

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИ НЕФТИ И НЕФТЕПОДУКТОВ

1. ПЛОТНОСТЬ

2. МОЛЕКУЛЯРНАЯ МАССА

3. ВЯЗКОСТЬ

4. ТЕМПЕРАТУРА ВСПЫШКИ,
ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И
САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ

- 5.ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ,
ПОМУТНЕНИЯ И НАЧАЛА
КРИСТАЛЛИЗАЦИИ
- 6.ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И
ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
- 7.ОПТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
- 8.РАСТВОРИМОСТЬ И РАСТВОРЯЮЩАЯ
СПОСОБНОСТЬ

Молекулярная масса **(молекулярный вес).**

- Молекулярный вес нефти и нефтепродуктов имеет лишь усредненное значение и зависит от состава и количественного соотношения компонентов смеси ($M_{ср.}$)-усред.зн.ММ

Нетрудно определить, что первый представитель жидких углеводородов, входящих в состав нефти, - пентан, имеет молекулярную массу 72. У смолистых веществ она может достигать величины 1.5 – 2.0 тыс. у.е. Для большинства нефтей средняя молекулярная масса находится в пределах 250-300 у.е. По мере увеличения диапазона кипения нефтяных фракций молекулярная масса ($M_{ср.}$) плавно увеличивается от 90 (для фракции 50-100⁰С) до 480 (для 550-600⁰С).

Для упрощенных технологических расчетов существует формула Войнова:

$$M_{\text{ср.}} = a + bt + ct^2_{\text{ср.}} \quad (t_{\text{ср.}} - \text{средняя температура кипения})$$

В частности, для алканов эта формула имеет вид:

$$M_{\text{ср.}} = 60 + 0.3 t_{\text{ср.}} + 0.001 t^2_{\text{ср.}}$$

За рубежом для характеристики молекулярной массы нефтей и нефтепродуктов нередко используют формулу Крега, в которой фигурирует значение плотности при 15⁰С:

$$M_{\text{ср.}} = 44.29 \cdot \rho^{15} / (1.03 - \rho^{15})$$

Для более точного определения среднего молекулярного веса нефтепродуктов пользуются экспериментальными данными, полученными криоскопическим и эбулеоскопическим методами.

Для технологических расчетов молекулярной массы используют специальные графики зависимости средней молекулярной массы от средней температуры кипения или плотности нефти.

Молекулярные веса отдельных нефтяных фракций обладают свойством аддитивности, поэтому, зная молекулярную массу отдельных компонентов и их содержание в смеси, можно рассчитать средний молекулярный вес нефтепродуктов:

$$M_{\text{ср.}} = M_1 n_1 + M_2 n_2 + M_3 n_3 + \dots$$

Связь между молекулярной массой и относительной плотностью нефтяных фракций определяется по формуле Крега:

$$M = \frac{44.29\rho^{15}}{1.03-\rho^{15}}$$

Продукты
нефтепереработки относятся
к числу пожароопасных
веществ. Пожароопасность
керосинов, масел, мазутов и
других тяжелых
нефтепродуктов
оценивается температурами
вспышки и воспламенения.

ТЕМПЕРАТУРА ВСПЫШКИ,

Температура, при которой пары нефтепродукта, нагреваемого в определенных стандартных условиях, образуют с окружающим воздухом взрывчатую смесь и вспыхивают при поднесении к ней пламени

Следует отметить, что при определении температуры вспышки бензинов и легких нефтей определяют верхний предел взрываемости, а для остальных нефтепродуктов – нижний.

Температура вспышки зависит от фракционного состава нефтепродуктов. Чем ниже пределы перегонки нефтепродукта, тем ниже и температура вспышки. В среднем температура вспышки бензинов находится в пределах от -30 до -40°C , керосинов $30-60^{\circ}\text{C}$, дизельных топлив $30-90^{\circ}\text{C}$ и нефтяных масел $130-320^{\circ}\text{C}$. По температуре вспышке можно судить о наличии примесей более низкокипящих фракций в тех или иных товарных или промежуточных нефтепродуктах.

