

Томский политехнический университет

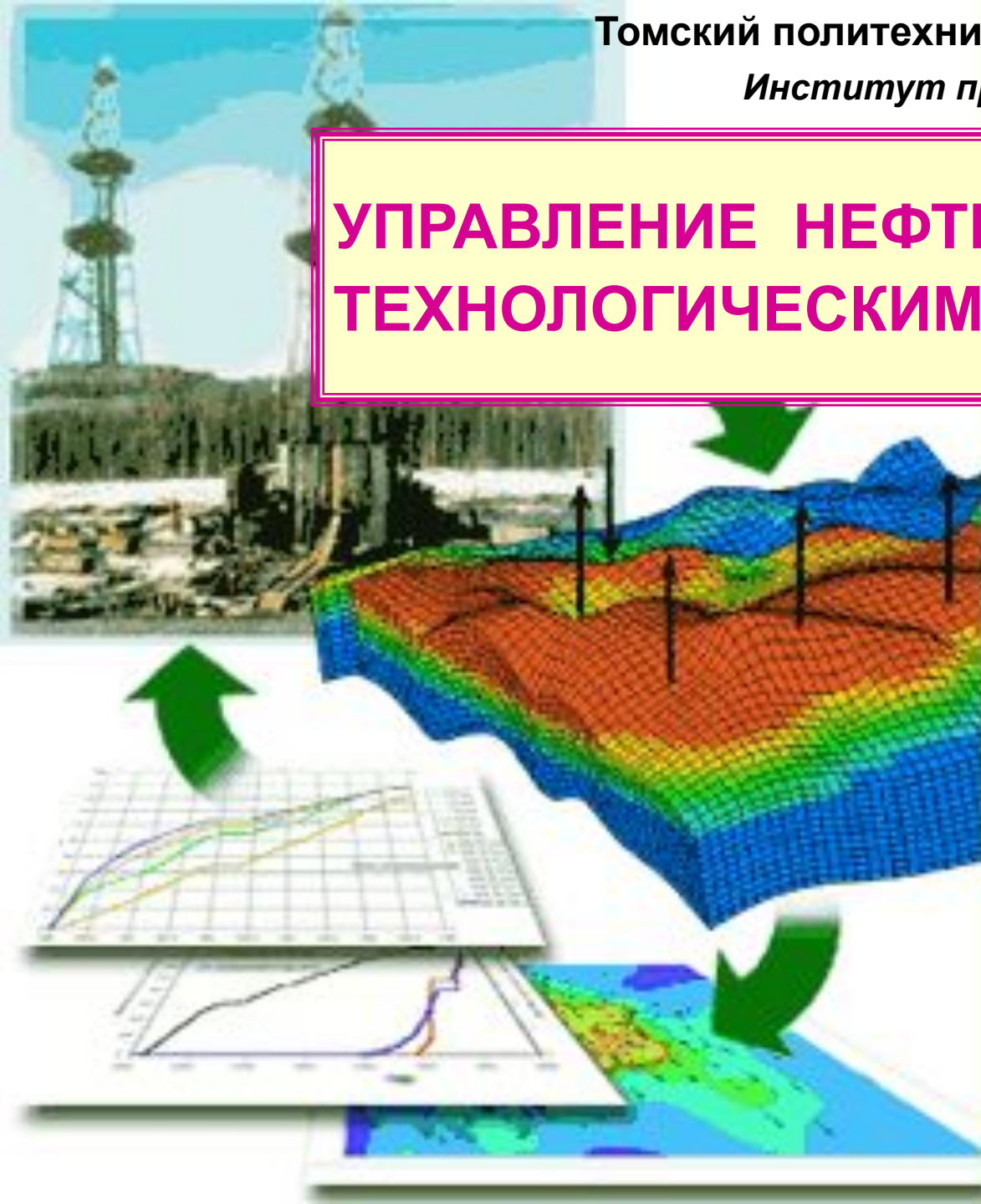
Институт природных ресурсов

# УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Презентация учебного  
курса для студентов  
направления 21.04.01  
«Нефтегазовое дело»  
(магистры)

