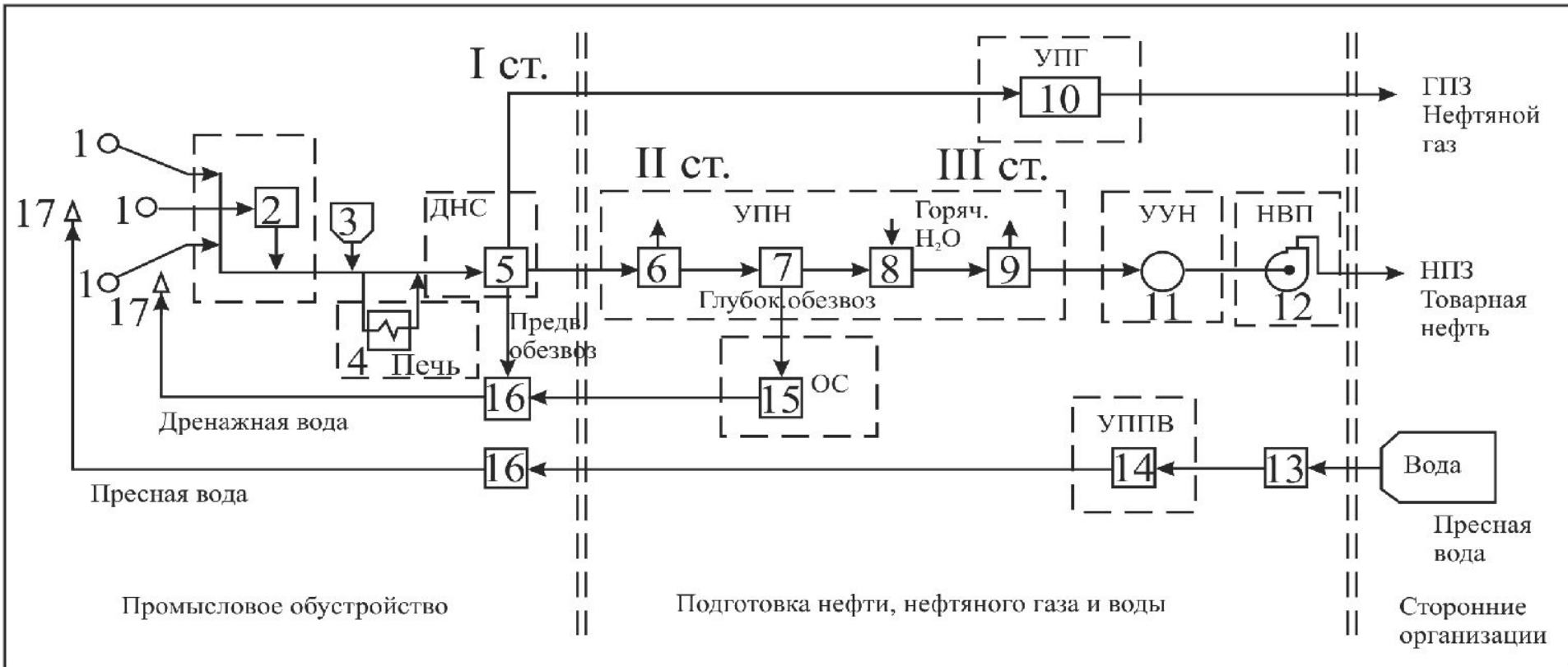
| Параметр   | Норма для нефти группы                    |               |               |
|--|---|---------------|---------------|
|  | 1   | 2             | 3             |
| 1 <b>Массовая доля воды</b> ,<br>%, не более                               | 0,5                                       | 0,5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

**Примечание** — Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому — к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

Дунюшкин И.И.:

***Товарная нефть*** – нефть нефтедобывающего предприятия, удовлетворяющая требованиям **ГОСТ Р 51858-2002** по одной из **трех** групп качества.

# 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

# ОБРАЗОВАНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ИХ СВОЙСТВА

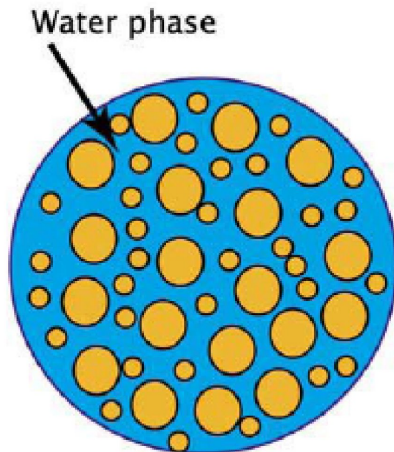
При подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья и движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, сопровождаемое образованием **эмульсий**.

