



Курс лекций

Физико–химические свойства продукции и основы многофазных течений



Содержание лекционного курса

- ▶ **Блок 1. Состав продукции транспортируемой по промышленным трубопроводам. Основные физико–химические свойства и классификация углеводородной продукции**
- ▶ **Блок 2. Прогнозирование фазового поведения и параметров углеводородных смесей, воды**
- ▶ **Блок 3. Основы многофазных потоков и прогнозирования градиента давления в трубопроводах**



Для чего необходимо знать физико–химические свойства транспортируемой продукции, закономерности фазовых переходов?

- ▶ Проектирование промышленных трубопроводных систем
- ▶ Гидравлические расчеты
- ▶ Разработка технологических режимов работы трубопроводов
- ▶ Мониторинг и анализ осложнений
- ▶ Учет продукции



СОСТАВ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

БАЗОВЫЕ ПОНЯТИЯ





Основа транспортируемых жидких углеводородов входят:

- Парафины или алканы
- Циклопарафины или циклоалканы
- Ароматические углеводороды
- Дополнительно в пластовой смеси могут содержаться :

- Сера
- Азот
- Металлы
- + минеральные вещества**



Элементный химический состав – относительное содержание отдельных элементов: C, H, O, N, S и др.

Средние массовые содержания элементов в нефтях

Углерод



83-87 %

Водород



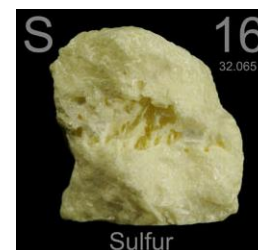
11-14 %

Азот



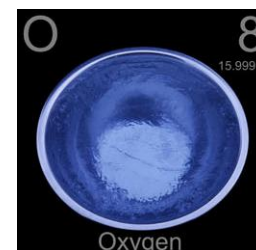
0,01-0,6 %

Сера



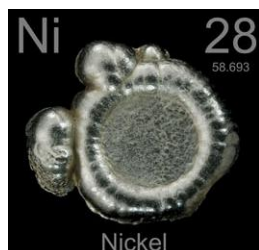
0,02-6,0 %

Кислород



0,05-0,8 %

**Металлы (в основном,
ванадий и никель)**

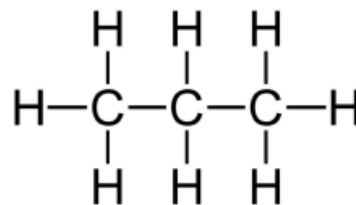


до 0,05 %

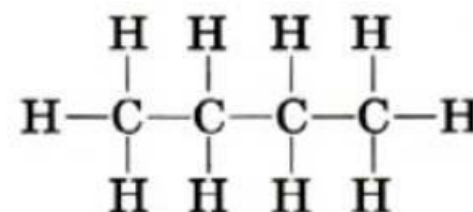




Парафины (алканы, насыщенные у.в., предельные)



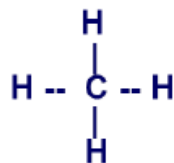
пропан



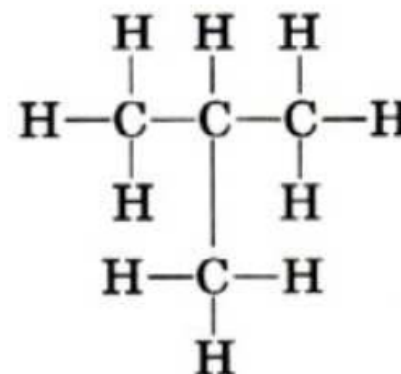
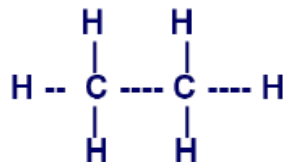
n-бутан

- Все связи углерод-углерод одинарные

- Метан



- Этан



изобутан



- ❖ Газообразные алканы $C_1 - C_4$ (в виде растворенного газа, метан, этан....);
- ❖ Жидкие алканы $C_5 - C_{15}$; (пентан.....)
- ❖ Твердые алканы $C_{16} - C_{53}$ и более. Их содержание – до 5 % (масс.), входят в состав нефтяных парафинов.



- ❖ Алканы насыщены водородом и по сравнению с углеводородами других классов имеют минимальную плотность;
- ❖ Нормальные углеводороды, молекулы которых лучше упаковываются в жидкой фазе, имеют более высокие температуры кипения и плотность, чем разветвленные.
- ❖ Твердые алканы кристаллически.



- ❖ Алканы практически не растворимы в воде, но хорошо растворимы в ароматических углеводородах.
- ❖ Алканы химически наиболее инертная группа углеводородов, но для них свойственны реакции замещения, дегидрирования, изомеризации и окисления.
- ❖ Н-алканы могут легко окисляться микроорганизмами.
- ❖ И-алканы труднее н-алканов подвергаются воздействию микроорганизмов.