*КАФЕДРА  
геологии и разработки  
нефтяных  
месторождений*

Подготовил  
проф. каф. ГРНМ  
Зятиков  
Павел Николаевич



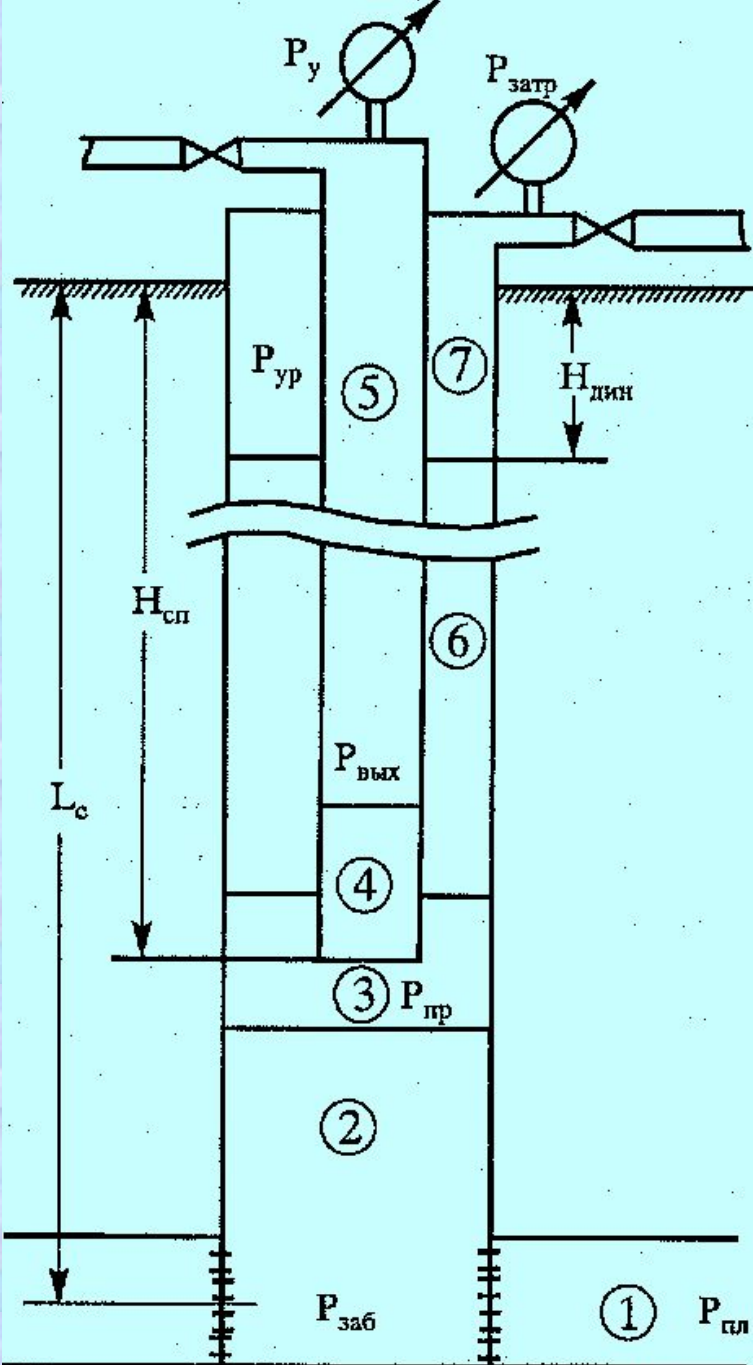


Рис.2

$P_{пл}$ ,  $P_{заб}$  — соответственно пластовое и забойное давления;  $P_{пр}$  — давление на приеме погружного оборудования;  $P_{вх}$  — давление на выходе из погружного оборудования;  $P_{вн}$  — давление на динамическом уровне в затрубном пространстве;  $P_{ур}$  — давление на устье скважины в НКГ;  $P_{затр}$  — давление на устье скважины в затрубном пространстве;  $L_c$  — длина (глубина) скважины;  $H_{сп}$  — глубина спуска погружного оборудования;  $H_{дин}$  — динамический уровень; 1 — пласт (призабойная зона); 2 — скважина; 3 — область приема погружного оборудования; 4 — погружное оборудование (насос); 5 — подъемник; 6 — затрубное пространство, заполненное газожидкостной смесью; 7 — затрубное пространство, заполненное газом

