



**Волгоградский государственный технический  
университет**

## ***Химия нефти и газа***

# **СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Доц. Каф. ТОНС  
Леденев С.М.

# Гипотезы образования нефти

Нефть  
биогенного  
происхождения,

т.е. производная от  
растений и животных

**М.В. Ломоносов** (1757  
г.)

Нефть  
минерального  
происхождения,  
образовавшаяся в  
земных глубинах и по  
трещинам поднимавшаяся  
вверх и напитавшая  
пористые пласты

**Д.И. Менделеев**  
(1876 г.)

# Концепции «неорганической» гипотезы

- *карбидная;*
- *магматическая;*
- *вулканическая;*
- *космическая;*
- *плазменная;*
- *механическая;*
- *взрывная и др.*

Все гипотезы минерального происхождения нефти объединяет идея синтеза УВ, кислород-, серо- и азотсодержащих компонентов нефти из простых исходных веществ —  $C$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2O$  и радикалов при высоких температурах и взаимодействии продуктов синтеза с минеральной частью глубинных пород.

Менделеев Д. И. считал, что основой процесса образования углеводородов является взаимодействие карбидов металлов глубинных пород с водой, которая проникает по трещинам с поверхности на большую глубину.

Схема процесса представлялась следующим образом:



или в общем виде можно записать:



Образовавшиеся в газообразном состоянии углеводороды, по мнению Д. И. Менделеева, поднимались затем в верхнюю холодную часть земной коры, где они конденсировались и накапливались в пористых осадочных породах.

# Современная органическая теория происхождения нефти и газа

Нефтеобразование по механизму является длительным сложным многостадийным биохимическим, термокаталитическим и геологическим процессом преобразования исходного органического материала - продукта фотосинтеза - в многокомпонентные непрерывные смеси углеводородов парафинового, нафтенового, ароматического рядов и гибридного строения.

Нефть, природный газ, сланцы, сапропелитовые угли и богхеды, исходным материалом для синтеза которых являются водная растительность (планктон, водоросли, бентос) и микроорганизмы, генетически взаимосвязаны и образуют группу **сапропелитовых каустобиолитов**.

В процессе образования нефти, особенно природного газа, может в принципе участвовать и легко разрушаемая биоорганизмами часть органики (например, липиды и белки) наземной растительности.

# Состав органического вещества в осадочных породах. Понятие о битумоиде и керогене.

Битумоид – **растворимые** в органических растворителях компоненты органического вещества

Кероген – **нерастворимые** в органических растворителях компоненты органического вещества

# **Основные стадии осадконакопления и преобразования органики в нефть и газ**

***1.Осадконакопление;***

***2.Биохимическая (диагенез);***

***3.Катагенез***

***3.1.Протокатагенез (ранний катагенез);***

***3.2.Мезокатагенез (средний катагенез);***

***3.3.Апокатагенез.***

# ***1. ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ.***

После отмирания остатки растительных и животных организмов выпадают на дно морских или озерных бассейнов и накапливаются в илах, рассеиваясь среди привнесенных или образуемых на месте минеральных осадков.

## ***2. БИОХИМИЧЕСКАЯ.***

Накопленный на дне бассейнов глубиной в несколько метров органический осадок медленно преобразуется, уплотняется, частично обезвоживается за счет протекания биохимических процессов в условиях ограниченного доступа кислорода. Этот процесс сопровождается выделением углекислоты, воды, сероводорода, аммиака и метана. Осадок одновременно пополняется, хотя незначительно, углеводородами нефтяного ряда за счет биосинтеза их в телах бактерий и образования из липидных компонентов

### ***3.1 ПРОТОКАТАГЕНЕЗ.***

Пласт органических осадков медленно со скоростью 50-300 м/млн. лет опускается на глубину до 1,5-2 км, обусловливаемую скоростью прогибания земной коры и возрастом осадочного слоя. Пласт сверху покрывается слоем новых молодых осадков.

