

The background of the slide is a photograph of an industrial oil field. It features a complex network of large, dark metal pipes and valves. In the foreground, a large valve with a handwheel is prominent on the right side. The pipes curve and connect in various directions, creating a dense industrial scene. The sky is a clear, bright blue. The overall lighting is bright, highlighting the metallic surfaces of the equipment.

СБОР И ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Преподаватель: доцент каф. ГРНМ ИПР
ШИШМИНА ЛЮДМИЛА ВСЕВОЛОДОВНА

2016 / 2017 уч.год

ПРОДУКЦИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ

1. **Природные и нефтяные газы** (подаваемые в магистральные газопроводы и далее конечному потребителю, а также на переработку).
2. **Газообразные углеводороды** (метан и этан) и инертные газы (гелий), а также газовые смеси заданного состава для специальных целей.
3. **Жидкие углеводороды** (пропан, бутан) и их смеси; широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ); стабильный и нестабильный углеводородные конденсаты, газовые бензины и продукты их переработки и т.д.
4. **Твердые продукты газопереработки**: сажа специальная, технический углерод, техническая сера и др.

ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ГАЗА

1. Требования на газы, поступающие во **внутрипромысловые** коллекторы (газопроводы) после их первичной обработки на промысле.
2. Требования на газы, подаваемые в **магистральные** газопроводы.
3. Требования на газы, предназначенные в качестве **сырья и топлива** при промышленном и коммунально-бытовом потреблении.

Показатели качества товарного газа

Условия:

1. Магистральный транспорт газа должен осуществляться в **однофазном** состоянии.
2. Товарный газ не должен вызывать **коррозию** трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и т.п.
3. Необходимо обеспечить определенные **потребительские качества** газа как топлива или углеводородного сырья (в частности, теплотворную способность) у конечного потребителя с обязательным учетом требований безопасности при использовании газа (одорирование газа; жесткие ограничения на содержание сероводорода и т.д.).

Технические требования на качество природного газа нормируются тремя стандартами:

- 1. Отраслевым стандартом** на газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам, **ОСТ 2010**
- 2. Государственным стандартом 5542 — 87** на газы природные для промышленного и коммунально-бытового назначения.
- 3. Государственным стандартом 27577 — 87** на газ природный сжатый для газобаллонных автомобилей.

Показатели качества товарного газа

Показатель	Значения для разных климатических районов			
	умеренный		холодный	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01. 10 по 30.04
Точка росы газа по влаге, °С	-3	-5	-14	-20
Точка росы газа по углеводородам, °С	0	0	-5	-10
Концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	0,007	0,007	0,007
Концентрация меркаптановой серы, г/м ³ до	0,016	0,016	0,016	0,016
Концентрация кислорода в газе, об. %	0,5	0,5	1	1


Технические требования к качеству стабильного газового конденсата

Номер п/п	Показатели	Норма для конденсата стабильного	
		I группа	II группа
1	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	66,7 (500)	66,7 (500)
2	Содержание воды, мас. %, не более	0,1	0,5
3	Содержание механических примесей, мас. %, не более	0,005	0,05
4	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	10	100
5	Содержание общей серы, мас. %	Не нормируется. Определяется по требованию потребителя	
6	Содержание сероводорода, мас. %	Определяют для сернистого конденсата	
7	Плотность при 20 °С, кг/дм ³	Не нормируется, определение обязательно	

Требования к системе обустройства

1. Бесперебойная подача кондиционного газа в магистральные газопроводы.
2. Маневренность, возможность изменения режима работы скважин и самой системы.
3. Подача газа, не вызывающего коррозию оборудования и газопроводов.
4. Однофазное движение газа в магистральных газопроводах.
5. Возможность изменения технологии подготовки газа в соответствии с изменением параметров газа за период разработки месторождения.
6. Эффективное использование энергии газа.
7. Получение оптимальных технико-экономических показателей разработки месторождения.

**СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА
НЕФТЯНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗОВ**

 **Сбор** **продукции** **газовых** **и**
газоконденсатных скважин — это
технологический **процесс**
внутрипромысловой **транспортировки**
сырого газа от скважин или кустов скважин
до установок подготовки его к дальнейшему
транспорту.