ТЕМПЕРАТУРА ВОСПЛАМЕНЕНИЯ

- называется температура, при которой нагреваемый в определенных условиях нефтепродукт загорается при поднесении к нему пламени и горит не менее 5 секунд. Температура воспламенения всегда выше температуры вспышки. Чем тяжелее нефтепродукт, тем больше эта разница. При наличии в маслах летучих примесей эти температуры сближаются.

ТЕМПЕРАТУРА самовоспламенения

называется температура, при которой нагретый нефтепродукт в контакте с воздухом воспламеняется самопроизвольно без внешнего пламени. Температура самовоспламенения нефтепродуктов зависит и от фракционного состава и от преобладания углеводородов того или иного класса.

Чем ниже пределы кипения нефтяной фракции, тем она менее опасна с точки зрения самовоспламенения. Температура самовоспламенения уменьшается с увеличением среднего молекулярного веса нефтепродукта. Тяжелые нефтяные остатки самовоспламеняются при 300-350⁰С, а бензины только при температуре выше 500⁰С.

При появлении внешнего источника пламени (огня или искры) положение резко меняется, и легкие нефтепродукты становятся взрыво- и пожароопасными.

Из углеводородов самыми высокими температурами самовоспламенения характеризуются ароматические углеводороды.

Нефть и нефтепродукты не являются индивидуальными веществами, а представляют собой сложную смесь органических соединений. Поэтому *они не имеют определенной температуры перехода из одного агрегатного состояния в другое.* Влияние температуры на агрегатное состояние нефти и нефтепродуктов имеет важное значение при их транспортировке и эксплуатации.

Низкотемпературные свойства *нефти, дизельных и котельных топлив*, а также *нефтяных масел* характеризуются *температурой застывания*.

Карбюраторные, реактивные и дизельные топлива характеризуются *температурой помутнения*.

Карбюраторные и реактивные топлива, содержащие ароматические углеводороды, характеризуются *температурой начала кристаллизации*.

Указанные характеристики не являются физическими константами, однако достаточно четко определяют температурный диапазон практического применения соответствующих нефтепродуктов.

Температуры
застывания,
помутнения и начала
кристаллизации

ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ

**Характеризует возможную
потерю текучести
нефтепродукта в зоне низких
температур.**

Чем больше содержание

- Температура застывания характеризует возможную потерю текучести нефтепродукта в зоне низких температур. Чем больше содержание парафинов (твердых углеводородов), тем выше температура застывания нефтепродукта. Следует отметить, что потеря текучести может быть связана и с увеличением вязкости продукта с понижением

ТЕМПЕРАТУРА ПОМУТНЕНИЯ

указывает на склонность
топлива поглощать при низких
температурах влагу из воздуха
(образуются кристаллы льда)

**ТЕМПЕРАТУРА НАЧАА
КРИСТАЛЛИЗАЦИИ,
выпадение кристаллов
веществ из нефтепродуктов
(арены)**

Температура начала кристаллизации

карбюраторных и реактивных топлив не должна превышать -60°C . По этой причине в зимних сортах бензина нежелательно наличие высокого содержания ароматических углеводородов. При повышенном содержании бензола и некоторых других ароматических углеводородов эти высокоплавкие соединения могут выпадать из топлива в виде кристаллов, что приводит к засорению топливных фильтров и остановке двигателя.

Электрические
(диэлектрические) свойства
нефти.

Безводная нефть и нефтепродукты являются диэлектриками (диэлектрическая проницаемость нефти ~ 2 ; для сравнения у стекла она $\sim 7-8$).

У безводных чистых нефтепродуктов электропроводность совершенно ничтожна, что имеет важное практическое значение и применение. Так, твердые парафины применяются в электротехнической промышленности в качестве изоляторов, а специальные нефтяные масла (конденсаторное, трансформаторное) – для заливки трансформаторов, конденсаторов и другой аппаратуры, например, для наполнения кабелей высокого давления (изоляционное масло С-220).

Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества. Их разряд может вызвать искру, а следовательно и загорание нефтепродукта. Надежным методом борьбы с накоплением статического электричества является заземление всех металлических частей аппаратуры, насосов, трубопроводов и т.п.

ОПТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

- Цвет
- Флуоресценция (свечение в отраженном свете)
- Оптическая активность (показатель преломления, удельная рефракция и др.)