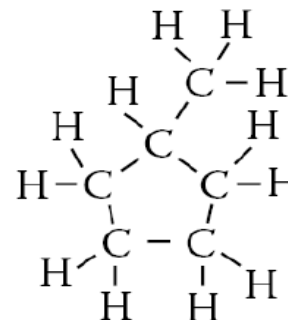
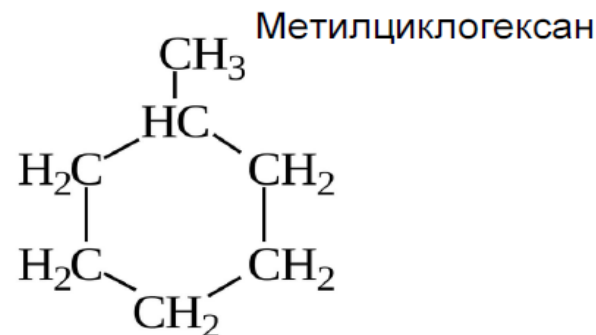
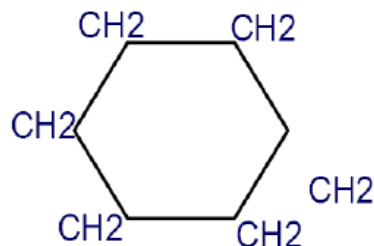


Циклопарафины

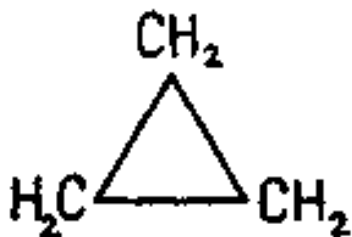


- имеют замкнутое циклическое строение, структура стабильна

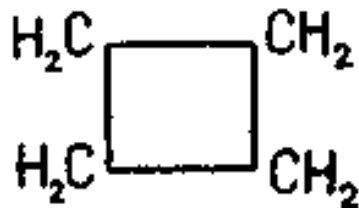
Циклогексан



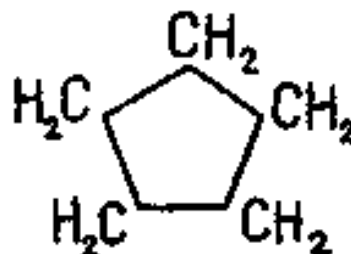
Метилциклопентан



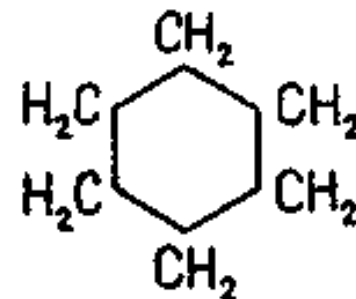
Циклопропан



Циклобутан



Циклопентан



Циклогексан



Циклопарафины $C_3 - C_4$ – газы,
 $C_5 - C_7$ – жидкости,
 C_8 и выше – твердые вещества.

В нефтях структуры $C_3 - C_4$ не обнаружены, а доминируют **пяти-** и **шестичленные** циклы.

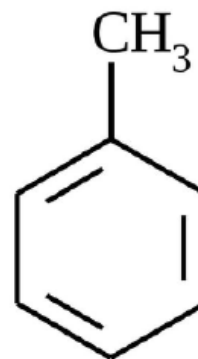
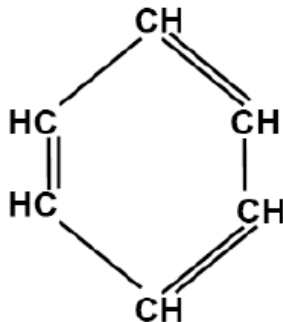


Ароматические (арены)

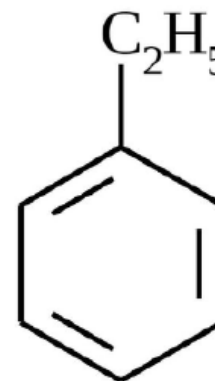


- циклические непредельные углеводороды, содержащие ядро бензола

Бензол



метилбензол
(толуол)



этилбензол



По физическим свойствам арены отличаются от алканов и нафтенов с тем же числом углеродных атомов в молекуле:

- более высокой плотностью, показателем преломления, температурой кипения;
- более высокой растворимостью в полярных растворителях, воде;
- повышенной склонностью к межмолекулярным взаимодействиям.

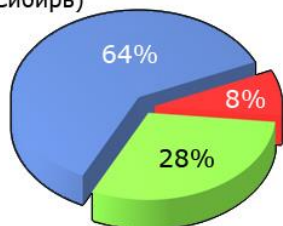


Групповой состав, классификация

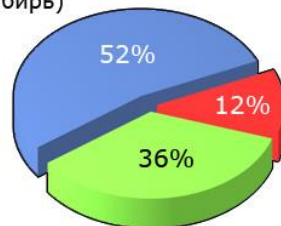
Углеводороды класса, по которому нефти даётся наименование, должны присутствовать в количестве более 50 %. Если присутствуют углеводороды также и других классов и один из классов составляет не менее 25 %, выделяют смешанные типы нефти;

Состав нефти различных месторождений

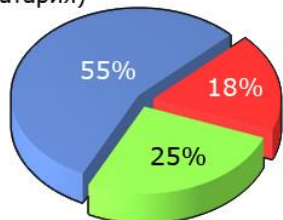
Усть-Балыкское месторождение
(Сибирь)



Соснинское месторождение
(Сибирь)



Ромашкинское месторождение
(Татария)



Углеводороды:



Нефти	Групповой состав, %			Тип нефти
	Арены	Нафтенy	Парафины	
Катыльгинская	18	30	52	парафино-нафтеновая
Озерная	22	33	45	парафино-нафтеновая
Оленья	31	26	43	парафино-ароматическая
Столбовая, скв.75	22	26	52	парафино-нафтеновая
Столбовая, скв.91	23	27	50	парафино-нафтеновая

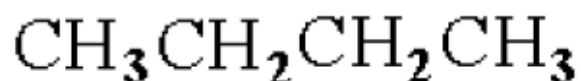


Компоненты нефти и газа. Изомеры

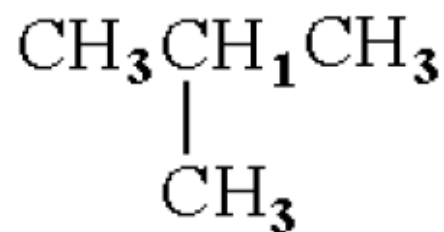
- Вещества, имеющие одинаковый состав и одинаковую молекулярную массу, но различное строение молекул, а потому обладающие разными свойствами, называются изомерами.
- Число изомеров увеличивается с увеличением количеств атомов углерода.