По мере погружения в пласте медленно повышаются давление и температура (подъем температуры на 1°С примерно за 60 - 400 тыс. лет). Биохимические процессы вследствие гибели микроорганизмов полностью затухают. При мягких термобарических параметрах в пласте (температура 50-70°С) активного процесса нефтеобразования не происходит, поскольку любое самое продолжительное геологическое время (вплоть до 400-600 млн. лет) не может компенсировать недостаток температуры. Концентрация битуминозных веществ возрастает незначительно.

## **3.2 МЕЗОКАТАГЕНЕЗ –**

**главная фаза нефтеобразования (ГФН).**

Осадок погружается на глубину 3-4 км, температура возрастает до 150°C. Органическое вещество подвергается активной термокаталитической деструкции с образованием значительного количества подвижных битуминозных веществ - до 30% масс, на исходный кероген сапропелитового типа. Битумоиды содержат уже практически весь комплекс углеводородов нефтяного ряда.

Одновременно с образованием (генерацией) основного количества углеводородов в ГФН происходит отгонка за счет перепада давления и эмиграционный вынос вместе с газом и водой битумоидов керогена из глинистых и карбонатно-глинистых уплотняющихся осадков в проницаемые песчаные пласты-коллекторы и далее в природные резервуары макронефти.

В начале ГФН скорость генерации рассеянной нефти еще преобладает над скоростью ее эмиграции, в результате с ростом глубины наблюдается значительное обогащение органического вещества битуминозными компонентами. При дальнейшем погружении осадочных пород процесс генерации углеводородов постепенно затухает вследствие израсходования основной части керогена, а скорость их эмиграции возрастает.

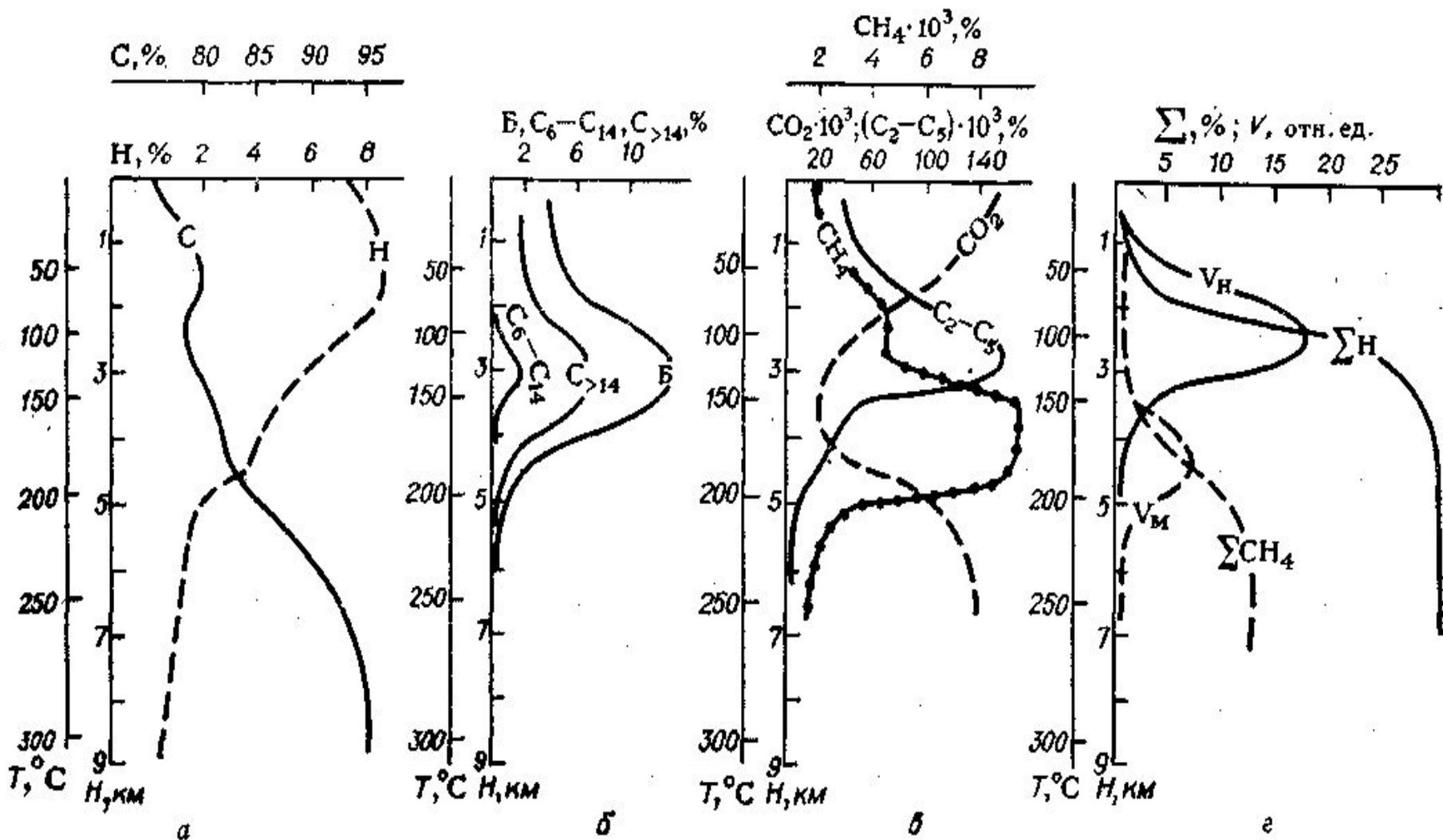
В результате при дальнейшем росте глубины погружения нефтематеринских пород интенсивность (скорость) генерации микронефти снижается и ГФН завершается.