Углеводороды нефти бесцветны. Тот или иной цвет нефти придают содержащиеся в них смолы и асфальтены, а также некоторые сернистые соединения. Чем тяжелее нефть, тем больше содержится в ней смолисто-асфальтеновых веществ, и тем она темнее.

Флуоресценцией называется свечение в отраженном свете. Это явление характерно для сырой нефти и нефтепродуктов. Причины флуоресценции нефти точно не известны. Не исключено, что это связано с наличием в нефти полиядерных ароматических углеводородов или примесей. Не случайно, глубокая очистка нефти ликвидирует флуоресценцию.

Под оптической активностью нефтепродуктов, как и других органических соединений, понимают их способность вращать плоскость поляризации света. Большинство нефтей вращают плоскость поляризации вправо, т.е. содержат в своем составе правовращающие изомеры. Практического значения это свойство нефти не имеет.

Для характеристики оптических свойств нефти и нефтепродуктов нередко используют показатель преломления (n^{20}_D), удельную рефракцию (r), рефрактометрическую разность (R_i), удельную дисперсию (δ).

*Растворимость и
растворяющая способность
нефти.*

Нефть и жидкие углеводороды хорошо растворяют йод, серу, сернистые соединения, различные смолы, растительные и животные жиры

Это свойство нефтепродуктов широко используется в технике. Не случайно, на основе нефтепродуктов производят большое число высококачественных растворителей для лакокрасочной, резиновой и других отраслей промышленности.

Нефть также хорошо растворяет газы (воздух, оксид и диоксид углерода, сероводород, газообразные алканы и т. п.).

В воде ни нефть, ни углеводороды практически не растворимы. Из углеводородов худшая растворимость в воде у алканов, в несколько большей степени растворимы в воде ароматические углеводороды.

Следует помнить, что любая система *растворитель - растворяемое вещество* характеризуется *критической температурой растворения (КТР)*, при которой и выше которой наступает полное растворение.

Причем, если в смеси находятся вещества, растворяющиеся в данном растворителе при разных температурах, то появляется возможность их количественного разделения.

Классификация нефти

Предложено множество научных классификаций нефти (химическая, генетическая, технологическая), но до сих пор нет единой международной их классификации.

Химическая

В основу положено
преимущественное содержание
в нефти одного или нескольких
классов углеводородов

Типы нефти

- Парафиновые
- Парафино-нафтеновые
- Нафтеновые
- Нафтено-ароматические
- Ароматические
- Парафино-нафтено-ароматические

- В парафиновых нефтях (узеньская, жетыбайская) все фракции содержат значительное количество алканов: бензиновые — не менее 50 %, а масляные — 20 % и более.
- В парафино-нафтеновых нефтях и их фракциях преобладают алканы и циклоалканы, содержание аренов мало (нефти Западной Сибири)

Для нафтеновых нефтей характерно высокое (до 60 % и более) содержание циклоалканов во всех фракциях (балаханская и сураханская нефти).

В нафтенно-ароматических нефтях преобладают нафтены и арены, особенно в высококипящих фракциях, парафиновые углеводороды содержатся в небольшом количестве и только в легких фракциях

- Парафино-нафтено-ароматические нефти характеризуются примерно равным количеством углеводородов всех трех классов,
- Ароматические нефти отличаются преобладанием аренов во всех фракциях (прорвинская и бугурусланская нефти)

Химическая типизация нефтей

Петров Ал.А подразделил нефти на 4 типа, в зависимости от концентрации алканов, изоалканов, нафтеновых углеводородов

Нефти типа А1- нефти парафинового или нафтено-парафинового основания. Содержание алканов в этих нефтях 30-40%, иногда выше, причем нормальные алканы составляют обычно 25-30% от суммы алканов. Нефти типа А1 содержат в основном слабо разветвленные изоалканы

– Нефти типа А2- нефти парафино-нафтенового и нафтено-парафинового основания. Содержание алканов в этих нефтях 15-25%, нормальные алканы составляют от суммы алканов 12-15%

Нефти типа Б1- это нафтеновые, нафтено-ароматические нефти. В этих нефтях нет нормальных алканов, содержание сильно разветвленных изоалканов составляет 8-9%

Нефти типа Б2- это нефти
нафтеновые.

