

# **3. КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТИ**

Изучение нефти проводится в различных аспектах:

- *генезис*
- *химический состав*
- *переработка*
- *формирование нефтяных месторождений*
- *поиск нефтяных месторождений*

Трудности в создании **универсальной** классификации обусловлены рядом причин:

- *сложность и разнообразие химического состава нефтей*
- *недостаточность знаний о факторах процессов образования превращения нефтей в недрах земли*
- *необходимость выбора минимального числа квалификационных параметров с максимальной информативностью*

# Свойства нефти Вахского месторождения

Параметры по пластам	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Пластовая температура, °С	91	90	94
Давление насыщения, МПа	8	9	10
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	86	92	92
Объемный коэффициент, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,237	1,243	1,216
Плотность пластовой нефти, кг /м <sup>3</sup>	739	730	740
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,2	1,0	1,3
Температура застывания, °С	-15,8	-17	-12,7
Содержание, %			
серы	0,5	0,5	0,4
смола	6,8	7,0	7,8
асфальтенов	1,8	2,1	2,6
парафинов	2,3	3,0	2,7
Вязкость, мПа·с			
при 20 °С	7,7	7,2	10,3
при 50 °С	3,5	3,4	4,3
Выход фракций, %			
100 °С	5	9	4
150 °С	18	29	13
200 °С	30	33	25
300 °С	51	54	48

# Свойства пластовой нефти Верхнечонского месторождения

	Вч1+2		Вч2		Пр	
	диапазон значений	принятые значения	диапазон значений	принятые значения	диапазон значений	принятые значения
1	2	3	2	3	2	3
Пластовое давление, МПа	163.2-156	158.9	123.8-157	156	150.9-153.1	152
Пластовая температура, °С	10.2-20	16.6	15-20	18.7	12-16	14
Давление насыщения, МПа	13-16	14.6	13.3-14.1	13.3	10.2-11.0	10.6
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	83.9-118.5	96.8	83.9-103.4	90.7	-	-
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	759.1-802.8	783	761-793.8	777.4	786.5-790	788
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	3.2-4.7	3.8	3.0-4.5	3.7	3.4-3.7	3.6
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	8.4-19.0	12.7	8.2-28.3	15.6	14-30.8	22.4
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:						
- при однократном (стандартном) разгазировании	0.897-1.08	0.999	0.931-1.12	1.04	0.85-1.11	1.06
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.852-0.985	0.888	0.72-0.97	0.89	0.79-0.989	0.86
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:						
- при однократном (стандартном) разгазировании	853-867	857	855-867	859	-	847.93
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	840-860	851.3	846-860	852	847-853	849

# ВИДЫ КЛАССИФИКАЦИЙ

- **ГЕОХИМИЧЕСКАЯ (ГЕНЕТИЧЕСКАЯ)**
- **ХИМИЧЕСКАЯ**
- **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ (ПРОМЫШЛЕННАЯ, ТОВАРНАЯ)**