**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).



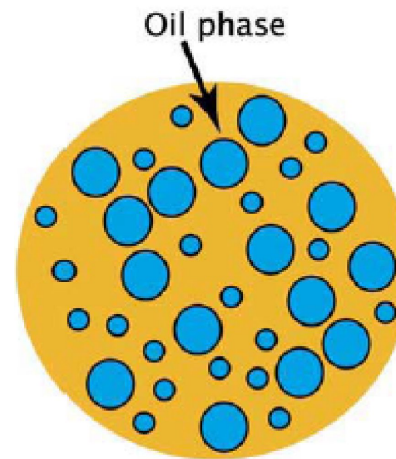
# ТИПЫ ЭМУЛЬСИЙ

## Прямая эмульсия

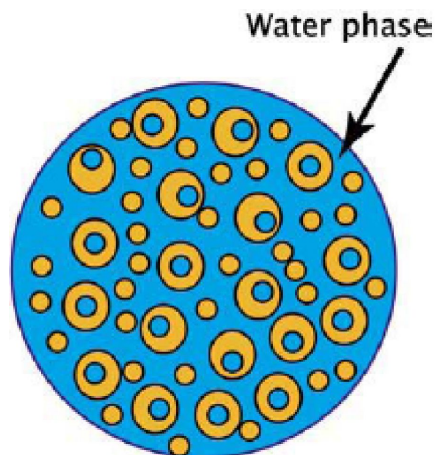


O/W

## Обратная эмульсия

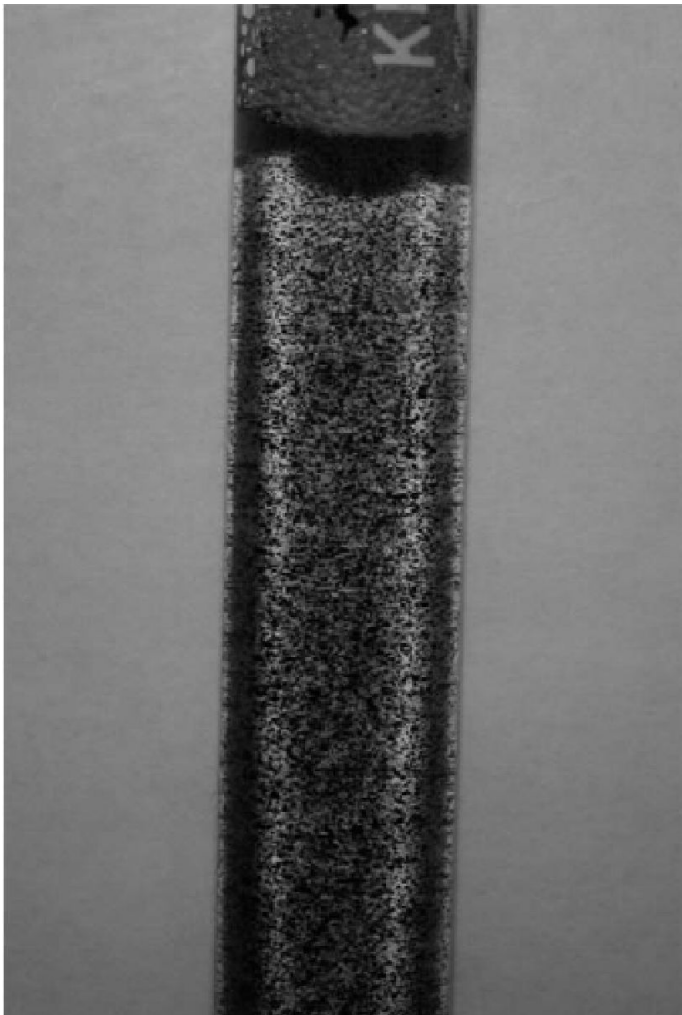


W/O



W/O/W

## Множественная эмульсия



A drop  
of the **O/W** emulsion  
(30% water) was diluted  
in 5 mL water and the  
photo was taken without  
enlargement

Extra-heavy crude oil in  
water (O/W) diluted  
emulsion



*Мультифазный насос по перекачке нефти*

**Водонефтяная эмульсия может образовываться только при затратах энергии:**

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

# Физико - химические свойства нефтяных эмульсий

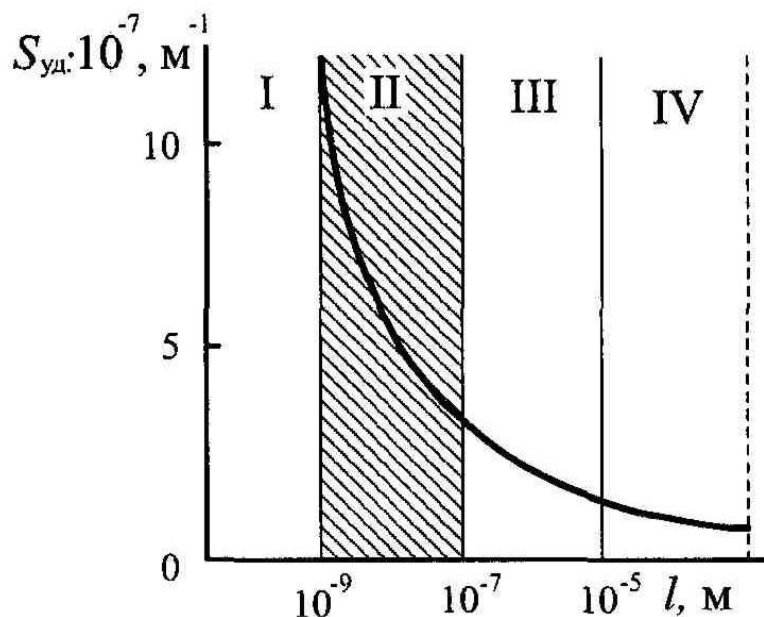
1. **Дисперсность ( D )** - степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде.

Мера дисперсности - **удельная межфазная поверхность.**

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

$$S_{\text{уд}} \sim \frac{1}{d}$$

# КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ДИСПЕРСНОСТИ



*Зависимость удельной поверхности от линейного размера частиц в системах:*

- I – молекулярнодисперсной;*
- II – ультрамикрогетерогенной (коллоидная или наносистема);*
- III – микрогетерогенной;*
- IV – грубодисперсной*

Различают:

- **ультрамикрогетерогенные** НДС с размерами частиц в пределах 1—100 нм;
- **микрогетерогенные** НДС, размеры частиц в которых составляют от 100 до 10000 нм;
- **грубодисперсные** НДС, размеры частиц которых превышают 10000 нм

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*.

Размер частиц дисперсной фазы (  $d$  ) пропорционален количеству затраченной энергии:

$$F \uparrow \rightarrow d \downarrow \rightarrow S \uparrow \rightarrow D \uparrow$$

Таким образом, степень дисперсности нефтяной системы, размеры дисперсных частиц зависят от внешних условий, от степени воздействия внешних факторов.

# Изменение степени дисперсности эмульсии при движении ее от устья скважины до сырьевого насоса сборного пункта

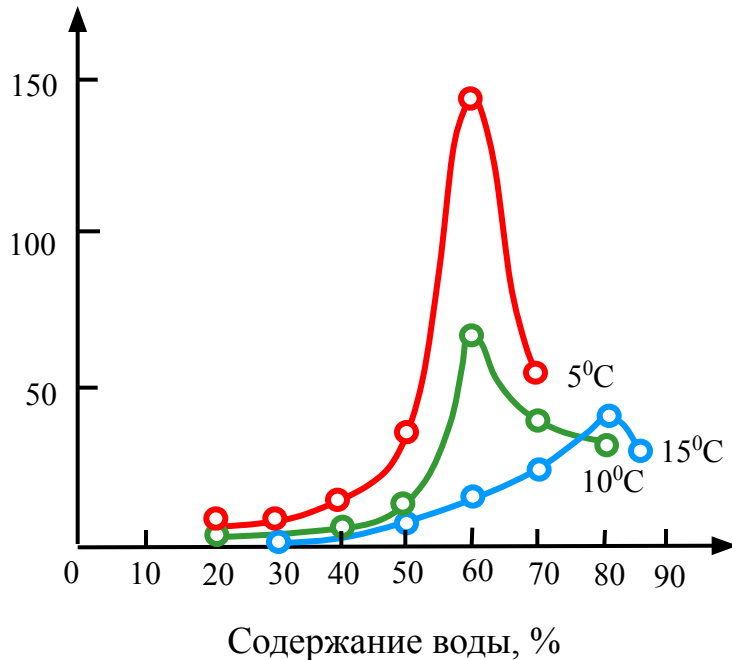
| Параметры  | Место отбора проб |              |                |               |
|--|-------------------|--------------|----------------|---------------|
|  | У скважины        | Перед трапом | После трапа    | После насоса  |
| <b>Количество эмульгированной каплями воды</b><br>(в %) при диаметре капель, мкм:                            |                   |              |                |               |
| <b>1</b>   | 0,0000            | 0,0001       | 0,0002         | 0,0003        |
| <b>3</b>   | 0,0002            | -            | 1,16           | 3,9           |
| <b>5</b>   | 0,0008            | 0,0003       | 4,32           | 5,6           |
| <b>10</b>  | 0,0070            | 0,0006       | 28,84          | 11,22         |
| <b>15</b>  | 0,0120            | -            | 65,70          | 79,20         |
| <b>25</b>  | 0,1500            | 0,7890       | -              | -             |
| <b>50</b>  | 2,0300            | 1,2100       | -              | -             |
| <b>100</b>   |                   |              |                |               |
| <b>200</b>   | <b>98,0000</b>    | 98,0000      | -              | -             |
| <b>Объем эмульгированной воды на каждые 100 представительных капель (по отношению к исходному объему), %</b> | 100               | 25           | 0,039          | 0,028         |
| <b>Средневзвешенный радиус, мк</b>   | <b>116,8</b>      | <b>74,2</b>  | <b>8,6</b>     | <b>7,7</b>    |
| <b>Число капель в пересчете на исходный объем</b>  | <b>100</b>        | <b>400</b>   | <b>256 000</b> | <b>358000</b> |
| <b>Суммарная поверхность капель, мм<sup>2</sup>:<br/>в пересчете на исходный объем</b>                       | <b>10,5</b>       | <b>11,31</b> | <b>174,5</b>   | <b>178,0</b>  |

