

# Тема 1. Физико-химические свойства пластовых флюидов и пород- коллекторов

## ЛЕКЦИЯ 2. ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ. УСЛОВИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

# ГЕФТВ - маслянистая жидкость темного цвета

- Основные элементы - **углерод** (84-88%) и **водород** (12%), химически связанные в соединения:
- **Парафиновые** (метановые) –  
 $C_n H_{2n+2} \rightarrow \text{метан } CH_4$
- **Нафтеновые** -  $C_n H_{2n} \rightarrow \text{этилен } C_2H_4$
- **Ароматические** -  $C_n H_{2n-6} \rightarrow \text{бензол } C_6H_6$

в небольших количествах содержится :

- кислород, сера, азот, хлор, фосфор, йод и др. элементы
- металлы (литий, натрий, калий, барий, кальций, стронций, магний, медь, серебро, золото, цинк, кадмий, ртуть, бор, алюминий, галлий, индий, талий, ванадий, ниобий, тантал, никель, железо, молибден, кобальт, вольфрам, хром, марганец, олово)

## НЕФТИ (в%)

### По содержанию серы

- Малосернистые (до 0,5)
- Сернистые (0,51-1,9)
- Высокосернистые (более 1,9)

### По содержанию парафина

- Малопарафинистые (до 1,5)
- Парафинистые (1,51-6)
- Высокопарафинистые (свыше 6)

### По содержанию смолистых

- веществ Малосмолистые (не более 8)
- Смолистые (от 8 до 25)
- Высокосмолистые (более 25)

Углеводороды метанового ряда по физическому состоянию могут быть газами, жидкостями и твердыми веществами

Метан («болотный газ»  $\text{CH}_4$ ), этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) - при н.у. - газообразные

Пентан ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), гексан ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ), гептан ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ) - неустойчивы и при изменении Р и Т легко переходят из газообразного состояния в жидкое и наоборот

Углеводороды от  $\text{C}_8\text{H}_{18}$  до  $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$  - жидкие вещества, а содержащие более 17 атомов углерода - твердые (парафин, церезин)

Фракционный состав – разделение смесей на более простые компоненты перегонкой (дистилляцией) или ректификацией

40-80 °С - авиационный бензин

40-205 °С – автомобильный бензин

200-300 °С – керосин

270-350 °С – лигроин

После отбора этих фракций остается мазут, который разгоняют и получают дистилляты

Остаток после мазута – гудрон или полугудрон

# классификация нефтей в РФ

- Метановые
- Метано-нафтеновые
- Метано-нафтено-ароматические
- Нафтеновые
- Нафтено-ароматические

В дистиллятной (перегоняемой) части название преобладающего компонента занимает первое место, а на последнем - стоит компонент, присутствующий в наименьшем количестве

- 95% нефтей планеты Земля относят к метано-нафтеновым

**Средние значения физико-химических параметров,  
состава нефтей платформенных нефтегазоносных провинций (по Соболеву В. С.)**

Нефтегазоносная		Средняя глубина, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание в нефти, %			Групповой состав фракций (300 °С)		
провинция	область			Смоли и асфальтены	Парафин	Сера	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Тимано-Печерская	Юго-вост. При-тиманье	768	0,870	8,9	2,3	0,54	49,9	35,5	14,6
	Ижма-Печор впадина	1938	0,854	9,9	4,1	0,66	56,7	31,5	11,8
Волго-Уральская	Урало-Поволжье	1668	0,860	14,9	4,0	1,90	61,4	23,8	14,8
	Нижнее Поволжье	1708	0,840	4,9	4,3	0,37	43,7	47,4	8,9
Предкавказско-Мангышлакская	Южный Мангышлак	2090	0,833	7,7	15,9	0,26	58,7	28,9	12,4
Прикаспийская впадина	Эмбинская (надсолевые)	740	0,856	4,3	2,0	0,24	34,2	54,6	11,2
Западно-Сибирская	Южные районы	2260	0,855	9,9	3,9	0,60	57,5	26,3	16,1
	Северные районы	2387	0,804	2,3	2,3	0,06	41,3	40,6	18,2
Сибирская платформа	Лено-Вилуйская	2465	0,838	2,9	4,8	0,07	39,0	38,3	22,7
	Иркутский амфитеатр	2069	0,804	2,7	0,8	0,49	72,4	16,5	11,1