Пример:

n-Butane



i-Butane





Компоненты нефти и газа. Изомеры

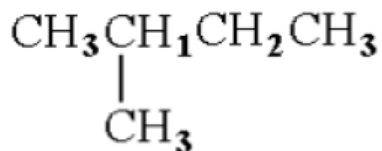
С увеличением числа атомов углерода в молекулах, резко возрастает число изомеров предельных УВ:

- Для бутана C_4H_{10} существует два изомера
- Для пентанов C_5H_{12} – три
- Для гексанов C_6H_{14} – пять

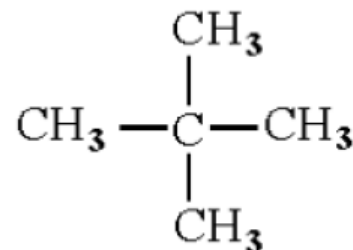
n-Pentane



i-Pentane



neo-Pentane
(диметилпропан)





Углеродный индекс группы

Увеличение количества изомеров с увеличением углеродного индекса, делает невозможным идентификацию каждого изомера.

- Вводится понятие углеродный индекс (Single Carbon Number)(SCN) группы
- SCN группы с номером n это все углеводороды с:

$$T_b(C_{n-1}) < T_b \leq T_b(C_n)$$

компонент	$T_{\text{boil}}/\text{Kelvin}$
Нормальный Гексан	341.9
Метилциклопентан	344.9
Бензол	353.2
Циклогексан	353.8
2-Метилгексан	363.2
Нормальный Гептан	371.6

→

→

} SCN C₇



Общие характеристики углеводородных групп C6+

Carbon Number	Boiling Range (°C)	"Average" Boiling Point (°C)	Density (g/cm ³)	Molecular Weight
C ₆	36.5–69.2	63.9	0.685	84
C ₇	69.2–98.9	91.9	0.722	96
C ₈	98.9–126.1	116.7	0.745	107
C ₉	126.1–151.3	142.2	0.764	121
C ₁₀	151.3–174.6	165.8	0.778	134
C ₁₁	174.6–196.4	187.2	0.789	147
C ₁₂	196.4–216.8	208.3	0.800	161
C ₁₃	216.8–235.9	227.2	0.811	175
C ₁₄	235.9–253.9	246.4	0.822	190
C ₁₅	253.9–271.1	266	0.832	206
C ₁₆	271.1–287.3	283	0.839	222
C ₁₇	287–303	300	0.847	237
C ₁₈	303–317	313	0.852	251
C ₁₉	317–331	325	0.857	263
C ₂₀	331–344	338	0.862	275
C ₂₁	344–357	351	0.867	291
C ₂₂	357–369	363	0.872	305
C ₂₃	369–381	375	0.877	318
C ₂₄	381–392	386	0.881	331
C ₂₅	392–402	397	0.885	345

таблицы
Katz &
Firoozabadi





Carbon Number	Boiling Range (°C)	"Average" Boiling Point (°C)	Density (g/cm ³)	Molecular Weight
C ₂₆	402–413	408	0.889	359
C ₂₇	413–423	419	0.893	374
C ₂₈	423–432	429	0.896	388
C ₂₉	432–441	438	0.899	402
C ₃₀	441–450	446	0.902	416
C ₃₁	450–459	455	0.906	430
C ₃₂	459–468	463	0.909	444
C ₃₃	468–476	471	0.912	458
C ₃₄	476–483	478	0.914	472
C ₃₅	483–491	486	0.917	486
C ₃₆	—	493	0.919	500
C ₃₇	—	500	0.922	514
C ₃₈	—	508	0.924	528
C ₃₉	—	515	0.926	542
C ₄₀	—	522	0.928	556
C ₄₁	—	528	0.930	570
C ₄₂	—	534	0.931	584
C ₄₃	—	540	0.933	598
C ₄₄	—	547	0.935	612
C ₄₅	—	553	0.937	626



Состав разгазированной нефти:

Компонент	молярная конц, %
N ₂	0.001
CO ₂	0.058
C ₁	0.348
C ₂	0.378
C ₃	0.983
iC ₄	0.417
nC ₄	1.472
iC ₅	1.203
nC ₅	2.077
C ₆	4.866
C ₇	10.416
C ₈	12.013
C ₉	7.745
C ₁₀₊	58.023
Молярная масса	187.1



Схема газового хроматографа

- 1 — источник газа-носителя (подвижной фазы)
- 2 — регулятор расхода газа носителя
- 3 — устройство ввода пробы (микрошприц)
- 4 — хроматографическая колонка в термостате
- 5 — детектор
- 6 — электронный усилитель
- 7 — регистрирующий прибор (самописец, компьютер)
- 8 — расходомер



Новое определение единицы количества вещества опирается исключительно на значение постоянной Авогадро:

Моль — количество вещества, содержащее $6,02214076 \cdot 10^{23}$ структурных элементов вещества — атомов, молекул или соответствующих комбинаций ионов.