(Тронов)

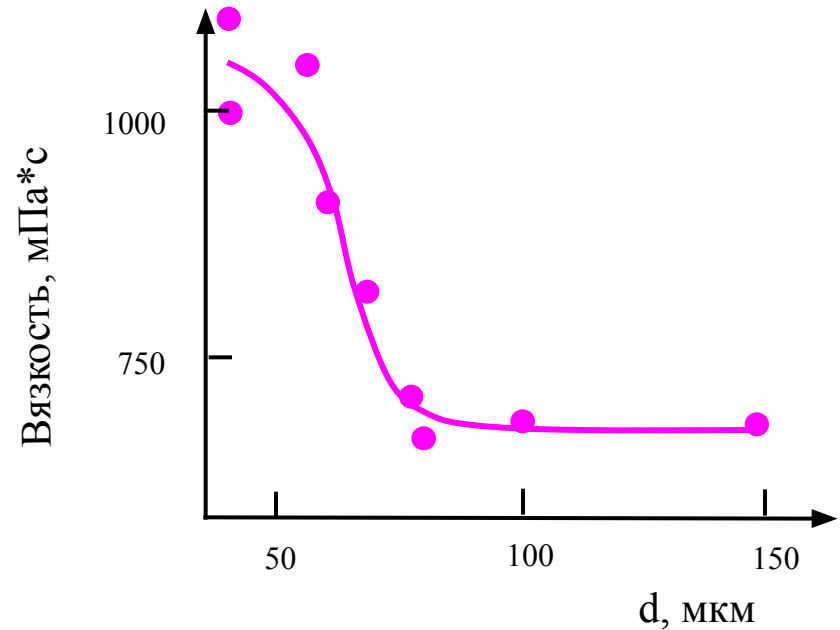


2. **Вязкость** нефтяной эмульсии как неньютоновской жидкости является кажущейся и зависит от многих факторов:

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



$$\mu_{\text{э}}^* = f(T, W)$$



$$\mu_{\text{э}}^* = f(d)$$

**СБОР ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ,  
ОБРАЗОВАВШЕЙСЯ  
ПРИ РАЗЛИВЕ НЕФТИ**



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.

$$\begin{aligned} X_{\text{н}} &= 10^{-10} - 10^{-15} \text{ ( Ом } \cdot \text{ см )}^{-1} \\ X_{\text{в}} &= 10^{-7} - 10^{-8} \text{ ( Ом } \cdot \text{ см )}^{-1}, \end{aligned}$$

т.е. нефть и вода ( деминерализованная ) - диэлектрики.

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

Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования

Мерой устойчивости эмульсии может служить изменение ее плотности за определенное время в определенном слое или количество выделившейся воды при отстае.

# Виды устойчивости

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

□ **Седиментационная устойчивость** - способность дисперсной системы сохранять равномерное распределение частиц дисперсной фазы по всему объему дисперсионной среды (*Шершавина*).



Для разбавленных систем (В/Н,  $W < 3\%$ ):

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

$$d \uparrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow S \downarrow \rightarrow \downarrow K_y$$

где  $W_{ч}$  - скорость оседания частиц дисперсной фазы, м/с

Свободная и связанная вода

□ **Агрегативная устойчивость** - способность глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз сохранять свой первоначальный размер (*Тронов*).

□ **Агрегативная устойчивость** - способность системы сохранять постоянную во времени дисперсность и индивидуальность частиц дисперсной фазы (*Шершавина*).



$$A_y = \frac{V_{\text{общ.}} - V_{\text{своб.}}}{V_{\text{общ.}}} \cdot 100, \% ,$$

где  $V_{\text{общ.}}$ ,  $V_{\text{своб.}}$  - доля воды в эмульсии и доля свободной воды.

$A_y \downarrow \rightarrow K_y \downarrow$

# Метод Дина-Старка

определение общего содержания  
воды в нефти



$$W = \frac{V_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}} \cdot 100}{G_{\text{НЭ}}}, \%$$