## Cut fraction characterisation

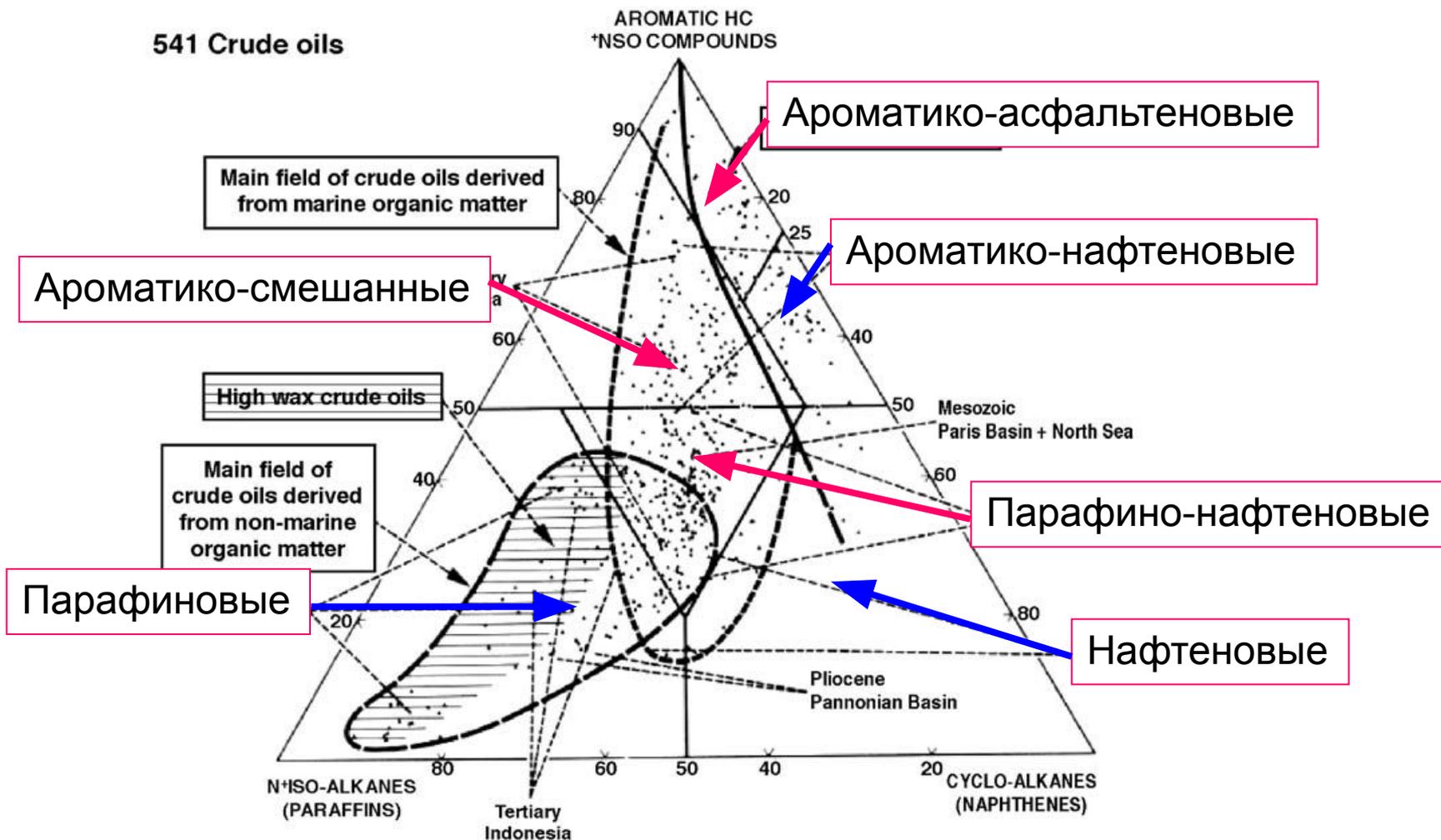
One possible framework for classification of crude oils, based on assay properties is given in **Tissot and Welte (1984)**.

They propose a classification based on relative quantities of paraffins, naphthenes and aromatics (PNA) contained in a particular crude oil, displayed on a ternary diagram.

They show how this ternary diagram can be used for **oil–oil** and **oil–source** correlations. An example of their classification technique is shown in Fig. 12. One draw back of this PNA framework is that data for plotting the ternary diagram are not readily available.

# Paraffins, naphthenes and aromatics (PNA) composition classification ternary diagram

(from Tissot and Welte, 1984, p. 440)



Установлено две совокупности нефтей:

- парафиновые и парафино-нафтеновые
- ароматические и асфальтеновые

## 3.1 ХИМИЧЕСКИЕ КЛАССИФИКАЦИИ

### КЛАССИФИКАЦИЯ ГРОЗНИИ

1. ПАРАФИНОВЫЕ
2. ПАРАФИНО-НАФТЕНОВЫЕ
3. НАФТЕНОВЫЕ
4. ПАРАФИНО-НАФТЕНО-АРОМАТИЧЕСКИЕ
5. НАФТЕНО-АРОМАТИЧЕСКИЕ
6. АРОМАТИЧЕСКИЕ

# Классификация нафтидов – природных ископаемых с углеводородной основой

(Abraham H., 1929)

Нафтиды	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при 20 °С	САВ, %	Асфальтены, %
Обычные нефти	< 0,91	8 – 450	10 - 20	< 5 – 6
Тяжелые нефти	0,91 – 0,98	450 – 850	20 – 35	4 - 10
Мальты	0,98 – 1,038	850	35 – 60	10 - 25
Природные битумы	> 1,03	-	60 - 98	> 25

# Классификация нефтей по содержанию САВ

(Сергиенко и др., 1979)

<b>Группа нефти</b>	<b>Месторождения</b>	<b>САВ, % на нефть</b>	<b>Доля А в САВ, %</b>
<b>Малосмолистые</b>	Апшеронские, Северо-Кавказские, оклахомские, техасские	1 – 10	до 10
<b>Смолистые</b>	Туймазы, Бавлы, Ромашкино, Майкопское, техасские	10 - 20	15 - 26
<b>Высокосмолистые</b>	Калифорнийские, Ильское, Чаратчон (Сирия)	23 - 40	17 - 40

# Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений.