➤ Под **системой сбора газа** понимается разветвленная **сеть внутрипромысловых трубопроводов**, соединяющих скважины и кусты с установками промысловой подготовки, а также **устройства**, обеспечивающие функционирование этой сети трубопроводов: системы распределения и ввода ингибиторов (коррозии, солеотложения и гидратообразования); системы периодической очистки полостей трубопроводов от жидкой и твердой фаз; устьевые и путевые подогреватели; установки предварительной сепарации газа, расположенные на скважинах и кустах; системы КИПа для измерения температуры, давления, дебита скважин и др.

Внутрипромысловые газопроводы

```
graph TD; A[Внутрипромысловые газопроводы] --> B[шлейфы]; A --> C[газосборные коллекторы]
```

шлейфы

газосборные коллекторы

Системы промышленного сбора природного газа

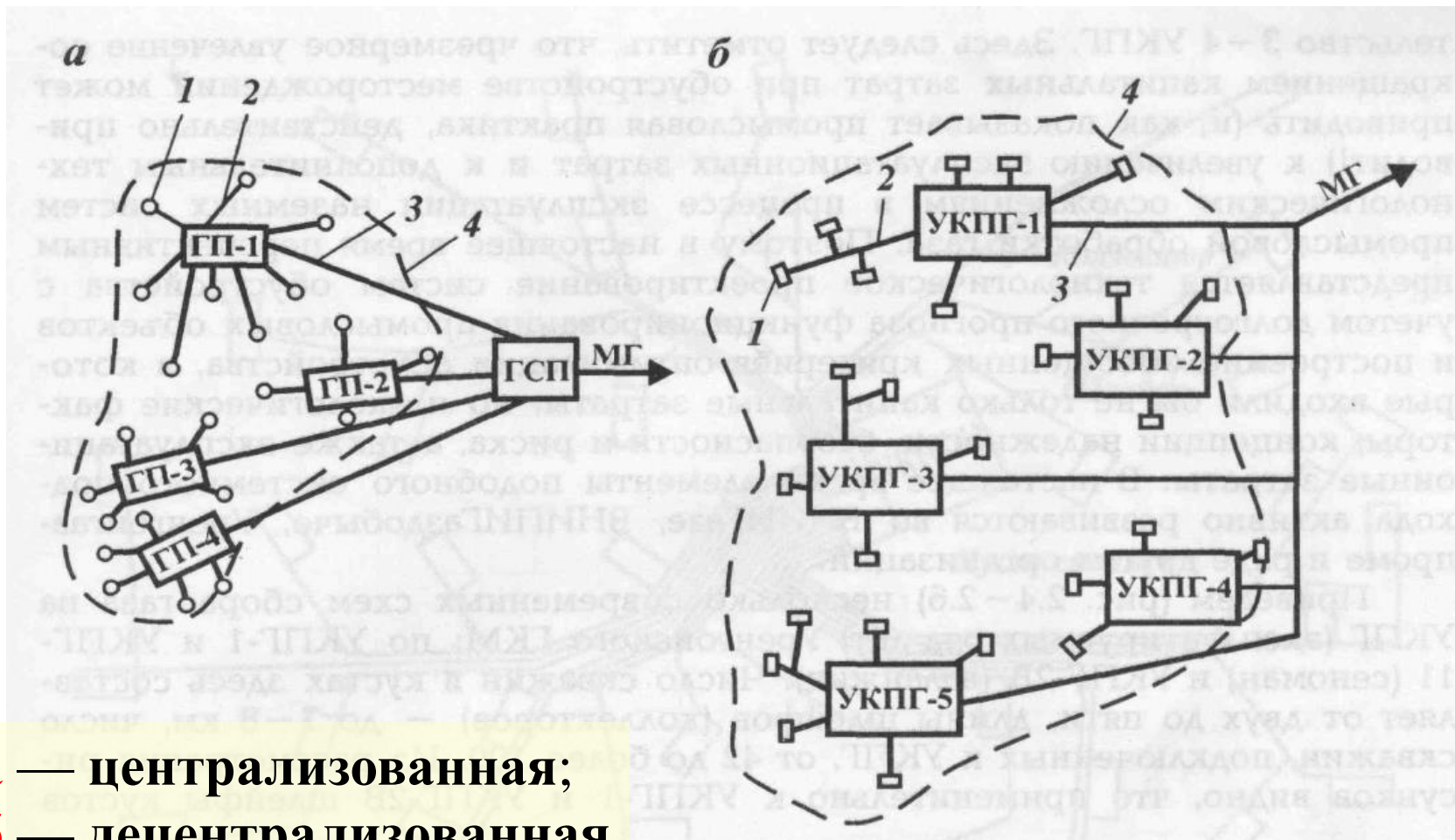
Классификации:

- по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
- по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные и децентрализованные системы сбора.