$W$   
– общее содержание пластовой воды  
в пробе

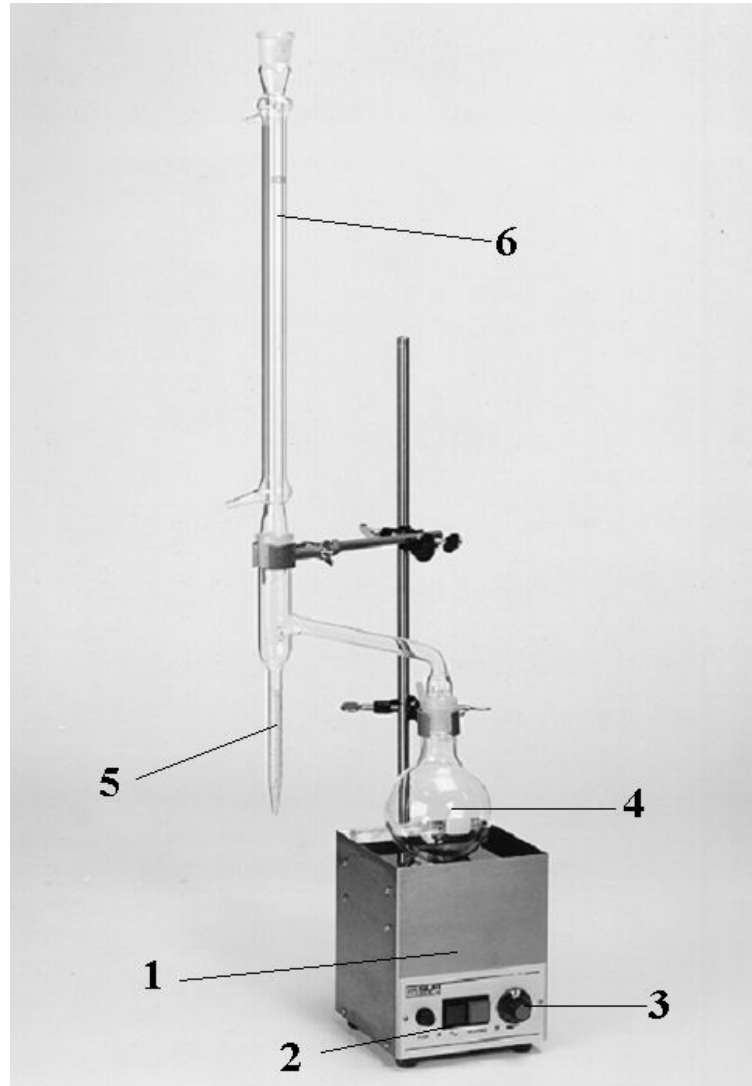
$V_{\text{В}}$  - объем воды в ловушке

$\rho_{\text{В}}$  - ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ

$G_{\text{НЭ}}$  - масса обводненной нефти, 100 г

1 – стеклянная колба, 2 – ловушка, 3 - холодильник

# Аппарат для определения общего содержания воды в нефти и нефтепродуктах



1 – электрическое нагревательное устройство; 2 – клавиша включателя; 3 – регулятор мощности нагрева; 4 – дистилляционный сосуд типа К-1-500-29/32; 5 – приемник-ловушка; 6 – холодильник





□ **Степень разрушенности** нефтяной эмульсии в месте отбора представительной пробы, % - отношение объема воды, выделившейся из эмульсии без обработки раствором деэмульгатора **V<sub>св</sub>**, к общему объему воды в пробе **V<sub>об</sub>**, умноженное на **100**:

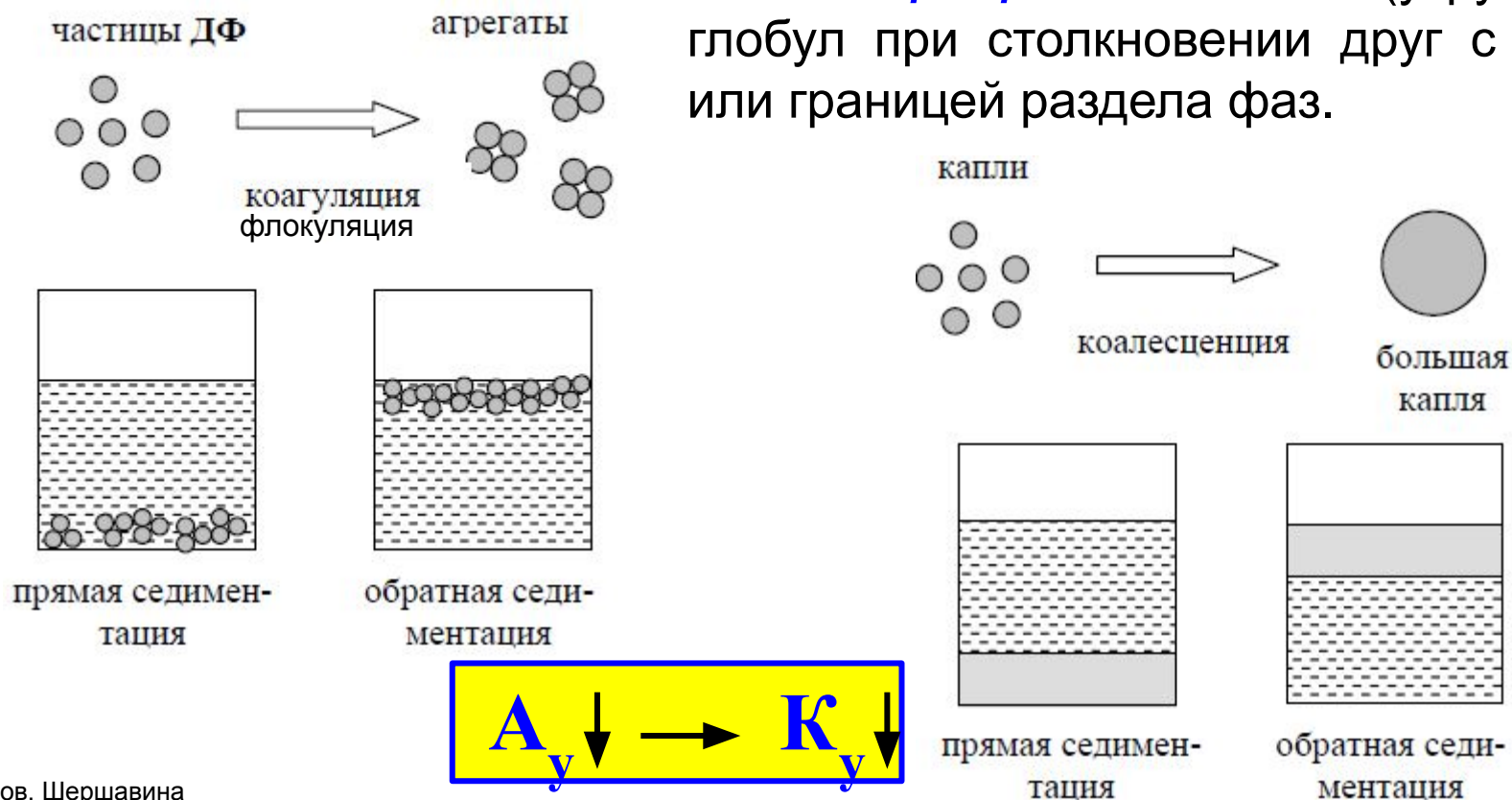
$$C_p = \frac{V_{св} \cdot 100}{V_{об}}$$

В процессе подготовки продукции нефтяных скважин к расслоению (т.е. до отстойников) должна быть максимально снижена агрегативная и кинетическая устойчивость газоводонефтяных эмульсий.

# Схемы разрушения неустойчивых дисперсных систем

- **Флокуляция** – слипание глобул при столкновении с образованием агрегатов из двух и более глобул.
- **Коагуляция** – слипание твердых частиц дисперсной фазы с образованием агрегатов.

- **Коалесценция** – слияние (укрупнение) глобул при столкновении друг с другом или границей раздела фаз.



# УСТОЙЧИВОСТЬ ЭМУЛЬСИИ ЗАВИСИТ ОТ СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ

Интенсивность перемешивания нефти с водой влияет на образование и устойчивость эмульсии.

Замечено, что при механизированных способах добычи наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии образуются при использовании **электроцентробежных** насосов (перемешивание продукции в рабочих колесах).

При использовании **штанговых** и **винтовых** насосов образуются менее стойкие эмульсии.