Они обычно не содержат
нормальных алканов,
содержание изоалканов
8-20%

- *Технологическая классификация*
- Нефть подразделяется на три класса по содержанию серы:
 - малосернистая (I),
 - сернистая (II),
 - высокосернистая (III),три типа по выходу фракций, выкипающих до 350 °С
 - Т1 – больше 45,0 %,
 - Т2 - 30,0-44,9 %;
 - Т3 - меньше 30,0 %,

Четыре группы по содержанию базовых масел:

M1 - больше 25 %, на мазут-> 45%

M2 - 15-24,9 %, на мазут-> 45%

M3 - 15-24,9 %, на мазут- 30,0-44,9 %

M4 - меньше 15 %, на мазут-
< 30%

Четыре подгруппы по индексу вязкости:

- И1 - > 95 ИВ,
- И2 - 90-95 ИВ,
- И3 – 85-89.9 ИВ
- И4 – < 85 ИВ

Три вида по содержанию парафина:

П1 - малопарафинистое, содержание парафина меньше 1,5 %,

П2 - парафинистое, содержание парафина 1,51- 6,0 %,

П3 - высокопарафинистое, содержание парафина больше 6,0 %

Техническая классификация товарной нефти (ГОСТ Р 51858-2002)

**Для оценки товарных качеств
подготовленных на промыслах
нефтей в 2002 г. был разработан
применительно к международным
стандартам и принят новый ГОСТ
России Р 51858–2002, в
соответствии с которым их
подразделяют (классифицируют)**

По содержанию общей серы на четыре класса (1–4)

- 1 Класс нефти Малосернистая до 0,60 % вкл
(Массовая доля серы)
- 2 Класс нефти Сернистая 0,61-1,80 % (Массовая
доля серы)
- 3 Класс нефти Высокосернистая 1,81-3,50 %
(Массовая доля серы)
- 4 Класс нефти Особо высокосернистая
Свыше 3,51 % (Массовая доля серы)

по плотности нефти при 20 °С на пять типов (0–4)

• 0 тип

Плотность кг/м³, при температуре 15⁰С Не более 834,5

Выход фракций % не менее, до температуры

- 200⁰С – 30
- 300⁰С - 52
- 350⁰С -62
- Массовая доля парафина, не более 6 %

- **1 тип**

Плотность кг/м³, при температуре 15⁰С Не более 834,6 - 854,4

Выход фракций % не менее, до температуры

- 200⁰С – 27

- 300⁰С - 47

- 350⁰С - 57

- Массовая доля парафина, не более 6 %

• 2 тип

Плотность кг/м³, при температуре 15⁰С

Не более 854,5 -874,4

Выход фракций % не менее, до температуры

- 200⁰С – 21
- 300⁰С - 42
- 350⁰С -53
- Массовая доля парафина, не более 6 %

- **3 тип**

Плотность кг/м³, при температуре 15⁰С

Не более 874,5 -899,3

Выход фракций %- не нормируется

- Массовая доля парафина- не нормируется

- **4 тип**

Плотность кг/м^3 , при температуре 15°C
более - 899,3

Выход фракций % - не нормируется

- Массовая доля парафина - не нормируется

По степени подготовки нефти на 3 группы (1–3)

□ 1 группа

- Массовая доля воды, % не более -0,5 %
- Концентрация хлористых солей, не более – 100 мг/дм³
- Массовая доля механических примесей – не нормируется
- Давление насыщенных паров, не более - 66,7 кПа
- Содержание органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204⁰С, не более – 10 млн⁻¹ (ppm)

- 2 группа
- Массовая доля воды, % не более -0,5 %
- Концентрация хлористых солей, не более – 300 мг/дм³
- Массовая доля механических примесей, не более – 0,05 %
- Давление насыщенных паров, не более - 66,7 кПа
- Содержание органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204⁰С, не более – 10 млн⁻¹ (ppm)

3 группа

- Массовая доля воды, % не более -1 ,0 %
- Концентрация хлористых солей, не более – 900 мг/дм³
- Массовая доля механических примесей, не более – 0,05 %
- Давление насыщенных паров, не более - 66,7 кПа
- Содержание органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204⁰С, не более – 10 млн⁻¹ (ppm)