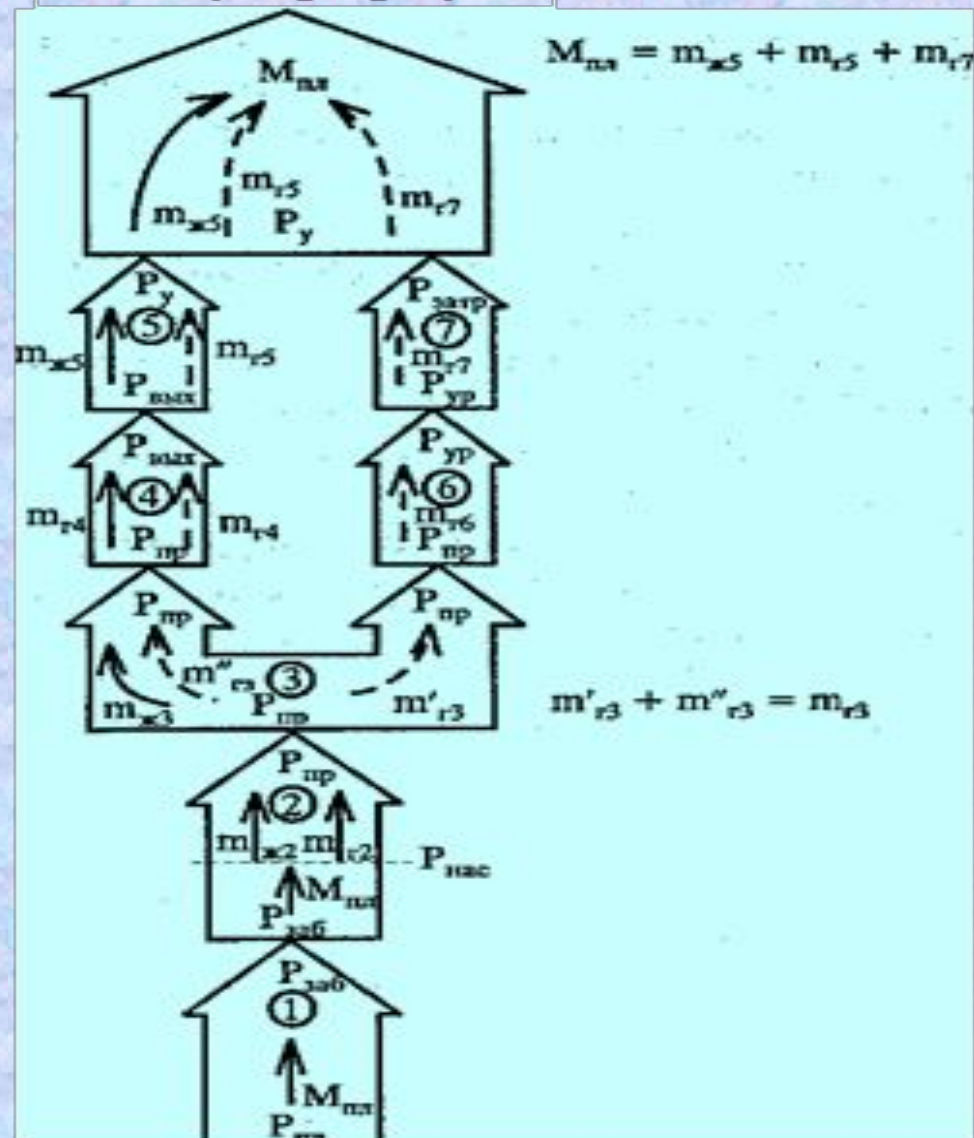


Рис. 3. Блок-схема гидродинамической системы.

$M_{пл}$  — масса продукции, поступающая из пласта в скважину;

$m_{ж2}, m_{г2}$  — соответственно масса жидкой и газовой фаз

Таблица 1.1

Распределение добычи нефти по способам эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Год							
	1994				2001			
	Фонд скважин		Добыча нефти		Фонд скважин		Добыча нефти	
	Шт.	%	Тыс. т	%	Шт.	%	Тыс. т	%
Всего	146110	100	318027	100	146481	100	314027	100
Фонтан	9488	6,7	40389	12,7	9183	6,7	25436	8,1
УЭЦН	47014	33,2	188908	59,4	51174	33,2	205374	65,4
УСШН	79019	55,8	62651	19,7	79945	55,8	58409	18,6
Газлифт	5523	3,9	24170	7,6	4731	3,9	21040	6,7
Прочие	566	0,4	1908	0,6	1448	1,0	3768	1,2

## Экономическая оценка основных способов эксплуатации

Нефти	Фонтан- ный	Газлифт			Глубиннонасосная добыча						
		непре- рыв- ный	пери- одичес- кий	плун- жер- ный лифт	штанговые насосы			бесштанговые насосы			
					станки - качалки		длин- нохо- до- вые	гидро- порш- невые	элект- роцен- тро- беж- ные	акус- ти- чес- кие	диафр- агмен- ные
					цель- ные штан- ги	полые штан- ги					
парафинистые	А	А	А	-	В	А	В	А	А	С	А
вязкие	В	С	С	С	В	В	В	В	С	С	С
эмульсионные	В	В	А	А	А	А	-	А	А	В	А
газосодержащие	+	+	-	+	В	В	А	В	А	С	В
содержащие песок	А	А	В	В	В	А	В	С	-	-	А
Наклонная скважина	-	-	-	-	А	А	А	-	-	А	-
Малодебитная скважина	-	В	А	А	В	В	С	В	С	А	А