**Фонтанные скважины:** наибольшее перемешивание нефти и воды происходит в подъемных трубах и при прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры. Для снижения эмульгирования нефти:

1. **Штуцер устанавливают на забое скважины.** Перепад давления в этом случае в штуцере значительно меньше, чем при установке его на поверхности. Как следствие – уменьшается перемешивание. Однако сложности спуска, замены и регулирования забойных штуцеров ограничивают возможность их широкого применения.

2. **При установке штуцера на поверхности** степень перемешивания может быть уменьшена, если в **сепараторах**, расположенных после штуцера, поддерживать повышенные давления, т.е. **СНИЗИТЬ перепад давления в штуцере.**

При **компрессорном способе** добычи получаются эмульсии крайне высокой стойкости из-за того, что происходит окисление нафтеновых кислот с образованием соединений, которые являются эффективными эмульгаторами.

Далее при движении газированных обводненных нефтей в **системе сбора** основной причиной образования эмульсий является энергия турбулентного потока. **Перепады давления, пульсация газа, наличие штуцерирующих устройств, задвижек, поворотов и фитингов** способствуют повышению **турбулентности** потока и интенсивному **диспергированию** воды в нефти.

Отложения парафина на стенках труб уменьшают его сечение, увеличивают **скорость потока** и усиливают диспергирование воды в нефти.

Технология разгазирования, в частности сепараторы, имеющие **насадки-диспергаторы**, также влияет на образование нефтяных эмульсий.

Согласно второму закону термодинамики, в системах, обладающих избытком энергии, могут идти **самопроизвольные** процессы притяжения и адсорбции на поверхности зародыша (на границе раздела фаз) **поверхностно-активных веществ** из дисперсионной среды (нефти), в т.ч. и **коллоидно-диспергированных** веществ.

\* **Поверхностно-активные** вещества (ПАВ) адсорбируются на границе раздела фаз и снижают величину свободной поверхностной энергии,  $\sigma$ .

# ВОПРОС

Назовите **поверхностно-активные вещества** –  
***компоненты нефти.***



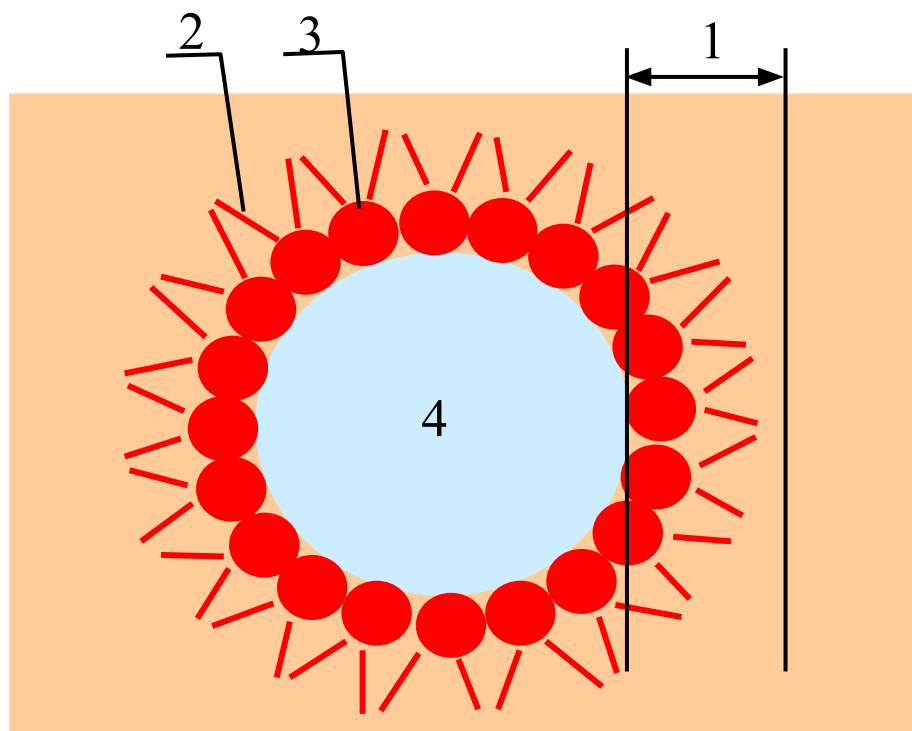
Характерной особенностью строения молекул **ПАВ** является их **дифильность**, т.е. молекула состоит из двух частей - полярной группы и неполярного углеводородного радикала.

Полярная группа ПАВ, обладающая значительным дипольным моментом, имеет сродство с водой.

Углеводородный радикал имеет сродство с нефтью.

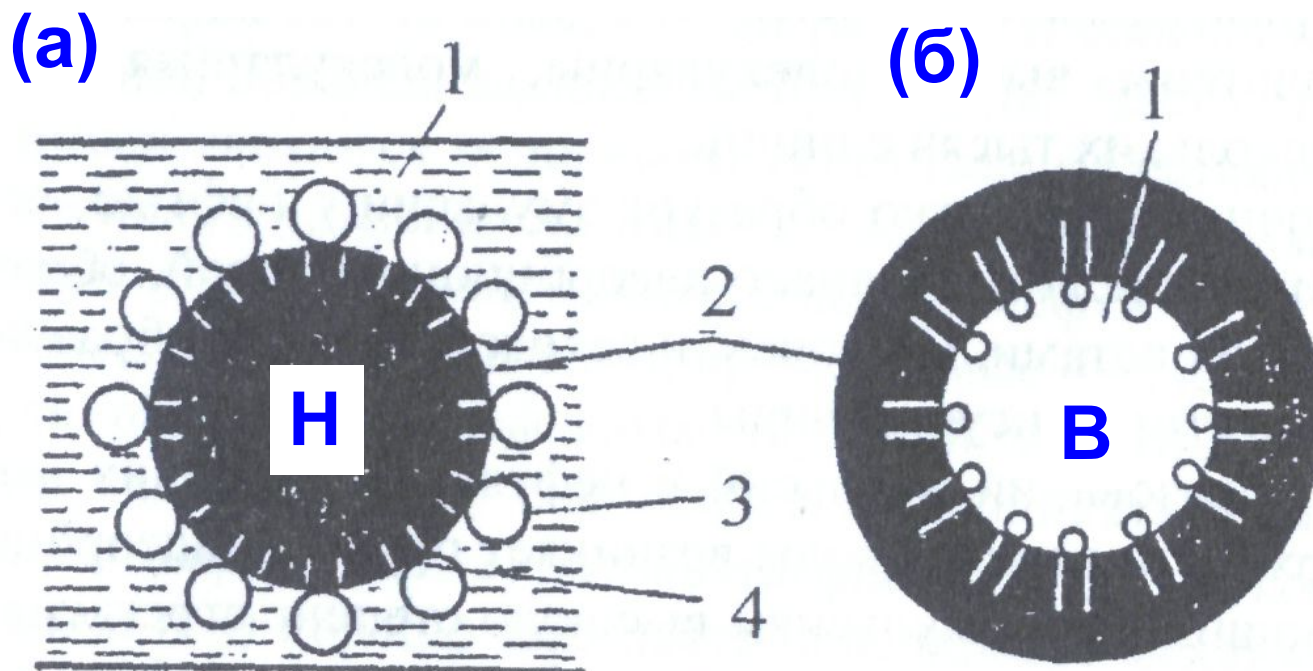
Вещества, стабилизирующие эмульсию, называются эмульгаторами. Эмульгаторы – ПАВ.