# Классификация нефтей по плотности

**Плотность** ( $\rho$ ) - масса в единице объёма ( $\text{кг}/\text{м}^3$ )

Тип нефти (согласно стандарту 2002 г) определяется по ее плотности

- 750.0 – 830 - особо легкая - 0
- 850.1 – 870 - легкая - 1
- 850.1 – 870 - средняя - 2
- 870.1 – 895 - тяжелая – 3
- 895.1 – 1000 - битуминозная- 4

## Плотность нефти

в России – при 20 °С и атмосферном давлении (ст.у.)

В мире – в градусах Американского нефтяного института (API) 60 ° F (Фаренгейта) соответствует 15,56 °С

**Плотность нефти для основных сортов РФ**  
820-905,5  $\text{кг}/\text{м}^3$  (41-24,76 по шкале API)

Наиболее ценные нефти с плотностью до 880  $\text{кг}/\text{м}^3$



# Физические свойства пластовых нефтей

- **Сильно отличаются от свойств поверхностных нефтей, что обусловлено влиянием температуры, давления и растворенного газа**
- **Эти изменения свойств нефтей учитывают при подсчете запасов, при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений**

**Давление насыщения нефти газом — это давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти** (зависит от состава нефти и газа, температуры системы, количества растворенного газа, скорости снижения давления и др. факторов)

**При содержании азота в составе растворенного газа давление насыщения нефти газом может существенно возрастет**

**Объемный коэффициент нефти и воды  $b$**  — отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости после дегазации (в ст. у.). Известны нефти, объемный коэффициент которых превышает 3,5, для пластовой воды этот коэффициент редко превышает 1,06

**Коэффициент усадки нефти (в %) —**

$$U = (b - 1) / b * 100$$

**характеризует уменьшение объёма пластовой нефти при её извлечении на поверхность,** т.е. после дегазации

# Вязкость нефти

Чтобы переместить один слой жидкости относительно другого, необходимо приложить силу

$$P = \mu \frac{\Delta v}{\Delta s} F$$

$\mu$  - коэффициент вязкости,

$\Delta v$  - приращение скорости движения одного слоя относительно другого

$\Delta s$  - расстояние между слоями,

$F$  - поверхность соприкосновения двух слоев.

Подставляя в формулу вместо величин их единицы измерения (единица силы 1Н, площади 1м<sup>2</sup>, расстояния 1м, скорости 1м/с), получаем размерность коэффициента вязкости 1 Н с/м<sup>2</sup> (дин с/м<sup>2</sup>) или Па·с

# Вязкость нефти

Измеряется в системе СИ - Па · с (паскаль - секунда)

В промышленной практике пользуются меньшими единицами вязкости:

- Пуаз  $1 \text{ П} = 0.1 \text{ Па}\cdot\text{с}$
- Сантипуаз  $1 \text{ сП} = 0.001 \text{ Па}\cdot\text{с}$

Динамическая вязкость воды при  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$  равна 1 сП, нефти от 1 до 100 и даже 200 сП.