По содержанию сероводорода и легких меркаптанов на 2 вида (1–2)

1 вид

Содержание сероводорода, не
более $-20 \text{ млн}^{-1} (\text{ppm})$

Содержание метил- и
этилмеркаптанов в сумме не более –
 $40 \text{ млн}^{-1} (\text{ppm})$

2 вид

Содержание сероводорода, не более -100 млн^{-1} (ppm)

Содержание метил- и этилмеркаптанов в сумме не более – 100 млн^{-1} (ppm)

Условное обозначение марки нефти
состоит из четырех цифр,
соответствующих обозначениям
класса, типа, группы и вида нефти

X. X. X. X ГОСТ Р 51858-2002

| | | |

| | | вид

| | группа

| тип

Класс

При условии поставки на экспорт:

X. Xэ. X. X ГОСТ Р 51858-2002

«ПРОБЛЕМНЫЕ» ХИМИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ И УГЛЕВОДОРОДЫ В СОСТАВЕ НЕФТИ И ГАЗА

Разное содержание углеводородов отдельных классов формирует определенные физико-химические свойства нефти, к которым относятся в том числе: плотность (легкие, тяжелые нефти); вязкостно-температурные характеристики.

Присутствие в составе нефти химического элемента «серы» и соединений ее содержащих – проблемно. Повышают коррозионной активностью, что для нефтяной и газовой отраслей, которые при подъеме продукции из скважины, при подготовке к транспорту, транспортировке, при хранении, дальнейшей переработке используют оборудование: резервуары, аппараты, цистерны, танкеры, трубопроводный транспорт, а все это изготовлено из металла, для которого коррозия – опасно.

Присутствие в составе товарной нефти и газа такого элемента как сера нежелательно, ограничено нормативными документами. Содержание серы включено в действующий ГОСТ на товарную нефть, по содержанию серы нефть разделяется на классы. В этом ГОСТе также внесено содержание сероводорода и легких меркаптанов, по содержанию которых нефть разделяется на виды.

В составе газа горючего природного для промышленного и коммунально-бытового назначения также ограничивается содержание сероводорода не более $0,02 \text{ г/м}^3$, ограничивается содержание меркаптановой серы. В составе газа ограничивается содержание еще одного элемента – кислорода не более 1% об.

- Коррозию могут вызвать и минеральные соли (хлориды кальция, магния), растворенные в пластовой воде, присутствующие в составе нефтяной скважинной продукции.
- $\text{CaCl}_2 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{HCl} + \text{Ca}(\text{OH})_2$
- $\text{MgCl}_2 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{HCl} + \text{Mg}(\text{OH})_2$
- Удаляют вместе с водой процессом обезвоживания на промысле при подготовке нефти к транспортировке.

□ От присутствия углеводородов того или иного класса в составе нефти есть свои плюсы и минусы. Благоприятно влияют на свойства углеводороды нефти: алканы, циклоалканы, арены.

Для нефти (жидкости)
«проблемными» могут быть
углеводороды другого агрегатного
состояния: газообразные,
твердые, а это: попутный
нефтяной газ и нефтяные
парафины, которые в пластовых
термобарических условиях
взаиморастворяясь дают
однородную композицию -
пластовую нефть

При подъеме нефти из скважины снижаются температура и давление, что приводит к переходу газообразных алканов из растворенного состояния в газовое возникают проблемы при работе с газами, а это: расширение, утечка газа, которые ведет к потерям, аварийности. Газообразные алканы удаляют на промысле процессом, имеющим несколько названий: сепарации, дегазации (удаление газа), стабилизации (создание стабильного химического состава) в ЦППН.

Алканы с числом углеродных атомов 16 и более (парафины, церезины) также при переходе из растворенного жидкого состояния в твердое, создают проблемы начиная с ПЗП (призабойной зоны пласта), переходя в НКТ (насосно-компрессорные трубы), и другое промышленное оборудование, резервуары, емкости, проявляясь в виде парафиновых отложений (точнее в виде асфальтено-смоло-парафиновых отложений – АСПО, так как теряющим подвижность парафинам всегда составят компанию полиароматические углеводороды: нефтяные смолы, асфальтены).