### *Строение дисперсной частицы обратной эмульсии*



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

# ЭМУЛЬСИИ ПРЯМОГО (а) И ОБРАТНОГО ТИПА (б)



1 - водная фаза; 2 - нефтяная фаза;

3 - полярная часть молекул ПАВ;

4 - неполярная часть молекул ПАВ

# ПРИРОДНЫЕ ЭМУЛЬГАТОРЫ

1. **Асфальтены**
2. **Смолы**
3. **Нафтеновые кислоты**
4. **Соли нафтеновых кислот**
5. **Порфирины**
6. **Кристаллы парафина**
7. **Минеральные частицы: глина, сульфид железа**

# СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ЭМУЛЬГАТОРОВ

| <b>Нефть</b> | <b>Асфальтены*, %</b> | <b>Смолы, %</b> | <b>Парафин, %</b> |
|--------------|-----------------------|-----------------|-------------------|
| Ромашкинская | 63,2                  | 6,7             | 29                |
| Арланская    | 76,3                  | 11,4            | 9,2               |

\* - в составе природных эмульгаторов обнаружены порфириновые комплексы ванадия

# ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭМУЛЬСИЙ

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

## Старение эмульсий

Адсорбция эмульгаторов на поверхности раздела фаз, формирование защитного слоя, всегда протекает во времени. Поэтому эмульсия В/Н со временем становится более устойчивой.

Упрочнение бронирующих оболочек в процессе движения водонефтяной эмульсии по промышленным коммуникациям и при ее транспортировании без обработки деэмульгаторами по магистральным трубопроводам получило название **«старения»** (Тронов).

### **Важный практический вывод:**

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

# Классификация нефтей по эмульсионности

## Физико-химическая характеристика нефтей

Эмульсионность

Плотность,  
<sup>3</sup>  
кг/м

Кинематическая  
вязкость,  $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Содержание, %

Смол

асфальтенов

Высокая

860 - 890

более 15

8 - 20

2 - 4

Средняя

840 - 860

7 - 12

5 - 8

0,6 - 1,5

Низкая

700 - 840

4 - 8

до 5

0,7 - 1,0



# КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что характеризует дисперсность водонефтяной эмульсии?
2. Какие свойства водонефтяной эмульсии зависят от дисперсности?
3. Виды устойчивости водонефтяной эмульсии.
4. Приведите примеры природных эмульгаторов водонефтяных эмульсий.

# МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Чем выше **дисперсность** эмульсии, тем она устойчивее при всех прочих равных условиях.

Однако система, полученная диспергированием, приобретает избыток свободной поверхностной энергии  **$F$**  (огромное увеличение **поверхности раздела** между двумя жидкостями) и становится **термодинамически неустойчивой**:

$$F = \sigma \cdot S$$

где  $\sigma$  - свободная энергия единицы поверхности;

$S$  - суммарная площадь поверхности раздела фаз.

Такая система будет стремиться самопроизвольно перейти в **устойчивое** состояние, уменьшая избыток свободной поверхностной энергии  **$F$** .

$$F = \sigma \cdot S$$

Уменьшить избыток свободной поверхностной энергии  $F$  можно двумя путями:

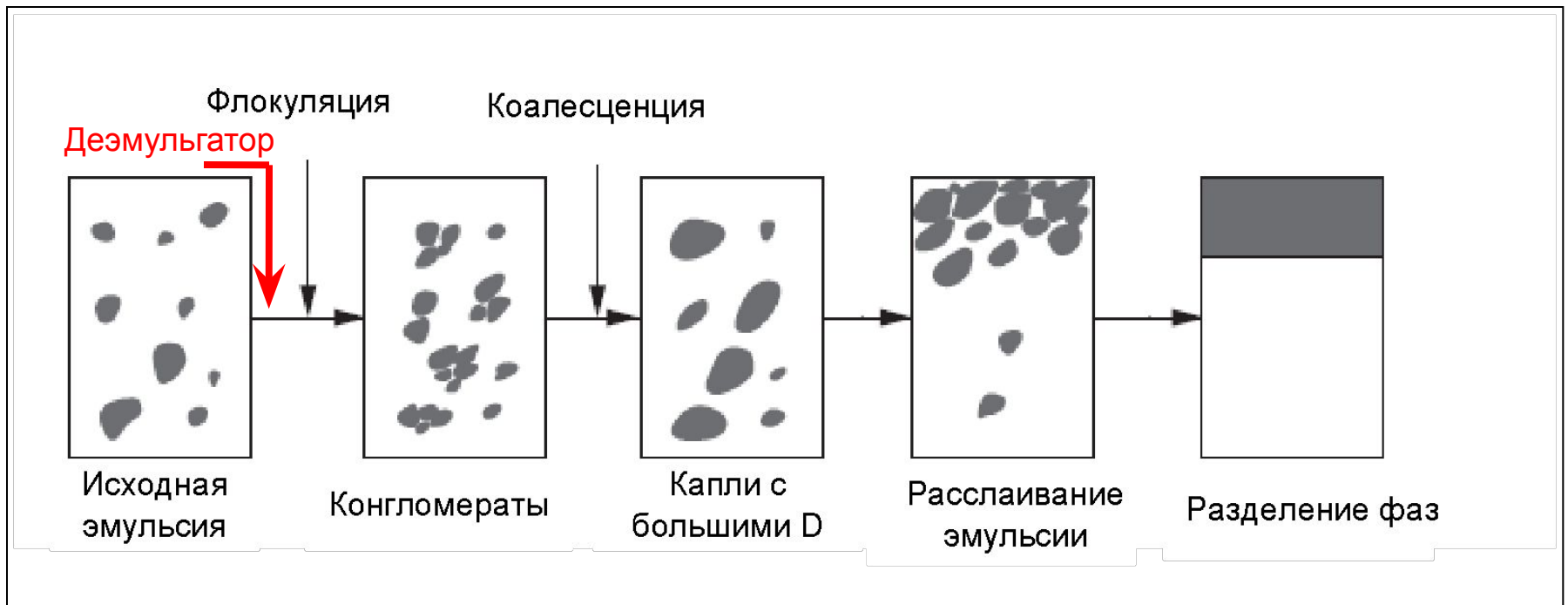
- уменьшая площадь раздела фаз  $S$ , воздействуя на дисперсность,
- уменьшая поверхностное натяжение  $\sigma$  в результате введения в эмульсию **ПАВ**.