Молярная масса — характеристика вещества, отношение массы вещества к его количеству. Численно равна массе одного моля вещества, то есть массе вещества, содержащего число частиц, равное числу Авогадро (Вес одного моля вещества)

Молярная концентрация z_i (молярная доля i -ого компонента) — отношение числа молей i -ого компонента к общему числу молей системы

$$z_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^N n_j}$$



Массовая концентрация w_i (массовая доля i -ого компонента) – отношение массы i -ого компонента к общей массы системы

связи между долями:

$$w_i = \frac{z_i M_i}{\sum_{j=1}^N z_j M_j}$$

$$z_i = \frac{w_i / M_i}{\sum_{j=1}^N w_j / M_j}$$



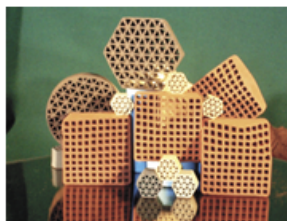
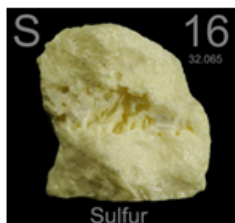
Сера - наиболее распространенный гетероэлемент в нефтях. Она входит в состав до ~ **60** % углеводородов нефти, превращая их в серосодержащие гетероатомные соединения (ГАС).

- ☐ Растворенная **элементарная сера**,
- ☐ **Сероводород**,
- ☐ **Меркаптаны**,
- ☐ **Сульфиды**,
- ☐ **Дисульфиды**,
- ☐ **Тиофен** и его производные,
- ☐ Соединения, содержащие
одновременно атомы **серы**, **кислорода**, **азота**.



Классификация. Серосодержащие соединения

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



Наличие сернистых соединений в нефти крайне нежелательно:

- Образуются агрессивные среды;
- Образуются вредные дымовые выбросы (SO_2 , SO_3);
- Ухудшаются свойства катализаторов процессов нефтепереработки;

НО: сернистые соединения можно утилизировать и получать элементарную серу



Классификация. Серосодержащие соединения

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на виды

Наименование показателя	Группа		
	1	2	3
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	50	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	60	100





Минеральные компоненты нефти

- ❖ соли (хлориды, сульфаты, карбонаты)
- ❖ комплексы металлов,
- ❖ коллоидно-диспергированные минеральные вещества.

Элементы, входящие в состав этих веществ, называют **микроэлементами**, т.к. их содержание колеблется от 10^{-8} до 10^{-2} %.

Принято считать, что микроэлементы могут находиться в нефти в виде:

- ❖ мелкодисперсных водных растворов солей,
- ❖ тонкодисперсных взвесей минеральных пород,
- ❖ химически связанных с органическими веществами комплексных или молекулярных соединений

Классификация. Группы нефти по степени подготовки



Параметр	Норма для нефти группы		
	1	2	3
1 Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
2 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
3 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, ppm, не более	10	10	10



- ❖ щелочные и щелочноземельные (**Li, Na, K, Ba, Ca, Sr, Mg**),
- ❖ металлы подгруппы меди (**Cu, Ag, Au**),
- ❖ подгруппы цинка (**Zn, Cd, Hg**),
- ❖ подгруппы бора (**B, Al, Ga, In, Ti**),
- ❖ подгруппы ванадия (**V, Nb, Ta**),
- ❖ металлы переменной валентности (**Ni, Fe, Mo, Co, W, Cr, Mn, Sn** и др.)



Выделение индивидуальных веществ из остаточных фракций нефти сложно. Поэтому нефтяные остатки разделяют на групповые компоненты: смолы, асфальтены, парафины.

В тяжелых нефтяных остатках от 40 до 70 % составляют смолисто-асфальтеновые вещества.



Смолы - вязкие малоподвижные жидкости (или аморфные твердые тела) от темно-коричневого до темно-бурого цвета с плотностью около единицы или несколько больше. Молекулярная масса смол в среднем от 700 до 1000 а. е. м. Смолы нестабильны, выделенные из нефти или ее тяжелых остатков могут превращаться в асфальтены.



Асфальтены — аморфные твердые вещества темно-бурого или черного цвета. При нагревании не плавятся, а переходят в пластическое состояние ($\sim 300^{\circ}\text{C}$), при более высокой температуре разлагаются с образованием газа, жидких веществ и твердого остатка. Плотность асфальтенов больше единицы.

Асфальтены очень склонны к ассоциации, поэтому молекулярная масса в зависимости от метода определения может различаться на несколько порядков (от 2000 до 140000 а. е. м.).



Нефтяной парафин — это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам, — **парафинов $C_{17}H_{36}$ - $C_{35}H_{72}$** и **церезинов $C_{36}H_{74}$ - $C_{55}H_{112}$** . Температура плавления первых **27 – 71 °С**, вторых — **65 – 88 °С**.

При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость.

Содержание парафина в нефти иногда достигает 13 – 14 % и больше.



По содержанию смол нефти подразделяются на:
малосмолистые (содержание смол ниже 18 %);
смолистые (18 – 35 %);
высокосмолистые (свыше 35 %).

По содержанию парафинов нефти подразделяются на:
малопарафинистые при содержании парафина менее 1.5 % по массе;
парафинистые – 1.5 – 6.0 %;
высокопарафинистые - более 6 %.

По содержанию асфальтенов нефти подразделяются на:
Малоасфальтеновые при содержании асфальтенов менее 1% по массе;
Асфальтеновые – 1-3%
Высокоасфальтеновые – более 3%



- ▶ Плотность
- ▶ Молекулярная масса
- ▶ Вязкость
- ▶ Температура застывания
- ▶ Поверхностное натяжение
- ▶ Давление насыщенных паров
- ▶ Температура вспышки и воспламенения
- ▶ Реологические свойства

Классификация по плотности и вязкости



Сырая нефть - жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси

Физические свойства сырой нефти зависят не только от давления и температуры, но и от растворимости газа

Базовые параметры:

P_b – давление насыщения

R_s – газосодержание нефти

V_o – объемный коэффициент нефти

γ_o – относительная (удельная) плотность нефти

μ_o – вязкость нефти



Давление насыщения (P_b) - давление, при котором газ начинает выделяться из жидкости. Зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры.