При эмиграции микронефти из глинистых нефтематеринских пород в прилегающие к ним пласты пористых водонасыщенных песчаников возникает хроматографическое разделение образовавшейся смеси жидких и газообразных углеводородов. Глинистый пласт представляет собой естественную хроматографическую колонку, а газы и низкокипящие углеводороды выполняют роль элюента. В природной хроматографической колонке происходит частичная задержка асфальтосмолистых веществ. В песчаный коллектор выносятся смесь нефтяных углеводородов с содержанием 5 - 10% асфальто-смолистых веществ. Это, по существу, уже есть настоящая нефть.

### **3.3 АПОКАТАГЕНЕЗ.**

На глубине более 4,5 км, где температура 180 - 250° С. Органическое вещество исчерпало свой нефтегенерирующий потенциал, продолжает реализовываться метаногенерирующий потенциал, благодаря чему эта стадия получила наименование главной фазы газообразования (ГФГ).

С ростом глубины осадочных пород ниже ГФН нефть становится более легкой с преобладанием доли алканов, обогащается низкокипящими углеводородами; залежи нефтей постепенно исчезают, замещаются сначала газоконденсатами, затем залежами природного газа, состоящего преимущественно из метана.



Преобразование органического вещества осадочных пород (а — в) и генерация нефти и газа (г) при росте глубины погружения (H) и температуры (T): C — содержание в органическом веществе углерода; H — водорода, Б — битумоида; ΣH — генерация нефти; ΣCH<sub>4</sub> — генерация метана; V<sub>н</sub> — скорость генерации нефти; V<sub>м</sub> — скорость генерации метана

<b>Глубина погружения пласта, м</b>	<b>Стадия трансформации органического вещества</b>
1500	Кероген
2000	Тяжелая нефть
2500	Средняя нефть
3000	Легкая нефть
3500	Жирный газ
Более 3500	Сухой газ



**Волгоградский государственный технический  
университет**

**Химия нефти и газа**

**КЛАССИФИКАЦИЯ  
НЕФТЕЙ**

Доц. Каф. ТОНС  
Леденев С.М.

**Сырая нефть** — жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого фракционного состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса.