Полищук Ю.М., Яценко И.Г., 2004 (ИХН, Томск)

- Представлены данные о физико-химических свойствах 17 тыс. нефтей из различных регионов мира.
- Предложена *классификация нефтей* по *физическим свойствам и химическому составу*.
- Описаны закономерности изменения физико-химических характеристик нефтей в зависимости от их:
  - *географического размещения,*
  - *глубины залегания, возраста пород,*

# Классификация нефтей по физико-химическим характеристикам (Полищук, Яценко)

Показатели	Единицы измерения	Класс	Величина показателя
Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	очень легкая нефть	800 и менее
		легкая нефть	св.800 до 840
		нефть средней плотности	св.840 до 880
		тяжелая нефть	св.880
Вязкость при 20 °С	мм <sup>2</sup> /с	маловязкая	40 и менее
		средней вязкости	св. 40 до 80
		высоковязкая	св.80
Содержание серы	%	малосернистая	0,5 и менее
		среднесернистая	св. 0,5 до 1
		сернистая	св. 1 до 3
		высокосернистая	св. 3
Содержание парафина	%	малопарафинистая	5 и менее
		парафинистая	св. 5 до 10
		высокопарафинистая	св.10
Содержание смол	%	малосмолистая	5 и менее
		смолистая	св. 5 до 10
		высокосмолистая	св.10
Содержание асфальтенов	%	малоасфальтеновая	1 и менее
		асфальтеновая	св. 1 до 3
		высокоасфальтеновая	св. 3
Содержание САВ	%	малосмолистая	10 и менее
		смолистая	св. 10 до 20
		высокосмолистая	св. 20 до 35
		очень высокосмолистая	св.35

## 3.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КЛАССИФИКАЦИИ

В зависимости от плотности нефти подразделяли:

Тип	Плотность $\rho_{15}^{15}$	Состав	Нефтепродукт
Легкие	$< 0,828$	Много светлых фр., мало смол и серы	Смазочные масла
Утяжеленные	$0,828 - 0,884$		
Тяжелые	$> 0,884$	Много смол	Битумы

# ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

Действующая технологическая классификация по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов подразделяет нефть на **классы, типы, группы, виды**.

## Классы нефти

Класс	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	до 0,60 включ.
2	Сернистая	от 0,61 до 1,80
3	Высокосернистая	от 1,81 до 3,50
4	Особо высокосернистая	св. 3,50

По **плотности**, а при поставке на экспорт — дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина, нефть подразделяют на **пять типов** (таблица 2):

- особо легкая;
- легкая;
- средняя;
- тяжелая;
- битуминозная.

# ТИПЫ нефти

Параметр	Норма для нефти типа									
	0		1		2		3		4	
	для страны	для экспорта	для страны	для экспорта	для страны	для экспорта	для страны	для экспорта	для страны	для экспорта
<b>Плотность</b> , кг/м <sup>3</sup> , при температуре <b>20 °С</b>	Не более <b>830,0</b>		<b>830,1--850,0</b>		<b>850,1-870,0</b>		<b>870,1-895,0</b>		Более <b>895,0</b>	
<b>15 °С</b>	Не более <b>834,5</b>		<b>834,6-854,4</b>		<b>854,5-874,4</b>		<b>874,5-899,3</b>		Более <b>899,3</b>	

## Примечания

- Определение плотности при 20 °С обязательно до 1 января 2004 г., определение плотности при 15 °С обязательно с 1 января 2004 г.
- Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому — к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

# Группы нефти

По степени подготовки нефть подразделяют на группы **1—3**

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

# Виды нефти

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на виды 1—2

Параметр	Норма для нефти вида	
	1	2
Массовая доля сероводорода, млн, <sup>-1</sup> (ppm), не более	20	100
Массовая доля меркаптанов, млн, <sup>-1</sup> (ppm), не более	40	100



## Пример:

Нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15 % (класс X), плотностью при 20 °С 860,0 (тип X), концентрации хлористых солей 120 мг/дм<sup>3</sup>, массовой доли воды: 0,40 % (группа X), при отсутствии сероводорода (вид X) обозначают «X.X.X.X ГОСТ Р 51858—2002».

# Паспорт качества нефти

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти при условиях измерения объёма, °С		26,7
2.	Давление при условиях измерения объёма, МПа		0,80
3.	Плотность нефти при Т и Р при условиях измерения объёма, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900-85 МИ 2153-2001	840,5
4.	Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900-85 МИ 2153-2001	845,1
5.	Плотность при 15°С, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069-97; ГОСТ Р 8.599-2003	848,72
6.	Массовая доля воды, % масс.	ГОСТ 2477-65	0,11
7.	Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> ; %	ГОСТ 21534-76	8,28(0,001)
8.	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	< 0,005
9	Суммарное содержание балласта, %	По расчету	0,111
10	Массовая доля серы, %	ГОСТ 1437-75	0,80
11	Давление насыщенных паров, кПа ; мм.рт.ст.	ГОСТ 1756-2000	47,6 (357)
12	Выход фракционный, % об. при 200°С при 300°С при 350°С	ГОСТ 2177-99	30
			51
			62
13	Массовая доля парафина, % масс.	ГОСТ 11851-85	2,97
14	Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ 50802-95	< 2
15	Массовая доля метил - и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ 50802-95	< 2
			< 2
16	Массовая доля органических хлоридов, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ASTM D 4929-99	< 1