Образовавшиеся АСПО – это серьезная проблема, которая решается физическими (скребки или нагрев) и химическими методами воздействия на ПЗП с использованием химических реагентов, в т. ч. растворителей, способствующих поддержанию или увеличению темпов добычи нефти. Если по той же схеме – «подобное растворяется в подобном», то в качестве растворителя может быть использован состав на углеводородной основе.

- Химические реагенты начинают привлекать уже на стадии вскрытия скважин с целью обеспечения буровым растворам необходимых свойств: стабилизации и изменения структурно-механических свойств бурового раствора.

- В составе скважинной газовой продукции могут быть

1. Углеводороды C_1-C_4 ;

2. H_2O ;

3. N_2 , He;

4. CO_2 ;

5. H_2S ;

6. механические примеси.

- Если рассматривать проблемность газообразных алканов, то традиционно внимание обращено на способность низших алканов (C_1 - C_4 , особенно метана) проявлять свойство характерное им - гидратообразование т. е. способность притягивать (присоединять) к себе воду, образуя при этом из двух соединений (вода + газообразный алкан) одно соединение, которое называют – клатраты или газовые гидраты. Как бы его не называли, композиция эта «проблемная», так как она имеет твердое снего- льдоподобное

- Газовые гидраты – это кристаллическая решетка, образованная молекулами воды, полости которой заполнены поглощенными углеводородами. При наличии соответствующих условий в недрах земли могут образовываться гидратные зоны толщиной на суше до 1,5 км и до 300-700 м в океанических отложениях. Для разрушения гидратов используют: физические методы (снижение давления и нагрев); химические методы (использование ингибиторов: одноатомные спирты –

Подготовка нефти и горючих газов к переработке

Нефть, извлекаемая из скважин, всегда содержит в себе попутный газ, механические примеси и пластовую воду, в которой растворены различные соли, чаще всего хлориды натрия, кальция и магния, реже — карбонаты и сульфаты. Обычно в начальный период эксплуатации месторождения добывается безводная или мало-обводненная нефть, но по мере добычи ее обводненность увеличивается и достигает 90...98 %. Очевидно, что такую «грязную» и сырую нефть, содержащую к тому же легко летучие органические (от метана до бутана) и неорганические (H_2S , CO_2) газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать на НПЗ без тщательной ее промышленной подготовки

В основе процесса обезвоживания лежит разрушение (дестабилизация) нефтяных эмульсий, образовавшихся в результате контакта нефти с водой, закачиваемой в пласт через нагнетательные скважины. При обессоливании обезвоженную нефть смешивают с пресной водой, создавая искусственную эмульсию (но с низкой соленостью), которую затем разрушают. Вода очищается на установке и снова закачивается в пласт для поддержания пластового давления вытеснения нефти

Стабилизация нефти

осуществляется на промыслах с целью сокращения потерь от испарения при транспортировке ее до НПЗ. Кроме того, присутствие в нефтях газов способствует образованию в трубопроводах газовых пробок, которые затрудняют перекачивание

Эмульсии представляют собой дисперсные системы из двух взаимно мало- или нерастворимых жидкостей, в которых одна диспергирована в др. в виде мельчайших капель (глобул). Жидкость, в которой распределены глобулы, является дисперсионной средой, а диспергированная жидкость — дисперсной фазой. Различают два типа нефтяных эмульсий: нефть в воде (Н/В) – гидрофильная, вода в нефти (В/Н) — гидрофобная

В первом случае нефтяные капли образуют дисперсную фазу внутри водной среды, во втором — капли воды образуют дисперсную фазу в нефтяной среде.

Образование эмульсий связано с поверхностными явлениями на границе раздела фаз дисперсной системы, прежде всего поверхностным натяжением. ПАВ обладают способностью понижать поверхностное натяжение

Вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, называются эмульгаторами; вещества, разрушающие поверхностную адсорбционную пленку стойких эмульсий, — деэмульгаторами.

Эмульгаторами обычно являются полярные вещества нефти, такие как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси.

Установлено, что в образовании стойких эмульсий принимают участие также различные твердые углеводороды — парафины и церезины нефтей. В нефти эмульгаторами являются растворимые в ней смолисто - асфальтеновые вещества, соли органических кислот, а также тонко измельченные частицы глины, окислов металлов и др.