**Товарная нефть** — нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

# СЫРЬЕ НЕФТИ РОССИИ



# Экспортные марки товарной нефти

<p><b>Эталонные марки нефти</b></p>	<p><b>West Texas Intermediate</b> (Западный Техас), <b>Brent Crude</b> (Северное море), <b>Dubai Crude</b> · (эмират Дубай)</p>
<p><b>Российские марки нефти</b></p>	<p><b>Arctic Oil, Urals, REBRO, Sokol, Siberian Light, ESPO</b></p>
<p><b>Марки нефти корзины ОПЕК</b></p>	<p><a href="#">Arab Light</a> (Саудовская Аравия), · <a href="#">Basra Light</a> (Ирак), · <a href="#">Bonny Light</a> (Нигерия), · <a href="#">Es Sider</a> (Ливия), · <a href="#">Girassol</a> (Ангола), · <a href="#">Iran Heavy</a> (Иран), · <a href="#">Kuwait Export</a> (Кувейт), · <a href="#">Merey</a> (Венесуэла), · <a href="#">Murban</a> (ОАЭ), · <a href="#">Oriente</a> (Эквадор), · <a href="#">Qatar Marine</a> (Катар), · <a href="#">Saharan Blend</a> (Алжир)</p>
<p><b>Прочие марки нефти</b></p>	<p><a href="#">Azeri Light</a> Azeri Light · <a href="#">BCF 17</a> Azeri Light · BCF 17 · <a href="#">BTC Blend</a> Azeri Light · BCF 17 · BTC Blend · <a href="#">Fateh</a> Azeri Light · BCF 17 · BTC Blend · Fateh · <a href="#">Isthmus-34 Light</a> Azeri Light · BCF 17 · BTC Blend · Fateh · Isthmus-34 Light · <a href="#">Minas</a> Azeri Light · BCF 17 · BTC Blend · Fateh · Isthmus-34 Light · Minas · <a href="#">Statfjord</a> Azeri Light · BCF 17 · BTC Blend · Fateh · Isthmus-34 Light · Minas · Statfjord · <a href="#">Tapis Crude</a> Azeri Light · BCF 17 · BTC Blend · Fateh · Isthmus-34 Light · Minas · Statfjord · Tapis Crude</p>

# Эталонные марки нефти

**Brent Crude oil** - лёгкая малосернистая нефть, её плотность при 20 °С около 825—828 кг/м<sup>3</sup> (38,6-39 градусов API Американского нефтяного института), содержание серы около 0,37 %.

**West Texas Intermediate (WTI)** известная также как **Texas light sweet** — марка нефти, которая добывается в штате Техас (США), плотность в градусах API составляет 39,6°, плотность 827 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы — 0,4-0,5 %, в основном используется для производства бензина и поэтому на данный тип нефти высокий спрос, в частности в США и Китае.

**Dubai Crude** — маркерный сорт нефти, добываемый в Дубае и использующийся как эталон в установлении цены на другие марки экспортной нефти в регионе Персидского залива.

# Российские экспортные марки нефти

**Urals** — получается смешением в системе трубопроводов «Транснефти» тяжелой, высокосернистой нефти Урала и Поволжья (содержание серы в которых достигает 3,0 %, а плотность в градусах API — не превышает 26-28). Итоговое содержание серы в нефти сорта Urals составляет 1,2 %, плотность в градусах API — 31-32.

**REBCO** (англ. *Russian Export Blend Crude Oil*) — нефть российской экспортной нефтяной смеси, формируемой в системе трубопроводов «Транснефть» путем смешения тяжелой высокосернистой нефти Урало-Поволжского региона и малосернистой нефти Западной Сибири, соответствующей по своим характеристикам марке Urals. В настоящее время целесообразно применение обозначение **Urals (REBCO)**.

**Siberian Light** — легкая западносибирская нефть, добываемая в Ханты-Мансийском автономном округе. Плотность 35-36 в градусах API — и содержанием серы 0,57 %. Сходна по составу с Brent и WTI.

**Sokol** — российская марка нефти. Плотность составляет 36-37° API, содержание серы — 0,23%. Добывается в проекте «Сахалин - 1».

**Arctic Oil (ARCO)** — сорт российской нефти, добываемый на Приразломном месторождении, который является первым в России проектом по добыче углеводородных ресурсов шельфа Арктики. Первая партия нефти названного сорта была отгружена 18 апреля 2014 года.

**ESPO** — марка сибирской нефти, поставляемая по трубопроводу Восточная Сибирь - Тихий Океан (ВСТО). По американским стандартам плотность одной из смесей на основе нефти, поставляемой через ВСТО, под названием ESPO blend, составляет 34,8 градуса по API с содержанием серы 0,62 % (до 0,53 %).