Таблица 1.3

Максимальные ранги производительности оборудования для основных способов эксплуатации

Забойное давление, МПа	Глубина скважины, м	Фонтанный	Газлифт			Глубиннонасосная добыча						
			непрерывный	периодический	плунжерный лифт	штанговые насосы		длинноходовые	гидропоршневые	электроцентробежные	акустические	мембранные
						станки - качалки						
						цельные штанги	полые штанги					
	1000	1	0	1	1	3	3	6	6	6	3	1
0,5	2000	1	0	1	0	1	1	4	6	6	-	0
	3000	0	0	0	0	0	0	2	6	5	-	0
	1000	5	5	2	3	3	3	6	6	6	3	1
2,0	2000	3	3	1	3	2	2	4	6	6	-	0
	3000	2	2	1	2	0	0	2	6	5	-	0
	1000	6	6	2	3	3	3	6	6	6	3	1
5,0	2000	6	6	2	3	2	2	4	6	6	-	0
	3000	4	4	1	2	0	0	3	6	5	-	0

*Экспертные оценки эффективности способов эксплуатации  
в различных промысловых условиях*

Показатели	Оценка для способа эксплуатации						
	СШНУ	НЦЕУ	ГПНУ	УСН	Газлифт		Тандем «УЭЦН-СН»
					компрессорный	бескомпрессорный	
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатация высоко-дебитных скважин	2	4	2	4	4	4	4
Эксплуатация средне-дебитных скважин	3	4	3	4	4	4	4
Эксплуатация низко-дебитных скважин	4	1	4	4	0	0	4
Эксплуатация глубоких скважин	1	4	4	4	4	4	4
Эксплуатация скважин средней глубины	3	4	4	4	4	4	4
Эксплуатация неглубоких скважин	4	4	4	4	4	4	4
Длительная безотказная работа и достижение высокого коэффициента эксплуатации скважин	2	3	3	4	3	4	3
Исследования скважин	3	2	2	3	4	3	3
Автоматизация добычи, регулирование параметров и диспетчерский контроль	2	4	3	4	3	1	4

Таблица 1.5.

Параметр	Интервал изменения
Глубина залегания пласта, м	30–7000
Температура добываемой жидкости, °С	0–300
Плотность добываемой продукции, кг/м <sup>3</sup>	575–1400
Вязкость добываемой продукции, мПа*с	0–10000
Газосодержание, д.ед.	0–1,0
Обводненность, д.ед.	0–1,0
Содержание механических примесей, г/л	0–10
Минерализация, г/л	0–630
Концентрация H <sub>2</sub> S, г/л	0–2,0
pH, ед.	2–12
Объемный коэффициент	0,8–2,1
Коэффициент продуктивности, т/(МПа*сут)	0–180
Искривленность ствола скважины, град/10 п.м	0–10
Давление на забое, МПа	0,1–100
Давление на устье, МПа	0,1–100
Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	0–3000



Таблица 1.6

Границы применимости способов эксплуатации скважин

Параметры	Фонтанный	Газлифт (компрессионный)	Газлифт	УШСН	УЭЦН	УЭВН	ГПНУ	УСН
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина залегания пласта, м	0-6000	0-6000	0-6000	0-3500	0-2500	0-2000	0-5000	0-4500
Температура жидкости у входа в насос, °С	20-150	0-150	0-150	0-130	0-110	0-70	0-150	10-280
Плотность жидкости, г/м <sup>3</sup>	500-900	500-900	500-900	—	до 1250	—	0-870	650-1300
Вязкость жидкости, мПа*с	0,1-4000	0-800	0-800	1-2500	0-100	0-600	0-15	1,0-900
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0-1000	0-800	0-800	0-250	0-380	0-750	0-250	0-750
Обводненность, д.ед.	0-1,0	0-0,99	0-0,99	0-1,0	0-0,99	0,3-0,7	0-0,99	0-1,0
Содержание механических примесей, г/л	—	—	—	0-3,5	0-0,5	0-1,0	0-0,1	0-150
Минерализация, г/л	—	—	—	0-10	0-250	—	0-33	0-180
Концентрация H <sub>2</sub> S, г/л	—	—	—	0-5	0-1,25	0-0,01	0-0,01	0-0,01
pH, ед.	6-8,5	6-8,5	6-8,5	4,2-8	6-8,5	6-8,5	6-8	6,5-8
Объемный коэффициент, д.ед.	1,0-3,5	1,0-3,5	1-3,5	—	1-2,1	—	0-58	0-95
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(МПа*сут)	1-100	1-100	1-100	—	0,2-180	—	0-80	—
Искривленность ствола скважины, град	0-90	0-45	0-90	0-20	0-40	0-35	—	1-50