По рабочему давлению системы сбора газа делятся на вакуумные ($P < 0,1$ МПа), низкого ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего ($0,6 < P < 1,6$) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

Групповые схемы сбора и внутрипромыслового транспорта газа



- а** — централизованная;
- б** — децентрализованная

ОБЩАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ СБОРА ГАЗА



ГАЗОПРОВОДЫ

Установившееся изотермическое движение реального газа в газопроводе описывается системой трех уравнений:

1. **Уравнение Бернулли**, запас полной механической энергии потока:

$$dP/\rho_r g + v \cdot dv/2g + dz + \lambda \cdot dx/d \cdot v^2/2g = 0,$$

где $dP/\rho_r g$ – статический напор, удельная потенциальная энергия положения;

$v \cdot dv/2g$ – динамический напор, скоростной напор, удельная кинетическая энергия;

dz – геометрический напор, удельная потенциальная энергия положения;

$\lambda \cdot dx/d \cdot v^2/2g$ – потери напора на преодоление сил трения по длине трубопровода круглого сечения.

2. Уравнение состояния газа:

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z,$$

где $z = z(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$,

R_r – газовая постоянная, $R_r = R / M$,

R – универсальная газовая постоянная,

M – молярная масса газа.

3. Закон сохранения массы:

$$G = \rho_r \cdot v \cdot s = \text{const}$$

✓ **Изотермический** процесс описывается уравнением **Бойля-Мариотта**:

$$P/\rho = \text{const}$$

Массовый расход газа:

$$G = (\pi d^2/4) \sqrt{(P_1^2 - P_2^2)} d/\lambda z R_T L, \text{ кг/с}$$

Объемный расход газа при стандартных условиях:

$$V_2 = 3.87 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T \cdot L}} \rightarrow L, d, P_1$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

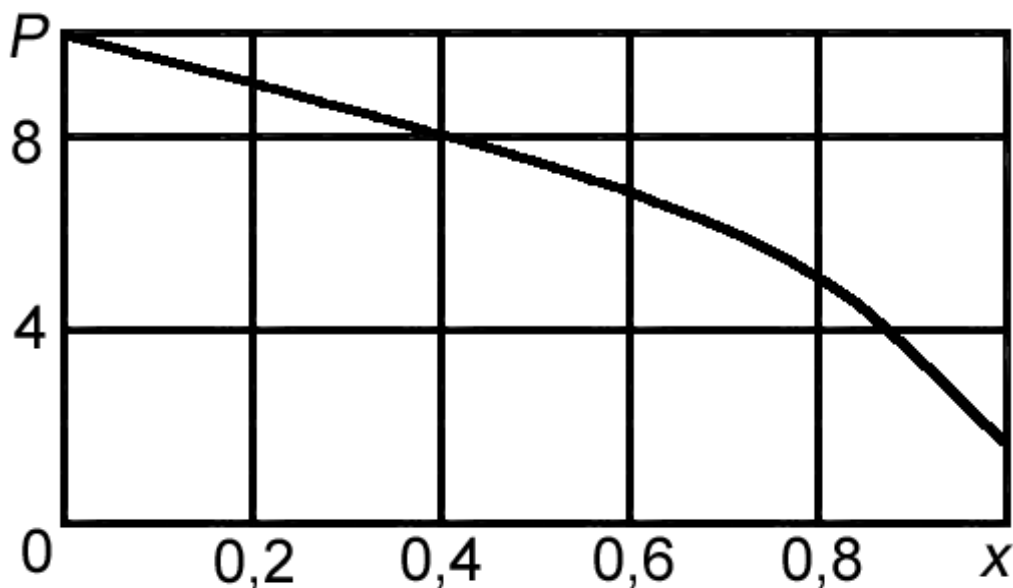
$$\left. \begin{array}{l} \lambda=f(d) \\ \lambda=0,009407/(d)^{1/3} \\ \text{Формула Веймаута} \end{array} \right\} G = d^{8/3} \sqrt{\frac{65 \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{z \cdot R_T \cdot T \cdot L}}$$