# Методы разрушения водонефтяных эмульсий:

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

## Для разрушения **НЭ** необходимо:

- **разрушить** структурно-механический барьер на поверхности капель воды;
- добиться **укрупнения** капель воды (за счет **слияния** - коалесценции);
- создать условия для **расслоения** эмульсии на



## Тронов В.П.:

Процесс образования больших комплексов из мелкодиспергированных глобул воды в результате воздействия деэмульгаторов называется **флокуляцией**. В процессе флокуляции поверхностная пленка глобул воды истончается, происходит ее разрушение и последующее слияние глобул воды.

Процесс слияния глобул воды называется **коалесценцией**.

# Деэмульгаторы

## Ионогенные

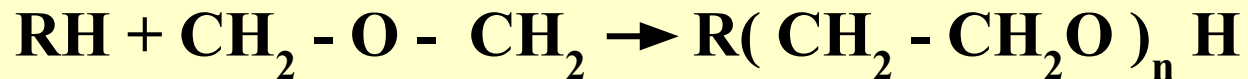
анионные  
катионные  
амфотерные

**3 - 7 кг/т**

## Неионогенные

водорастворимые  
нефтерастворимые  
диспергируемые

**15 - 20 г/т**



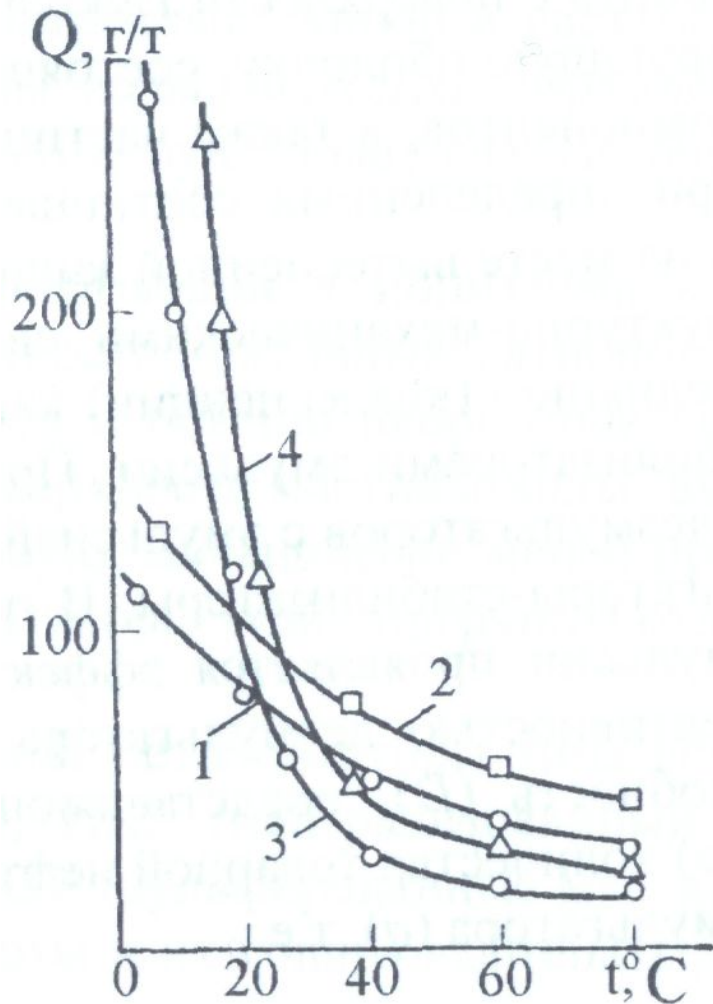
**Задача деэмульгатора - разрушить бронирующие оболочки на глобулах воды и способствовать их коалесценции**



# Показатели эффективности деэмульгатора

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

# Влияние температуры деэмульсации на удельные расходы деэмульгатора



## Эмульгаторы:

1 - асфальтены;

2 - то же, с наличием механических примесей;

3 - парафины;

4 - то же, с наличием механических примесей.

Нефтяные эмульсии, защитные оболочки которых представлены **асфальтеновым** типом стабилизатора (кривая 1), достаточно эффективно и в широком интервале температур (от 5 до 70°C) разрушаются неионогенным деэмульгатором.

Для разрушения нефтяных эмульсий с **парафиновым** типом стабилизатора (кривая 3) характерно резкое повышение удельного расхода того же деэмульгатора при температуре деэмульсации **ниже 20° С.**

Возрастание в составе «бронирующих» оболочек доли **механических примесей** (кривые 2 и 4) приводит к повышению стойкости нефтяных эмульсий и, как следствие этого, к увеличению удельного расхода деэмульгатора,

# Деэмульгирование под действием электрического поля

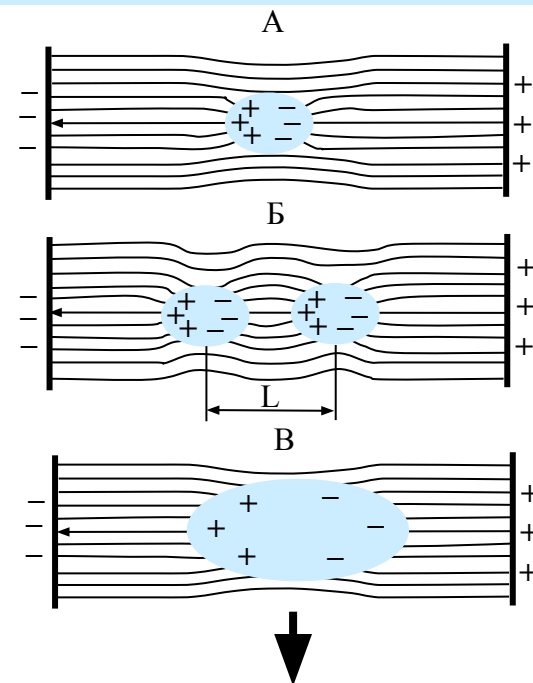
## Длительность оседания капель воды

## Глобулы воды в электрическом поле

| Радиус, мкм | При естественном отстое | Отстой в электрическом поле |
|-------------|-------------------------|-----------------------------|
| 1           | 38                      | 2                           |
| 10          | 10 суток                | 45 часа                     |
| 20          | 2,5 часов               | 15 минут                    |

## Уравнение Стокса

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



Электрическое поле можно использовать, когда требуется разделить две среды, причем электропроводной является только дисперсная фаза, т.е. данный метод разрушения применим только к эмульсиям типа **В/Н**.