Таблица 1.7

Результаты ранжирования способов эксплуатации для скважин

Способ эксплуатации	Ранги для различных условий эксплуатации			
	I	II	III	IV
Фонтанный	3,51	3,51	3,43	3,44
Струйный с УЭЦН	2,75	2,75	2,78	2,78
УЭЦН	2,72	2,72	2,75	2,75
Бескомпрессорный газлифт	2,32	2,32	2,31	2,31
ГПНУ	2,07	2,11	2,05	2,08
Компрессорный газлифт	1,95	1,95	1,92	1,92
СШНУ	0,00	0,00	0,00	0,00

I — высокодебитная скважина;

II — среднедебитная скважина;

III — высокодебитная обводненная скважина;

IV — среднедебитная обводненная скважина

# ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ В ПЕРИОД ВСКРЫТИЯ, ВЫЗОВА ПРИТОКА, ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Различают первичное и вторичное вскрытие продуктивного горизонта. Под первичным вскрытием понимается процесс разбуривания продуктивного горизонта долотом. Вторичное вскрытие — процесс связи внутренней полости скважины с продуктивным горизонтом (перфорация скважины).

Так как процессы и первичного, и вторичного вскрытия являются процессами временными, то за время вскрытия в призабойной зоне скважины (ПЗС) могут происходить различные физические и химические превращения. Ниже мы остановимся, в основном, на физических процессах, протекающих в ПЗС в период первичного и вторичного вскрытия, вызова притока, освоения и эксплуатации.

К основным факторам, определяющим коэффициент проницаемости (а следовательно, и коэффициент подвижности) ПЗС во времени, относятся:

1. Кольматация — процесс загрязнения ПЗС механическими частицами, содержащимися в жидкостях с возможным последующим их набуханием. Если же в ПЗС попадают только фильтраты различных растворов, то в этом случае возможно набухание частиц цементирующего материала терригенной горной породы или самих частиц скелета породы.
2. Проникновение в ПЗС фильтратов различных растворов и жидкостей, используемых в период первичного, вторичного вскрытия, вызова притока и освоения.
3. Термодинамическая неустойчивость забойных условий со стороны скважины и призабойной зоны.
4. Оплавляемость поверхностей перфорационных каналов в процессе перфорации.

## ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

**Нефть и нефтяной газ** - это смесь углеводородов (соединений углерода с водородом). В зависимости от состава смеси одни углеводороды при нормальных условиях (760 мм. рт. ст. и  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) находятся в газообразном состоянии (природный и нефтяной газы), другие в жидком (нефть) и имеются углеводороды, которые находятся в твердом состоянии (парафины, содержащиеся почти во всех нефтях). В среднем в нефти содержится 82-87% углерода (С), 11-14% водорода (Н) и 0.4-1.0% примесей - соединений, содержащих кислород, азот, серу, асфальтовые и смолистые вещества.

**Плотность** характеризуется массой вещества, приходящейся на единицу объема. Плотность нефти при нормальных условиях колеблется от 700 (газовый конденсат) до 980 и даже 1000  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Легкие нефти с плотностью до 880  $\text{кг}/\text{м}^3$  наиболее ценные, т.к. обычно в них содержится больше бензиновых и масляных фракций.

## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

### ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

**Плотность** характеризует количество массы вещества, в единице объёма [**кг/м<sup>3</sup>**; **г/см<sup>3</sup>**]:

$$\rho = \frac{M}{V}$$

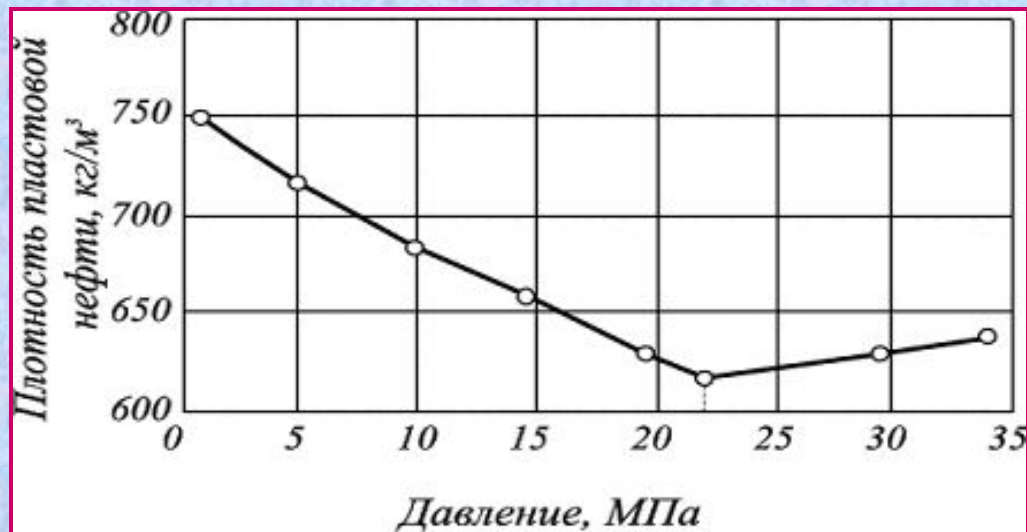
Плотность **пластовой** нефти 780 – 840 кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{ср}} = 800$  кг/м<sup>3</sup>)