В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или же быть меньше его. При первом условии нефть будет полностью насыщена газом, при втором недонасыщена.





Газосодержание – отношение объема газа, растворенного в нефти, в стандартных условиях к объему нефти в стандартных условиях

Газосодержание – отношение объема газа, растворенного в нефти, в стандартных условиях к объему нефти в стандартных условиях.



$$R_s = \frac{V(\text{раст. газа})_{\text{ст. усл.}}}{V(\text{нефти})_{\text{ст. усл.}}}$$

Давление насыщения –
давление начала выделения газа
из нефти.



Под **объемным коэффициентом** понимают такое количество нефти, содержащий растворенный газ, которое содержится в одном объеме дегазированной нефти при заданном давлении и температуре

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}},$$

где B_o — объемный коэффициент нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $(V_o)_{p,T}$ — объем нефти при давлении p и температуре T , м^3 ; $(V_o)_{sc}$ — объем нефти, приведенной к нормальным условиям, норм. м^3 .



Относительная (удельная) плотность нефти – это отношение плотности нефти при ст. усл. к плотности дистиллированной воды при ст. усл.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

API плотность нефти

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$



Вязкость - свойство жидкостей и газов, характеризующих сопротивляемость скольжению или сдвигу одной их части относительно другой

Коэффициент динамической вязкости μ характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении.

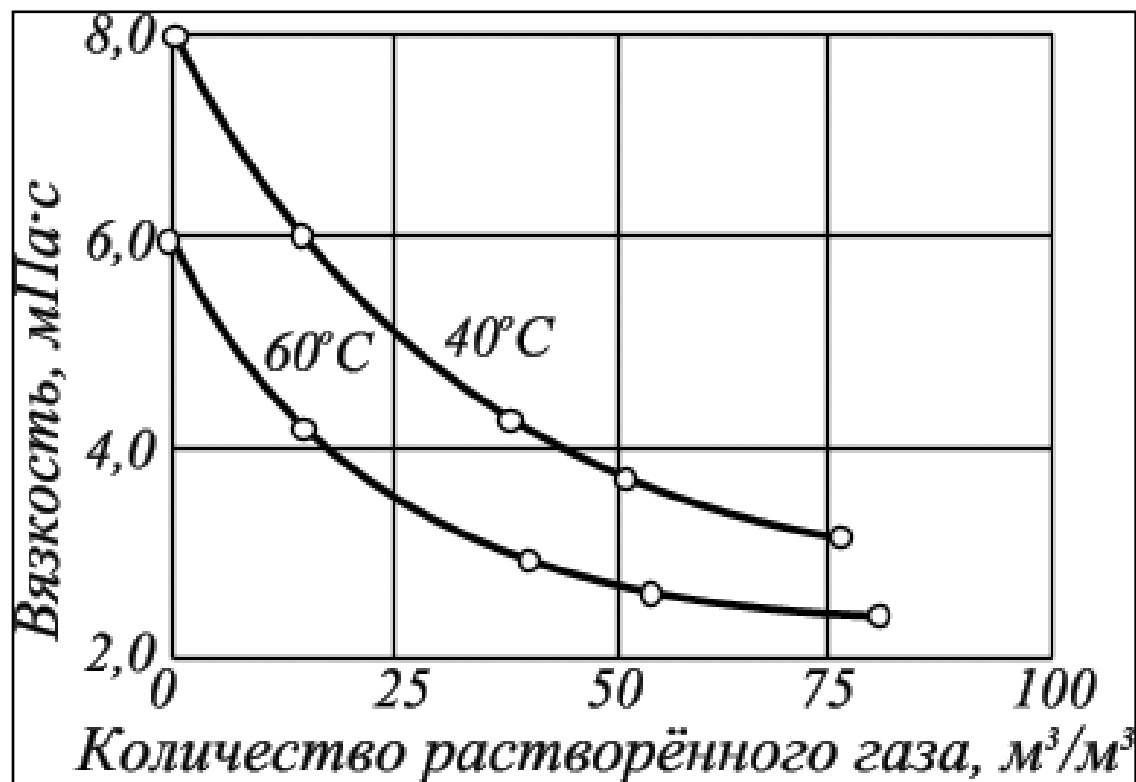
Единицы дин. вязкости: СИ - $\text{Па}\cdot\text{с}$, СГС - пуаз (П),
техническая система (ТС) - сантипуаз (сП).

$1\text{сП} = 0,01\text{ П} = 0,001\text{ Па}\cdot\text{с}.$



Вязкость нефти

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



Зависимость вязкости типовой нефти от количества растворенного газа и температуры

Вязкость нефтей, добываемых в России, в зависимости от характеристики и температуры изменяется от 1 до нескольких десятков $\text{мПа}\cdot\text{с}$ (0.1-0.2 $\text{Па}\cdot\text{с}$) и более.



Углеводородные газы

Компоненты природного газа:

- **УВ (алканы):** метан, этан, пропан, бутан, пентан, и т.д. + жидкие алканы;
- **S-соединения:** H_2S , меркаптаны (*тиолы*, $-SH$), сульфиды ($-S-$, $-S-S-$), COS , CS_2 , S ;
- **неУВ газы:** CO_2 , N_2 , O_2 , He , Ar ;
- **Вода;**

Сухой газ - природный горючий газ, характеризующийся высоким содержанием метана;

Влажный газ – неосушенный природный газ или газ со значительным содержанием жидких УВ;

Тощий газ - природный горючий газ, характеризующийся низким содержанием УВ C_{3+} (C_{2+}) (*читай*, высоким содержанием метана);

Жирный газ - природный горючий газ, характеризующийся высоким содержанием УВ C_{3+} (C_{2+}).