Для технических целей часто пользуются понятием кинематической вязкости, за которую принимают отношение динамической вязкости нефти к ее плотности

# Единицей кинематической вязкости

в системе (СИ) служит  $1 \text{ м}^2/\text{с}$

на практике пользуются единицей **стокс**

$$1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$$

Иногда для оценки качества нефти пользуются условной вязкостью  $^{\circ}\text{ВУ}_t$ , которая показывает, насколько вязкость нефти больше вязкости воды. Индекс  $t$  указывает температуру, при которой производили измерения

Измеряют условную вязкость путем сравнения времени истечения  $200 \text{ см}^3$  нефти и воды через трубку определенных размеров (обычно диаметром 5 и длиной 100 мм). По данным этих измерений можно вычислить кинематическую вязкость

**Вязкость** нефти и воды зависит в основном от состава углеводородов нефти, температуры и количества растворенного газа

При большом газосодержании динамическая вязкость пластовой нефти может быть меньше вязкости воды  $\mu_w = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  при  $t = 20^\circ \text{С}$

Если  $\mu_n = 15\text{—}20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ , существенно затрудняется извлечение нефти из пласта и нефтеотдача сокращается до 10—15 %

В битуминозных породах  $\mu_n$  может достигать 10 -15 Па · с. В этом случае извлечь нефть можно лишь при воздействии на пласт теплоносителями (паром и горячей водой)

Если в нефти содержится большое количество парафина и смол, она приобретает реологические свойства неньютоновских жидкостей. Для фильтрации таких нефтей в пористой среде необходимо воздействие градиентов давления, при которых достигаются в капиллярах напряжения, превышающие динамические напряжения сдвига

**Вязкость пластовых вод**, в основном, зависит от температуры. Давление, минерализация, количество растворенного газа мало влияют на их вязкость, и поэтому ее значения обычно находятся в пределах 0,5—2,0 мПа·с



Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений состоят в основном из углеводородов гомологического ряда метана ( $C_n H_{2n+2}$ ) и неуглеводородных компонентов: азота ( $N_2$ ), углекислого газа ( $CO_2$ ), сероводорода ( $H_2S$ ), редких газов: гелия, аргона, ксенона ( $He, Ar, Xe$ ), паров ртути ( $Hg$ ).

Основу природных газов составляет метан ( $CH_4$ )

В значительно меньших объемах содержатся более тяжелые углеводороды: этан ( $C_2H_6$ ), пропан ( $C_3H_8$ ), бутан ( $C_4H_{10}$ ), пентан ( $C_5H_{12}$ ) и др.

**Газы природные горючие** встречаются в земной коре в виде свободных скоплений, а также растворенном (в нефти и пластовых водах), рассеянном (сорбированные породами) и твердом (газогидратные залежи) состояниях

Значительное количество газов заключено в пластах ископаемых углей, в большом количестве содержатся в магме извергаемых вулканов

Продукт, выделенный из природного газа и представляющий смесь жидких углеводородов (содержащих более 4-х атомов углерода в молекуле) называют **газовым конденсатом**

Природные газы, содержащие в основном  $\text{CH}_4$  и незначительное количество гомологов  $\text{C}_5$  и выше относятся к **сухим и бедным газам**