• Нефтяные дисперсные системы

- НДС как объекты исследования характеризуются наличием частиц дисперсной фазы, дисперсионной среды и межфазной границей раздела фаз, а, следовательно, коллоидно-химическими свойствами - устойчивостью и реологическими свойствами (поведение тв. жид. тел.)

Классификация НДС

- Основными причинами существования дисперсной фазы в нефтяных системах являются межмолекулярные взаимодействия (ММВ) и фазовые переходы.
- ММВ обуславливают склонность к ассоциации (от англ. association - объединение) углеводородных и неуглеводородных компонентов.
- Образование частиц дисперсной фазы происходит также при протекании фазовых переходов (плавление - кристаллизация, испарение-конденсация), составляющих физико-химическую суть многих нефтетехнологических процессов.

- Основные признаки дисперсного состояния нефтяных систем: гетерогенность, дисперсность и степень межфазного взаимодействия на границе раздела фаз (лиофильность).
- Классическим признаком любых дисперсных систем, в том числе нефтяного происхождения, служит обычно различие агрегатных состояний дисперсной фазы и дисперсионной среды, т.е. гетерогенность.
- НДС, состоящие из двух фаз, по агрегатному состоянию дисперсной фазы и дисперсионной среды можно разделить на 8 типов.

Классификация НДС по агрегатному состоянию фазы и среды

Дисперсная фаза	Дисперсионная среда	Тип НДС
Газ	Газ	–
Жидкость	Газ	Туманы
Твердое	Газ	Аэрозоль
Газ	Жидкость	Газовые эмульсии, пены
Жидкость	Жидкость	Эмульсии
Твердое	Жидкость	Золи, гели, суспензии
Газ	Твердое	Твердые пены
Жидкость	Твердое	Твердые эмульсии
Твердое	Твердое	Твердые дисперсные системы

Водно-нефтяные эмульсии

Классическим примером НДС являются водно-нефтяные эмульсии, они наиболее изучены и часто встречаются в практике нефтяного дела. Водно-нефтяные эмульсии прямые (масло/вода) и обратные (вода/масло) образуются при добыче, промышленной подготовке, а также при приготовлении нефтепродуктов типа водно-топливных эмульсий, смазочно-охлаждающих жидкостей. Разделение водно-нефтяных эмульсий составляет суть процессов обезвоживания и электрообессоливания на промыслах и в электрообессоливающих установках ЭЛОУ.

Разрушение нефтяных эмульсий
применением демульгаторов, представляющих собой синтетические ПАВ, обладающих по сравнению с содержащимися в нефтях природными эмульгаторами более высокой поверхностной активностью, может быть результатом:

1) адсорбционного вытеснения с поверхности глобул воды эмульгатора, стабилизирующего эмульсию;

2) образования нестабильных эмульсий противоположного типа;

3) химического растворения адсорбционной пленки.

На установках **обезвоживания** и обессоливания нефти (**ЭЛОУ**) применяются водорастворимые, водонефтерастворимые и нефтерастворимые деэмульгаторы :

— они легко смешиваются (даже при слабом перемешивании) с нефтью, в меньшей степени вымываются водой и не загрязняют сточные воды;