# Факторы влияющие на отстой в электрическом поле

**1. Температура**, при ее повышении:

- *снижается устойчивость нефтяной эмульсии;*
- *увеличивается разность плотностей частицы и среды;*
- *снижается вязкость дисперсионной среды;*
- *увеличивается электропроводность воды;*
- *увеличивается давление паров в аппарате.*

## 2. Напряженность электрического поля

$$E = \frac{U}{l}, \quad \text{В /см}$$

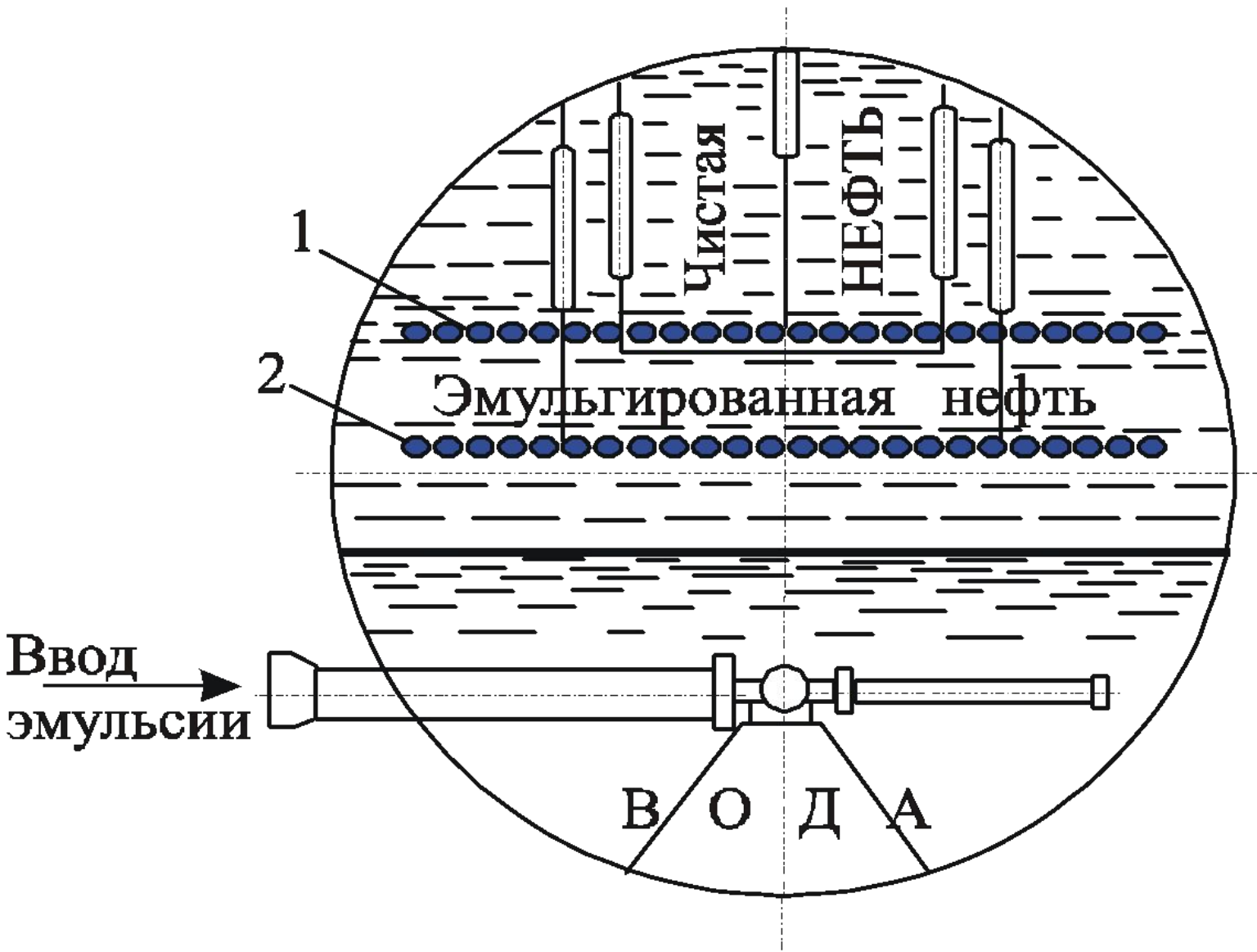
*Напряженность поля зависит от:*

- количества отделяемых примесей;
- степени очистки;
- свойств нефти и воды;
- разности их плотностей;
- вязкости;
- производительности аппарата;
- конструкции электродов.

$$F = \frac{6 \cdot \varepsilon \cdot E^2 \cdot r^6}{l^4},$$

Если  $E > E_{кр}$ , наступает электрическое диспергирование капель:  $d = 0,1 - 0,01 \text{ мкм}$

# ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР



# Технические характеристики ЭДГ

|   |                                   |
|---|-----------------------------------|
| Рабочее давление, МПа                       | <b>1</b>                          |
| Температура эмульсии, °С                    | <b>110</b>                        |
| Диаметр аппарата, м                         | <b>3,4</b>                        |
| Длина аппарата, м                           | <b>16,4</b>                       |
| Объем аппарата, м <sup>3</sup>              | <b>160 - 200</b>                  |
| Напряжение на электродах, в                 | <b>11500 – 16500</b>              |
| Производительность по товарной нефти, т/сут | <b>От 2000-5000 до 8000-11500</b> |



# 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:

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

$$F_{ц} = \frac{mw^2}{R}$$

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

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

$a$  – 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/см<sup>2</sup>) хорошо смачивают твердую поверхность. Вода ( $\sigma=72.5$  эрг/см<sup>2</sup>) смачивает лишь некоторые тела.

## Методы воздействия на водонефтяные эмульсии

| Стадия процесса | Характеристика стадии           | Значимость методов           |                           |
|-----------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------|
|                 |                                 | по эффективности воздействия | по технологичности        |
| I               | Разрушение бронирующих оболочек | Химические реагенты          | Химические реагенты       |
|                 |                                 | Нагрев                       | Перемешивание             |
|                 |                                 | Электрические поля           | Нагрев                    |
|                 |                                 | Перемешивание                | Электрические поля        |
|                 |                                 | Электромагнитные поля        | Электромагнитные поля     |
| II              | Укрупнение капель               | Электрические поля           | Гидродинамические эффекты |
|                 |                                 | Коалесцирующие насадки       | Промывка в слое воды      |
|                 |                                 | Гидродинамические эффекты    | Электрические поля        |
|                 |                                 | Ультразвук                   | Коалесцирующие насадки    |
|                 |                                 | Промывка в слое воды         | Ультразвук                |
|                 |                                 | Флокулянты                   | Флокулянты                |
|                 |                                 | Магнитное поле               | Магнитное поле            |
| III             | Разделение фаз                  | Центрифугирование            | Отстаивание               |
|                 |                                 | Отстаивание                  | Центрифугирование         |
|                 |                                 | Флотация                     | Электростатические поля   |
|                 |                                 | Электростатические поля      | Флотация                  |

# КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какой из механических методов разрушения эмульсии более эффективен: механический отстой или центрифугирование?
2. Какого типа эмульсии могут быть разрушены с помощью электрического поля?
3. Какое вещество обладает более высокой поверхностной активностью: природный эмульгатор или реагент-деэмульгатор?
4. Типы деэмульгаторов.