Плотность **дегазированной** нефти 840 – 870 кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{ср}} = 859$  кг/м<sup>3</sup>)

лёгкие (800–860 кг/м<sup>3</sup>)

средние (860–900 кг/м<sup>3</sup>)

тяжелые (900–940 кг/м<sup>3</sup>)



## Основные свойства нефти и газа

В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких (метан, этан) или тяжелых (пропан и выше) углеводородов газы разделяются на **сухие и жирные**.

**Сухим газом** называют природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах.

**Жирным газом** называют газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать **жирным газом** такой, в  $1 \text{ м}^3$  которого содержится **более 60г газового бензина**.

## Основные свойства нефти и газа

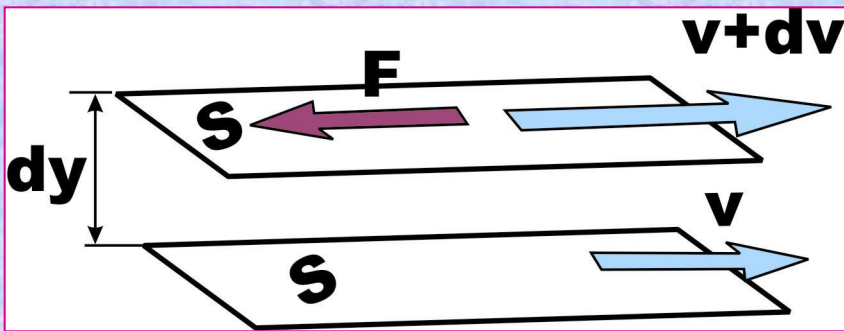
### ВЯЗКОСТЬ

**Вязкость** - свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении.

Различают **динамическую** и **кинематическую** вязкости.

#### Закон Ньютона

$$F = \mu S \frac{dv}{dy}$$



За единицу **динамической вязкости** принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в **1Н** (Ньютон) на площади **1 м<sup>2</sup>** между слоями, движущимися на расстоянии **1 м** с относительной скоростью **1м/сек.**

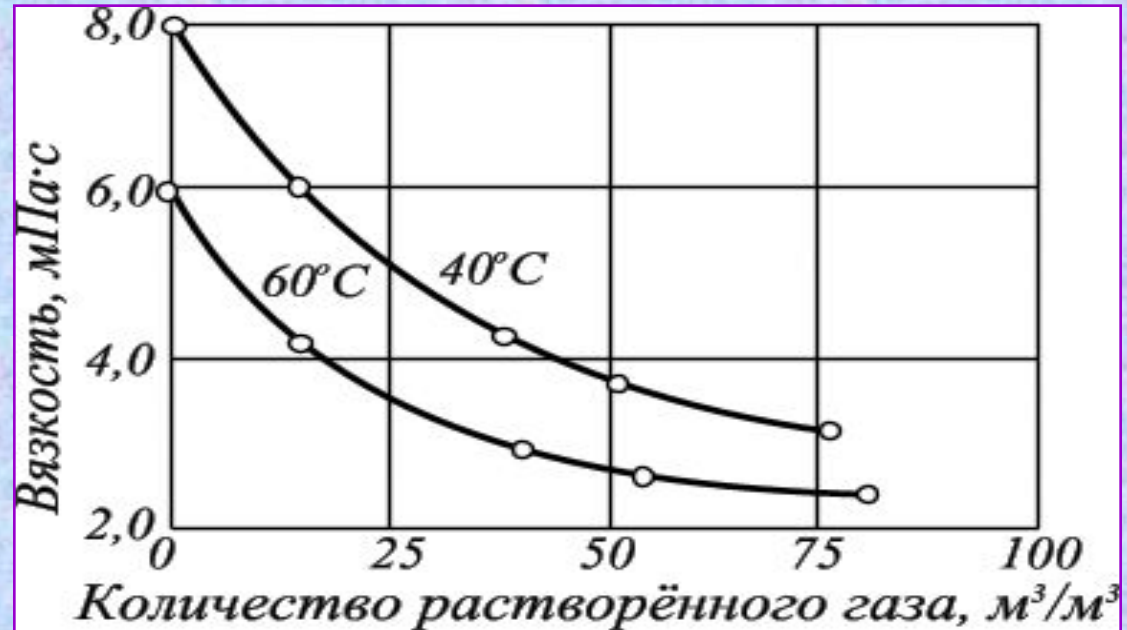
Размерность динамической вязкости:  
**[μ]=Па·с.** (Паскаль-секунда).