## ***В настоящее время существуют различные классификации нефтей:***

- по геохимическому происхождению,
- по физико-химическим свойствам,
- по фракционному,
- по химическому составу.

Это определяет направления переработки нефтей и возможности получения тех или иных нефтепродуктов.

В связи с тем, что именно свойства нефти определяют направление и условия ее переработки, влияют на качество получаемых нефтепродуктов, целесообразно объединить нефти различного происхождения по определенным признакам, т.е. разработать такую классификацию нефтей, которая отражала бы их химическую природу и определяла возможные направления их переработки.

# **ВИДЫ КЛАССИФИКАЦИЙ НЕФТЕЙ**

- ПО ФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ;**
- ХИМИЧЕСКИЕ КЛАССИФИКАЦИИ;**
- ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ;**
- ТЕХНИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ.**

# Классификация по плотности

□ Легкая (  $\rho_{15}^{15} \leq 0,828$  )

□ Утяжеленная (  $\rho_{15}^{15} = 0,828-0,884$  )

□ Тяжелая (  $\rho_{15}^{15} > 0,884$  )

Как правило, в легких нефтях содержится больше бензиновых фракций, относительно мало смол и серы. Из нефтей этого типа часто вырабатывают смазочные масла высокого качества. Тяжелые нефти характеризуются высоким содержанием смол. Для того чтобы получать из них масла, необходимо применять специальные методы очистки — обработку избирательными растворителями, адсорбентами и др. Однако тяжелые нефти — наилучшее сырье для производства битумов.

В настоящее время этой классификацией пользуются при транспортировке нефтей, на узлах их приема и сдачи, для приблизительной оценки качества при приеме нефтей на нефтеперерабатывающих заводах.

# **ХИМИЧЕСКИЕ КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТЕЙ**

**КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНОГО БЮРО**

**США;**

**КЛАССИФИКАЦИЯ ГРОЗНИИ**

# Характеристика нефтей по плотности Горным бюро США

Фракция, °С	Плотность нефти, $\rho_{15}^{15}$		
	парафинового основания	промежуточного основания	нафтенового основания
250 — 270 °С (при атмосферном давлении)	0,8250	0,825-0,8597	0,8597
275-300 °С (при 5,3 кПа)	0,8762	0,8762-0,9334	0,9334

# *Химическая классификация нефтей Горного бюро США*

<b>клас с</b>	<b>Название класса</b>	<b>Основание легкой части нефти</b>	<b>Основание тяжелой части нефти</b>
<b>1</b>	<b>Парафиновый</b>	<b>Парафиновое</b>	<b>Парафиновое</b>
<b>2</b>	<b>Парафино-промежуточный</b>	<b>Парафиновое</b>	<b>Промежуточное</b>
<b>3</b>	<b>Промежуточно- парафиновый</b>	<b>Промежуточное</b>	<b>Парафиновое</b>
<b>4</b>	<b>Промежуточный</b>	<b>Промежуточное</b>	<b>Промежуточное</b>
<b>5</b>	<b>Промежуточно- нафтенный</b>	<b>Промежуточное</b>	<b>Нафтенное</b>
<b>6</b>	<b>Нафтенно-промежуточный</b>	<b>Нафтенное</b>	<b>Промежуточное</b>
<b>7</b>	<b>Нафтенный</b>	<b>Нафтенное</b>	<b>Нафтенное</b>

# Химическая классификация нефтей ГрозНИИ

- **парафиновые** (все фракции содержат значительное количество алканов: бензиновые — не менее 50 %, масляные — 20 % и более) ;
- **парафино-нафтеновые** (наряду с алканами в заметных количествах присутствуют циклоалканы, а содержание аренов невелико) ;
- **нафтеновые** (высокое (до 60 % и более) содержание циклоалканов во всех фракциях. Алканов в этих нефтях мало, смолы и асфальтены также имеются в ограниченном количестве) ;
- **парафино-нафтено-ароматические** (углеводороды всех трех классов содержатся примерно в равных количествах, твердых парафинов мало (не более 2,5 %), а количество смол и асфальтенов достигает 10%) ;
- **нафтеноароматические** (характеризуются преимущественным содержанием циклоалканов и аренов, особенно в тяжелых фракциях. Алканы имеются только в легких фракциях, причем в небольшом количестве) ;
- **ароматические** (характеризуются высокой плотностью; во всех фракциях этих нефтей содержится много аренов).