Базовые параметры, характеризующие природный газ

- y_i – компонентный состав,
- γ_g – относительная плотность газа
- Z – фактор,
- B_g – объёмный коэффициент нефти
- μ_g – вязкость

+ содержание конденсата в газе



Природный газ – газ месторождений:

- газовых;
- газоконденсатных;
- нефтегазовых.

Первичные (нативные) газы – газы природного происхождения: ПНГ, ПГ, газ газоконденсатных месторождений;

Месторождение	Объемное содержание компонентов, %								Относительная плотность
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅₊	CO ₂	H ₂ S	N ₂	
Уренгойское	98,4	0,1	-	-	-	0,3	-	1,2	0,56
	89,3	4,9	1,6	0,9	2,7	0,2	-	0,4	0,66
Ямбургское	98,6	0,1	-	-	-	0,1	-	1,2	0,57
	90,2	4,3	1,5	0,7	2,0	0,9	-	0,4	0,63
Харасавейское	96,6	2,3	0,1	0,2	-	0,3	-	0,5	0,57
Шебелинское	92,0	4,0	1,1	0,5	0,3	0,1	-	2,0	0,61
Оренбургское	81,4	4,0	1,6	1,1	2,0	1,1	2,0	6,8	0,68
Мессояхское	97,6	0,1	0,1	-	-	0,6	-	1,6	0,57
Лак (Франция)	64,9	2,8	1,2	0,7	0,9	9,7	15,3	-	0,77
Эмори (США)	39,6	6,4	2,9	2,1	0,7	4,8	42,4	1,0	0,95
Самотлорское	86,5	3,2	2,6	3,9	3,1	0,5	-	0,2	0,86
	68,0	4,4	9,6	7,8	4,1	0,5	-	5,6	1,1
Усинское	89,1	4,8	1,7	1,6	0,7	0,1	-	2,0	0,79
	49,2	15,8	16,8	9,4	5,6	0,7	-	2,5	1,3
Марковское	76,1	12,1	5,3	4,0	2,2	0,1	-	0,2	0,93



Газовые конденсаты:

- смесь тяжелых УВ** (иногда называемая *широкой фракцией легких углеводородов* (ШФЛУ) или *газовым бензином*), выделяемая из газа перед отправкой в магистральные газопроводы;
- жидкая смесь тяжелых УВ**, выносимая газом из скважин в капельном виде и отделяемая от газа методом низкотемпературной сепарации.

Конденсат газовый стабильный (КГС) - газовый конденсат, получаемый путем очистки нестабильного газового конденсата от примесей и выделения из него углеводородов C_1 - C_4 . (ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия)

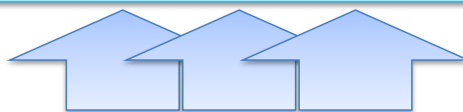
Как химическое сырье (аналог нефти) ГК оценивали по ОСТ 51.58-79 Конденсаты газовые. Технологическая классификация.

Сравнение попутного нефтяного газа и газового конденсата



Смесь, добываемая на нефтегазовом месторождении

Попутный нефтяной газ (*газовая фаза*)



Нефть (*жидкая фаза*)

Смесь, добываемая на газоконденсатном
месторождении

Природный газ (*газовая фаза*)



Газовый конденсат
(*жидкая фаза*)



Требования к качеству газового конденсата

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
1 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	
2 Массовая доля воды, %, не более	0,5	
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300
5 Массовая доля серы, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
6 Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100
7 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100
8 Плотность при 20 °С, кг/м ³ ;	Не нормируют. Определение обязательно	
15 °С, кг/м ³	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
9 Выход фракций, % до температуры, °С: 100, 200, 300, 360	Не нормируют. Определение обязательно	
10 Массовая доля парафина, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
11 Массовая доля хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	



Воды нефтяных и газовых месторождений в основном минерализованные воды

- В состав вод нефтяных месторождений входят, главным образом, хлориды, бикарбонаты и карбонаты металлов натрия, кальция, калия и магния.
- Содержание хлористого натрия может достигать до 90 % от общего содержания солей.
- Иногда встречается сероводород и в виде коллоидов окислы железа, алюминия и кремния.
- Часто присутствует йод и бром