**Кинематическая вязкость** - отношение динамической вязкости к плотности, измеряется в **м<sup>2</sup>/с.**

# Основные свойства нефти и газа

## ВЯЗКОСТЬ

С повышением температуры вязкость нефти (как и любой другой жидкости) уменьшается. С увеличением количества растворенного газа в нефти вязкость нефти также значительно уменьшается.



Вязкость нефтей добываемых в России в зависимости от характеристики и температуры изменяется от 1 до нескольких десятков мПа·с (0.1-0.2 Па·с) и более.



## Основные свойства нефти и газа

### Объемный коэффициент нефти

**Объемный коэффициент** нефти – отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях. Он показывает, какой объем имел бы 1 м<sup>3</sup> дегазированной нефти в пластовых условиях.

$$b = \frac{V_{\text{Н.пл}}}{V_{\text{Н.д}}}$$

Для всех нефтей  $b > 1$ . Наиболее характерные величины 1.2 – 1.8

При сепарации газа происходит уменьшение объема пластовой нефти, которое оценивается **коэффициентом усадки**.

$$\varepsilon = \frac{V_{\text{Н.пл}} - V_{\text{Н.д}}}{V_{\text{Н.пл}}} = \frac{b - 1}{b}$$

Величина, обратная  $b$  называется **пересчетным коэффициентом**. Он служит для приведения объема пластовой нефти к объему нефти на поверхности.

$$\theta = 1/b = 1 - \varepsilon;$$

$$\varepsilon = 1 - \theta = (b - 1)/b.$$

## Основные свойства нефти и газа

### Коэффициент сжимаемости нефти

**Коэффициент сжимаемости нефти** – относительное изменение объема пластовой нефти при изменении давления на единицу.  
Он характеризует упругость нефти:

$$\beta_H = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{1}{\Delta P} \frac{b_1 - b_2}{b_1},$$

Размерность

$$[\beta_H] = [\text{Па}^{-1}]$$

Где  $V_0$  - первоначальный объем нефти;

$\Delta V$  - изменение объема нефти при изменении давления на  $\Delta P$ ;

$b_1$  и  $b_2$  - объемные коэффициенты пл. нефти для начальных и текущих давлений.

Для большинства пластовых нефтей его величина

$$(6 \div 18) \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}$$

## Основные свойства нефти и газа

**Плотность природных газов** зависит от их состава. Наиболее легким компонентом является метан ( $\text{CH}_4$ ). Его плотность при стандартных условиях составляет  $0,67 \text{ кг/м}^3$ .

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа — отношением плотности газа к плотности воздуха при тех же условиях:

$$\bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_v$$

Относительная плотность природного газа равна  $0,56 — 0,6$ , а газов, добываемых вместе с нефтью, —  $0,7 — 0,8$  или даже более единицы.

## Растворимость

В первом приближении для низких давлений и температур растворимость природных газов в жидкости может быть выражена по закону Генри следующим образом:

$$V = \alpha p$$

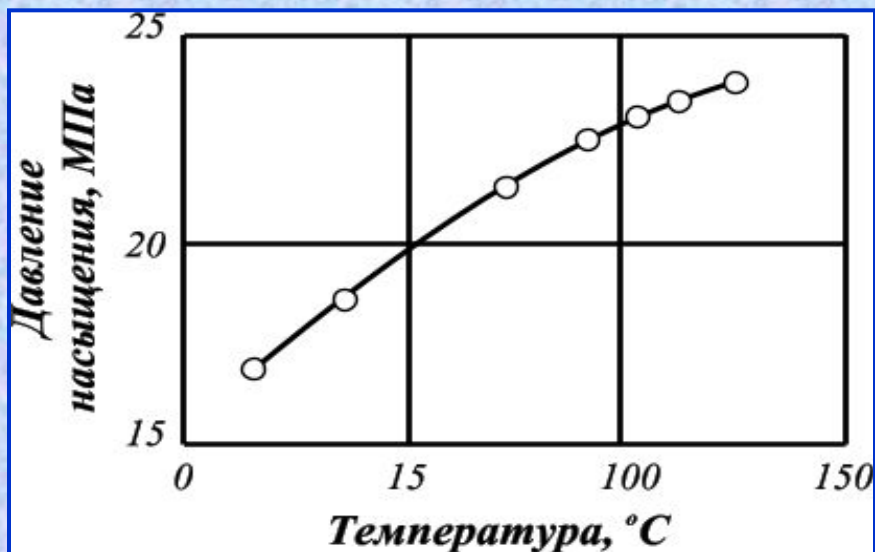
где  $V$  — объем растворенного газа в единице объема жидкости,  $\text{м}^3 / \text{м}^3$  ;

$\alpha$  — коэффициент растворимости газа при данной температуре;  $p$  — давление, Па. Размерность  $[\alpha] = \text{м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{Па})$ .

## ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

**Давлением насыщения** пластовой нефти называют **максимальное** давление, при котором растворённый газ начинает выделяться из нефти при изотермическом её расширении в условиях термодинамического равновесия.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) давление насыщения увеличивается. С ростом в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти (азот), давление насыщения также увеличивается.



$$p_{пл} = p_{нас}$$

полностью насыщена газом

$$p_{пл} - p_{нас} = 0 \div 33 \text{ МПа}$$

недонасыщена

## Основные свойства нефти и газа

### Уравнение состояния газов

Уравнение состояния связывает давление, температуру и объем газа, представленного в виде физически однородной системы при условиях термодинамического равновесия.

Для идеальных газов согласно уравнению Клапейрона— Менделеева

$$pV = GRT$$

где  $p$  — давление, Па;  $V$  — объем газа, м<sup>3</sup>;  $G$  — масса газа, кг;  $R$  — газовая постоянная, Дж/(кг · К);  $T$  — абсолютная температура, К. Идеальным называют газ, силами взаимодействия между молекулами которого можно пренебречь.

Газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при увеличении температуры газа на 1 К.

При инженерных расчетах обычно используют уравнение Клапейрона — Менделеева, в которое вводят коэффициент сверхсжимаемости газа  $z$  :

$$pV = zGRT$$

Значение  $z$  зависит от давления, температуры и состава газа.

# Пластовые воды

**Подошвенными** (краевыми) принято называть воды, занимающие поры коллектора под залежью и вокруг нее.

**Промежуточными** называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте.

**Верхние и нижние** воды приурочены к водоносным, пластам, залегающим выше и ниже нефтяного пласта.

Воду, оставшуюся со времени образования залежи называют **остаточной**. В пористой среде она существует в виде:

- Капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- Адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности частиц пористой среды;
- Пленочной воды, покрывающей, гидрофильные участки поверхности твердой фазы;
- Свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (мениски на поверхности раздела вода-нефть, вода-газ).

## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

**Коллекторами нефти и газа** называются такие породы, которые способны **вмещать** нефть и газ и **отдавать** их при разработке.

### П О Р И С Т О С Т Ъ

Различают **физическую** или **абсолютную** пористость, пористость насыщения, которые не зависят от формы пустот; и **эффективную** или **полезную** пористость, зависящую от формы пустот.

**Эффективную** или **полезную** пористость характеризует только объем тех поровых пространств, через которые возможно движение жидкости (воды, нефти) или газа под воздействием тех или иных сил, **соизмеримых с силами, возникающими при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.**

Коэффициент пористости – отношение объема пор  $v_{пор}$  в породе к ее объему  $V$

$$m = v_{пор} / V$$

## Физические свойства коллекторов

### П О Р И С Т О С Т Ъ

В нефтяных и газовых коллекторах пористость песков колеблется в пределах 0,2 – 0,25, а песчаников – от 0,1 до 0,3.

Промышленные притоки газа получены из коллекторов с пористостью менее 0,05.

Пористость пластов может изменяться в вертикальном и в горизонтальном направлениях: в горизонтальном направлении или по простирацию пласта значение ее изменяется постепенно и, наоборот, в вертикальном или поперек мощности и слоистости пласта — резко.

На основании полученных средних значений пористости по отдельным скважинам строят специальные карты пористости по пласту, на которых соответствующими изолиниями соединяют участки с одинаковыми значениями пористости.



## Физические свойства коллекторов

### НЕФТЕ-, ГАЗО-, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Коэффициентом **нефтенасыщенности** (**газонасыщенности**) коллектора называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Коэффициентом **водонасыщенности** коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного коллектора

$$S_H + S_{CB} = 1$$

для газонасыщенного коллектора

$$S_G + S_{CB} = 1$$

для коллектора, содержащего нефть и газ

$$S_G + S_H + S_{CB} = 1$$

Соотношение коэффициентов эффективной пористости и водонасыщенности:

$$m_{эф} = m \cdot (1 - S_{CB})$$