Температура газа по длине газопровода:

$$T = T_0 + (T_1 - T_0) \cdot e^{-\lambda y} - D_h \cdot \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\lambda y}}{a} - g \cdot \frac{\Delta z}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\lambda y}}{c_p \cdot a}$$

Изменение давления по длине газопровода:

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \frac{x}{L}}$$



ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА ПРИ ИЗОЭНТАЛЬПИЙНОМ И ИЗОЭНТРОПИЙНОМ ЕГО РАСШИРЕНИИ

Изоэнтальпийный процесс

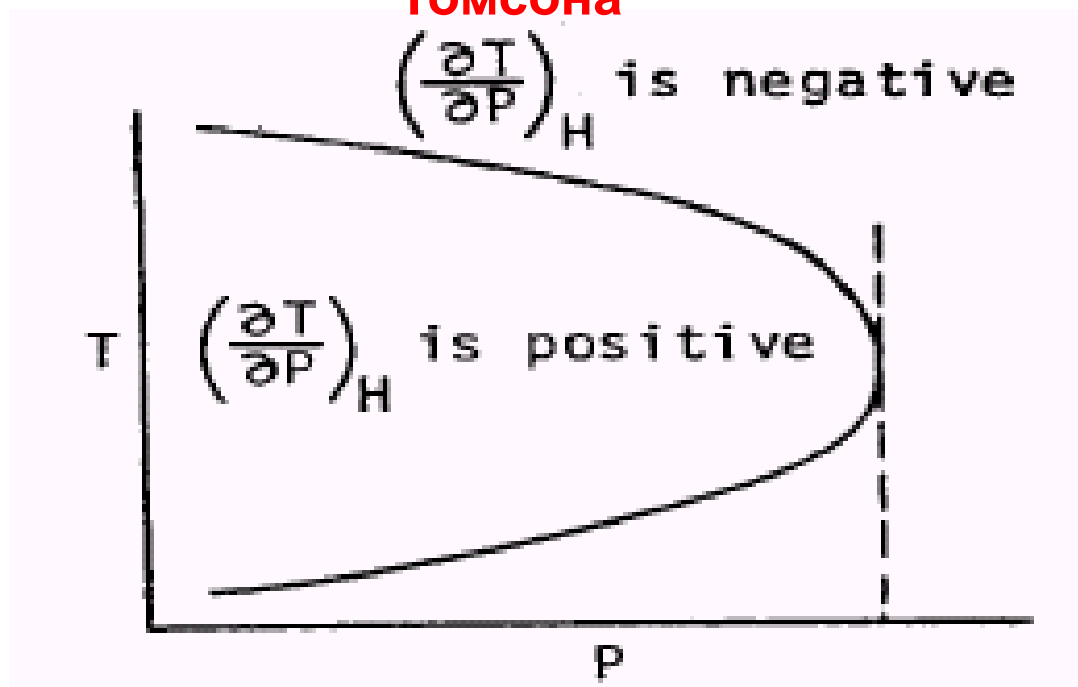
Эффект **снижения давления** струи газа в процессе протекания через местное гидравлическое сопротивление (вентиль, кран, сужение, штуцер, задвижка и т.п.) называется **дросселированием**.

Процесс дросселирования адиабатный, необратимый и характеризуется постоянной энтальпией **$i=const$** (**$H=const$**) (изоэнтальпийный).

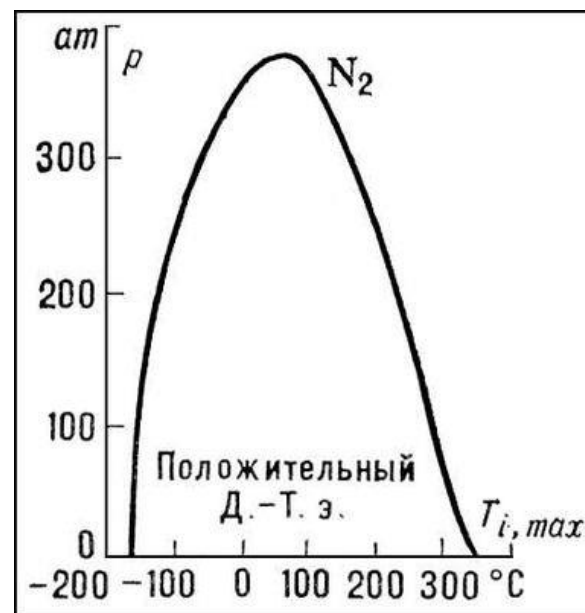
Температура реального газа при дросселировании изменяется.