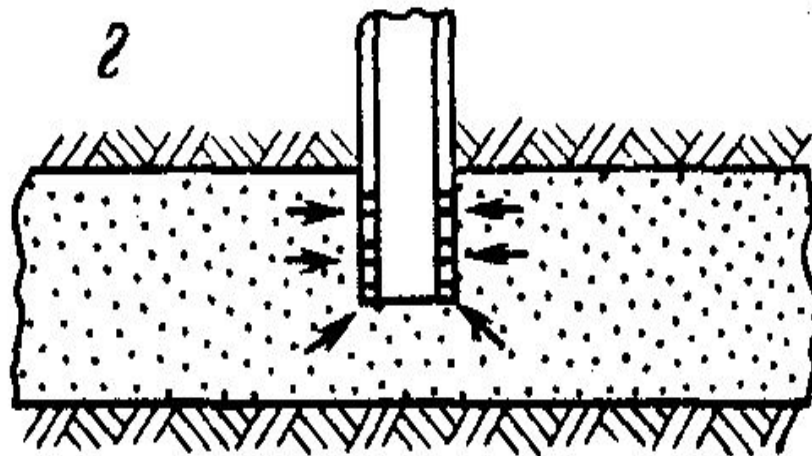
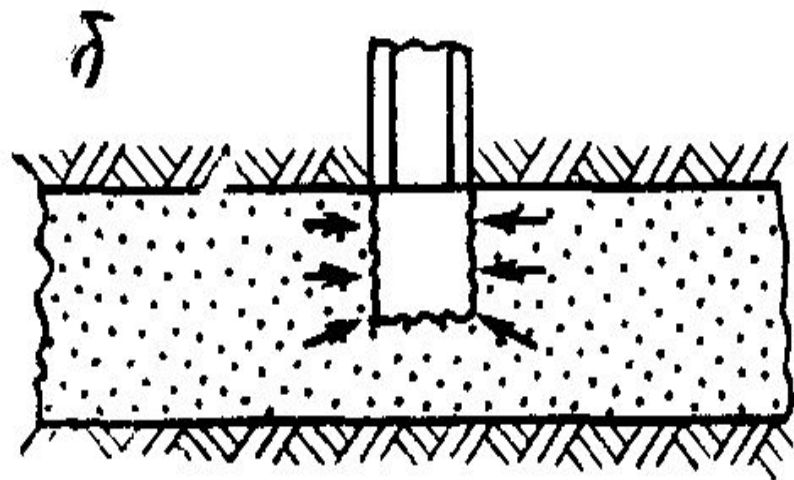
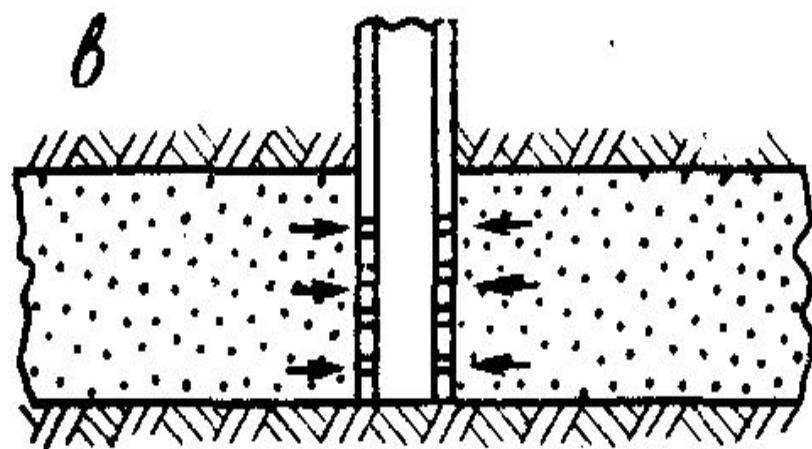
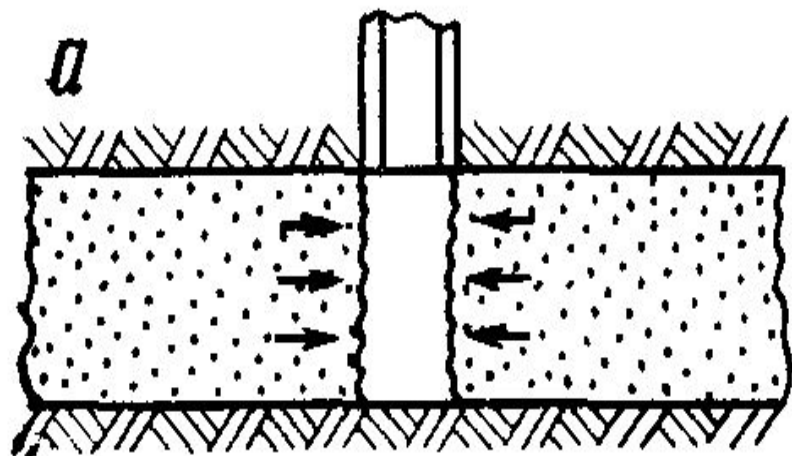
Газ газоконденсатных месторождений отличается меньшим содержанием  $\text{CH}_4$  и повышенным содержанием гомологов  $\text{C}_5$  и выше, его называют **жирным и богатым**

В газах газоконденсатных залежей, помимо лёгких углеводородов, содержатся высококипящие гомологи, которые при снижении давления выделяются в жидком виде (конденсат)

Нефтяные месторождения всегда содержат углеводородные газы в растворенном или свободном состоянии. Растворенный в нефти газ, добываемый вместе с нефтью, называют **попутным нефтяным газом**.