# **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ**

Свойства нефти, лежащие в основании  
классификации:

- **Содержание серы (классы 1,2,3);**
- **Содержание фракций до 350°C (типы – Т);**
- **Потенциальное содержание базовых масел (группы –М);**
- **Индекс вязкости базовых масел (подгруппы – И);**
- **Содержание парафинов в нефти (виды – П).**

Классификация нефтей по технологическим признакам позволяет, с учетом физико-химических свойств нефти и ее фракций, определить вариант технологической схемы переработки конкретной нефти.

# Технологическая классификация нефтей по ГОСТ 38110-97

Класс	Сод. серы в нефти, % мас.	Тип (Т)	Сод. фр. до 350°С	Группа (М)	Пот. Сод. БМ, % мас. на нефть	Подгруппа (И)	ИВ баз. масел	Вид (П)	Сод. параф. в нефти, % мас.
I	≤0,5	T1	≥45,0	M1	>25,0	I1	>90	P1	≤1,50
II	0,51-2,0	T2	30,0-44,9	M2	15,0-24,9	I2	85-89,9	P2	1,51-6,00
III	>2,0	T3	<30,0	M3	<15,0	I3	<85	P3	>6,00

## ШИФР нефти - IIТ1М2И1П2

например, нефть сернистая с содержанием серы 0,6 % (мас.), выход светлых фракций больше 45% (мас.), содержание базовых масел 20%(мас.), индекс вязкости больше 85, содержание парафинов 1,8 (мас.)

**Техническая классификация  
по ГОСТ Р 51858-2002  
«Нефть. Общие технические условия»  
Свойства нефти, лежащие в основании  
технической классификации:**

- Содержание серы** (классы);
- Плотность** (типы);
- Степень подготовки** (группы);
- Содержание меркаптанов и сероводорода**  
(виды).

# ***Классы нефтей по технической классификации***

***(по ГОСТ Р 51858-2002)***

- 1 — малосернистая*** (до 0,60 % масс.);
- 2 — сернистая*** (0,61 - 1,80 % масс.);
- 3 — высокосернистая*** (1,81 - 3,50 % масс.);
- 4 — особо высокосернистая*** (свыше 3,5% масс.).

# **Типы нефтей по технической классификации**

**( по ГОСТ Р 51858-2002)**

- 0 — особо легкая** ( $\rho_4^{20}$  не более 0,8300);
- 1 — легкая** ( $\rho_4^{20}$  от 0,8301 до 0,8500);
- 2 — средняя** ( $\rho_4^{20}$  от 0,8501 до 0,8700);
- 3 — тяжелая** ( $\rho_4^{20}$  от 0,8701 до 0,8950);
- 4 — битуминозная** ( $\rho_4^{20}$  свыше 0,8950).

С 1 января 2004 г. обязательно определение плотности при 15 °С.

# Группы нефтей по технической классификации

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

# Виды нефтей по технической классификации

Показатель	Норма для вида		
	1	2	3
Содержание $H_2S$ , (ppm*), не более	20	50	100
Суммарное содержание метил- и этилмеркаптанов, (ppm), не более	40	60	100

\*ppm - миллионная доля (пропромилле) :

$$1 \text{ ppm} = 0,0001 \% = 0,000001 = 10^{-6}$$

$$1 \% = 10000 \text{ ppm.}$$

Таким образом, по технической классификации в соответствии с ГОСТ Р 51858—2002 условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти.

*Например,* нефть (при поставке потребителю в России) с содержанием серы 1,15 % (мас.) (**класс 2**), плотностью при 20 °С 840,0 кг/м<sup>3</sup> (**тип 1**), концентрацией хлористых солей 120 мг/дм<sup>3</sup>, содержанием воды 0,40 % (масс.) (**группа 2**), с содержанием сероводорода менее 20 ppm (**вид 1**) обозначают

***Нефть 2.1.2.1 ГОСТ РФ 51858-2002.***