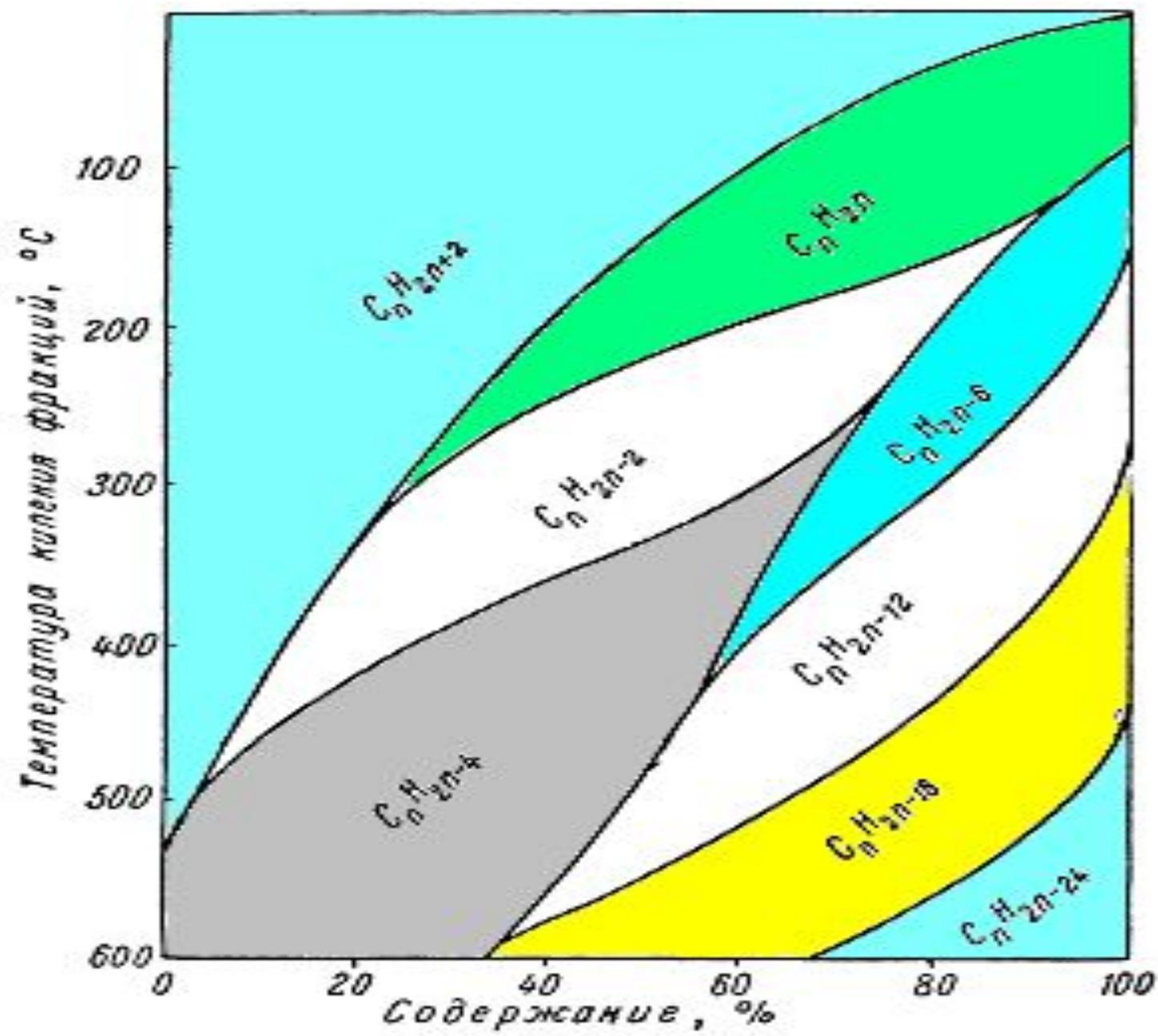
— их расход практически не зависит от обводненности нефти;

— оставаясь в нефти, предупреждают образование стойких эмульсий и их «старение»;

— обладают ингибирующими коррозию металлов свойствами;

— являются легкоподвижными жидкостями с низкой $t_{заст}$ и могут применяться без растворителя, удобны для транспортирования и дозирования.

Промышленный процесс обезвоживания и обессоливания нефтей, основан на применении методов - химической, электрической, тепловой и механической обработок нефтяных эмульсий, направленных на разрушение сольватной оболочки и снижение структурно-механической прочности эмульсий, создание более благоприятных условий для укрупнения капель и ускорения процессов осаждения крупных глобул воды, осуществляется на установках ЭЛОУ.



Распределение углеводородов по фракциям нефти

Парафиновые углеводороды ($C_n H_{2n+2}$)

Моноциклические нафтены ($C_n H_{2n}$)

Бициклические нафтены ($C_n H_{2n-2}$)

Трициклические нафтены ($C_n H_{2n-4}$)

Одноядерные ароматические углеводороды ($C_n H_{2n-6}$)

Двухядерные ароматические углеводороды ($C_n H_{2n-12}$)

Трехядерные ароматические углеводороды ($C_n H_{2n-18}$)

Четырехядерные ароматические углеводороды ($C_n H_{2n-24}$)