Нефтяной газ по сравнению с природным газом, содержит меньшее количество метана (30 – 70 %).

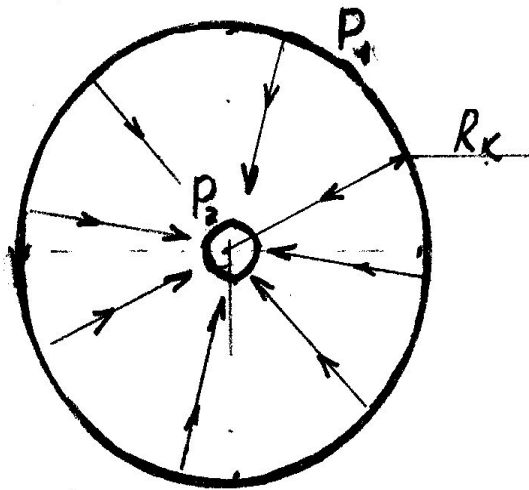
Количество газа, растворенного в одной тонне нефти, называют ее **газовым фактором**, величина которого зависит от состава нефти, температуры и пластового давления.



**Виды забоев скважин**

## Приток флюидов в скважину возможен - за счет разности $P_{пл}$ и $P_{заб}$

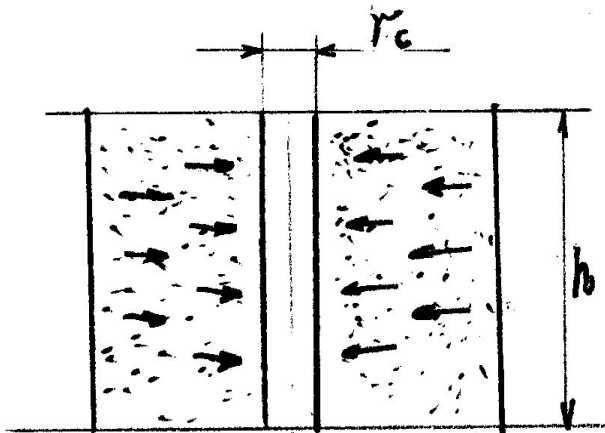
*движение жидкости через пористую среду сопровождается отложением ТВЧ*



Производительность ДС характеризуется их дебитом, т.е. количеством поступающей жидкости в единицу времени

Для оценки дебита ДС при установившемся режиме радиальной фильтрации используют ф. Дюпюи

$$Q = \frac{2 \pi k h}{\mu \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{c \text{ пр}}}} \Delta P$$



Дебит нефтяной скважины пропорционален перепаду

давления:  $Q = K (P_{пл} - P_{заб}) = K \cdot \Delta P$

Коэффициент продуктивности скважин – количество жидкости, которое может быть добыто из скважины при создании перепада давления на ее забое 0,1 МПа

Максимальный дебит скважины возможен при  $P_{заб} = 0$   
(потенциальный дебит  $Q_{пот}$ )

Если вместо жидкости к скважине притекает газ:

$$Q_g = \frac{\pi k h (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{\mu P_0 \ln(R_k / r_c)}$$

При отсутствии отбора жидкости в скважине устанавливается статический уровень  $H_{ст}$ , высота которого соответствует пластовому давлению

$$H_{ст} = H - z$$

где  $H$  - глубина скважины,  $z$  – расстояние от устья до статического уровня

Если пластовое давление превышает давление столба жидкости, заполнившей скважину, то при открытом устье из скважины жидкость будет переливаться