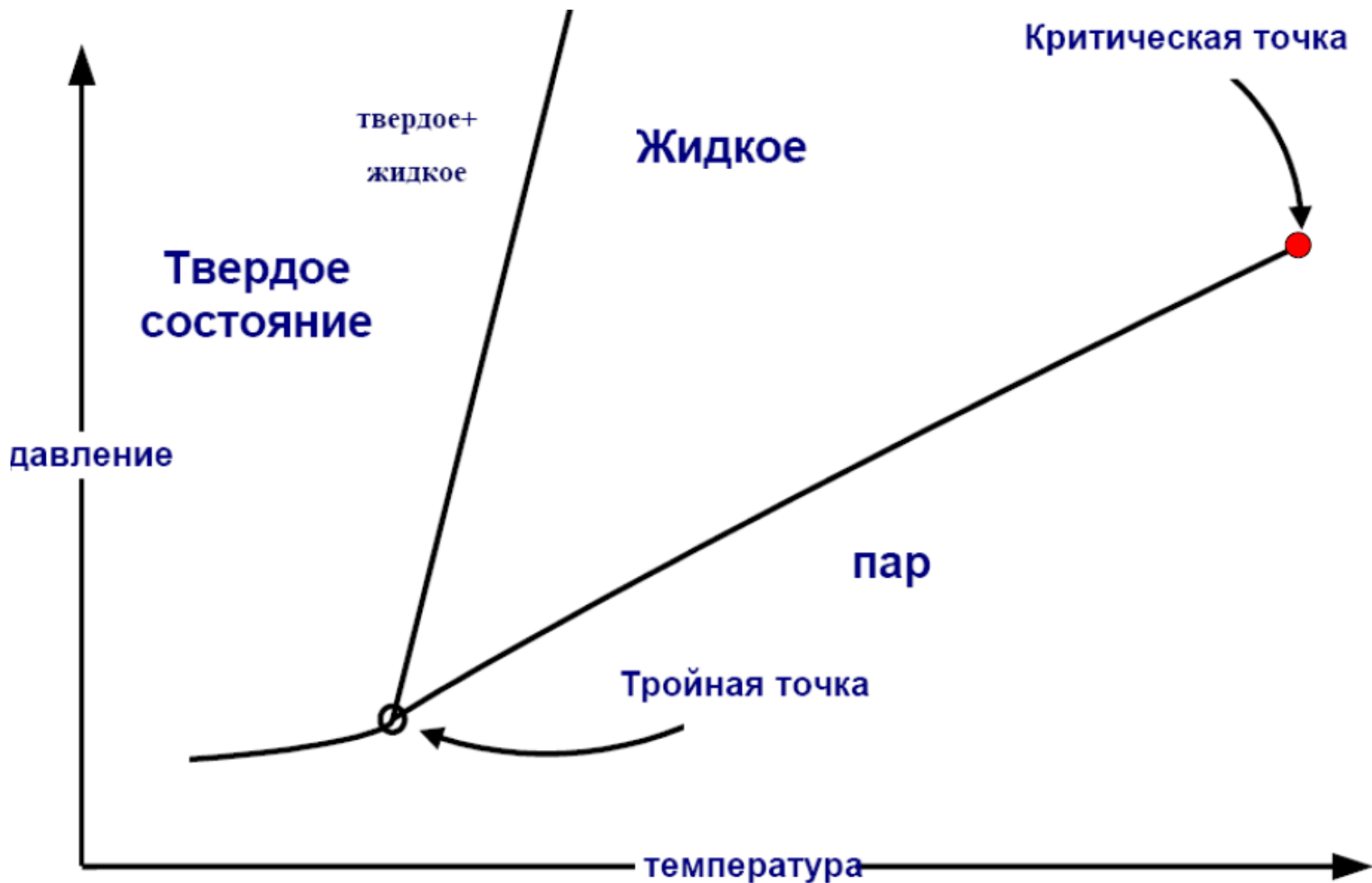
Стандартным химическим анализом пластовый вод является 6-ти компонентный анализ воды. где обязательными для исследования являются шесть компонентов (3 – катионы, 3 – анионы).

В группу катионов входят: кальций (Ca^{2+}), магний (Mg^{2+}), натрий (Na^{+}). Группу анионов составляют: хлор (Cl^{-}), соли угольной кислоты (HCO_3^{-}), соли серной кислоты (SO_4^{2-}).



ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ

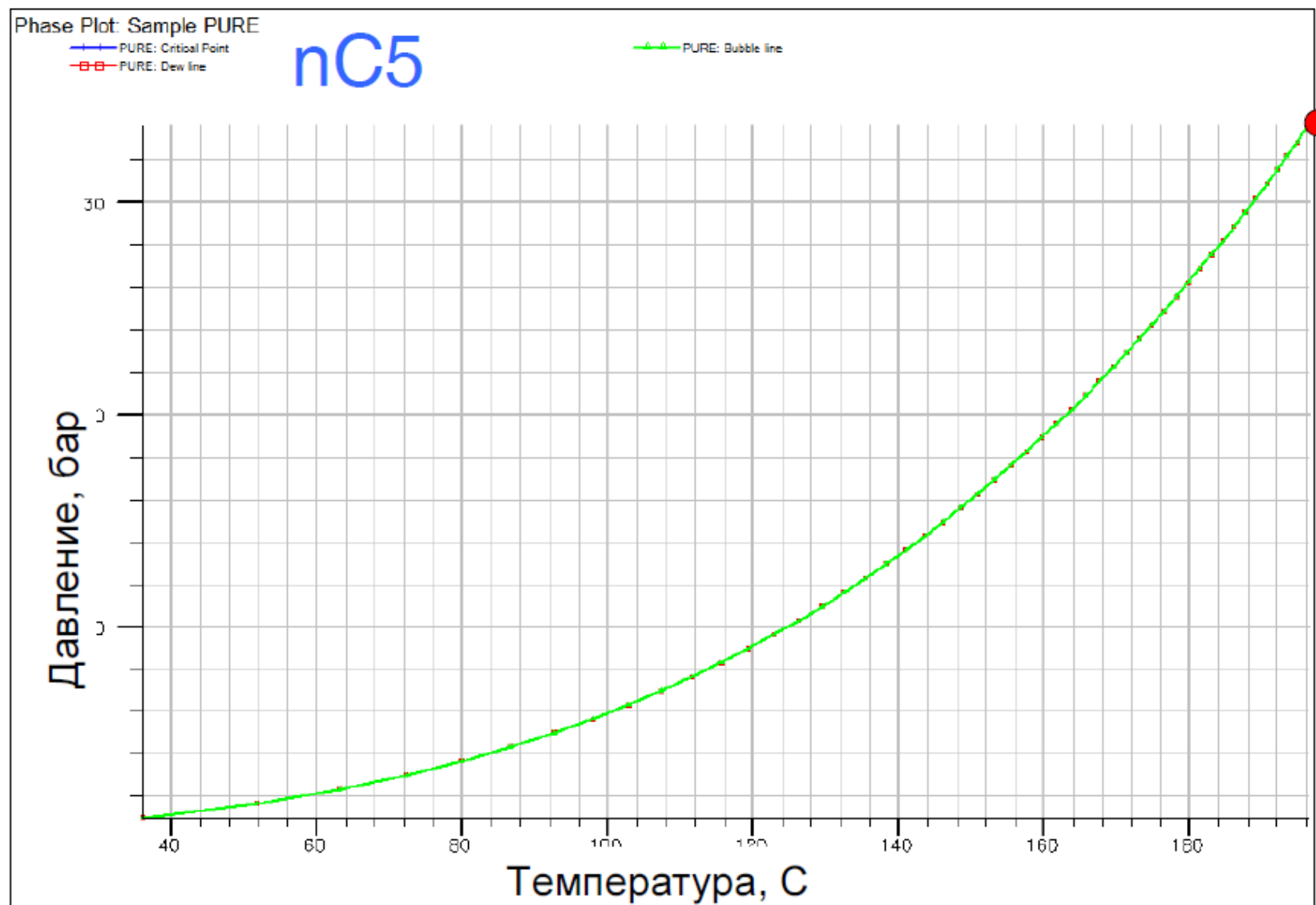
Фазовая диаграмма – чистое вещество





- **Критическое давление** – давление, выше которого жидкость и газ не могут сосуществовать, какова бы ни была температура;
- **Критическая температура** – температура, выше которой газ не может конденсироваться, каково бы ни было давление;
- **Тройная (инвариантная) точка** – точка, в которой твердая, жидкая и газообразная фазы сосуществуют в условиях равновесия.

Фазовая диаграмма чистого компонента



Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

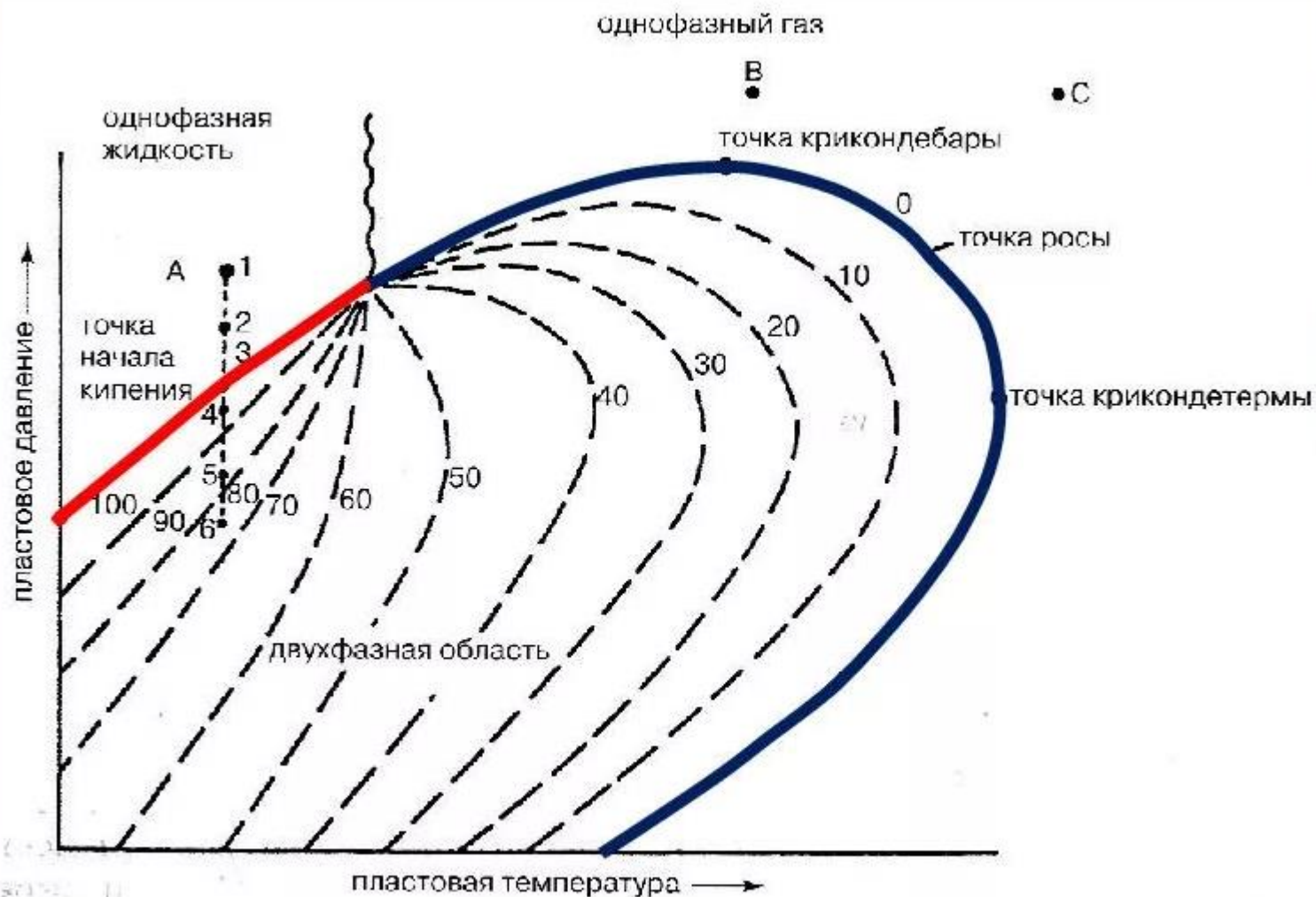


Диаграмма давление-температура для пластовых флюидов