- **Изменение температуры газов и жидкостей при изоэнтальпийном расширении называется эффектом Джоуля – Томсона.**

Изменение коэффициента Джоуля - Томсона



Кривая инверсии азота



В пределах кривой эффект **Джоуля — Томсона** положителен ($\Delta T < 0$), вне кривой — отрицателен ($\Delta T > 0$). Для точек на самой кривой эффект **равен нулю**

$$\mu_i = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_i = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P - V}{C_P}$$

- коэффициент адиабатического дросселирования;
 - дифференциальный дроссель-эффект;
 - коэффициент Джоуля-Томсона.
- определяет изменение температуры при бесконечно малом изменении давления.

На практике при значительном перепаде давления на дросселе изменение температуры называется интегральным дроссель-эффектом:

$$\Delta T_i = (T_1 - T_2)_i = \int_{P_1}^{P_2} \mu_i dP .$$

Абсолютные значения μ_i , ΔT_i зависят от:

- рода и состояния вещества;
- давления и температуры;
- состава смеси.

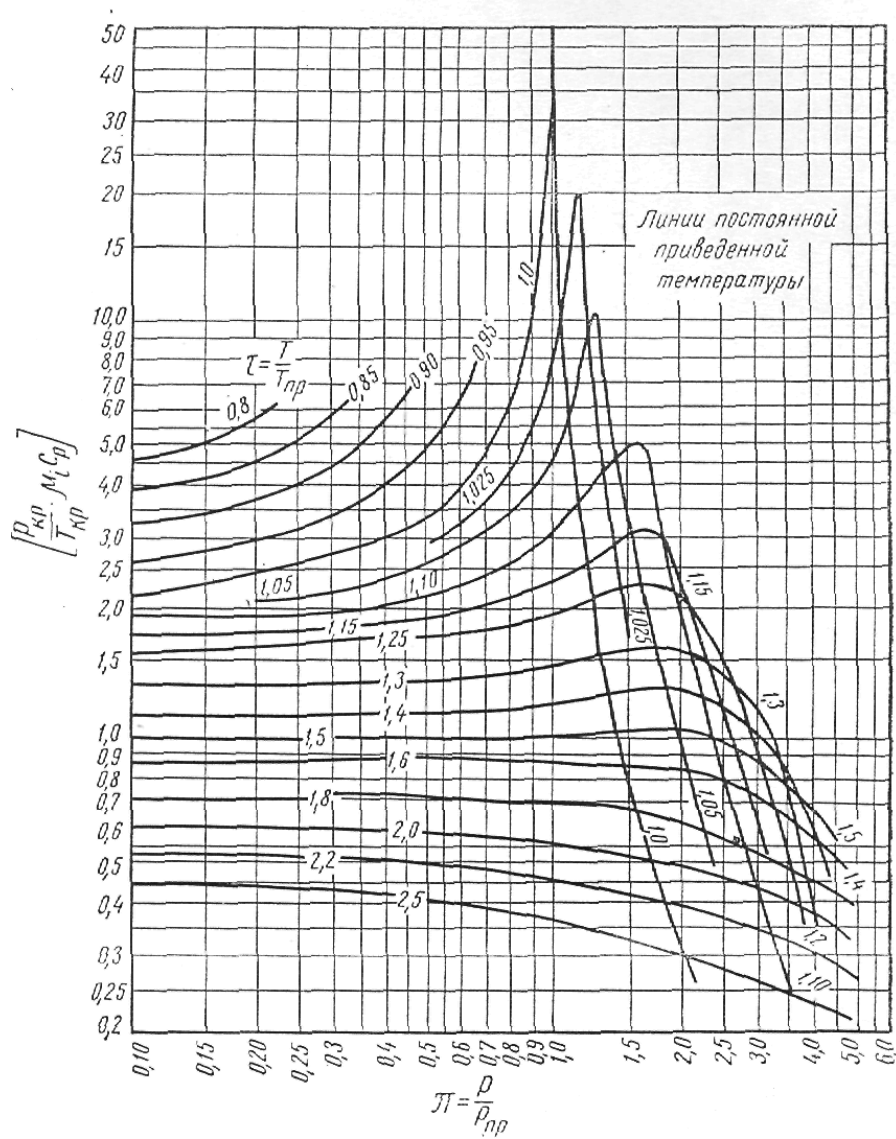
В промышленной практике дифференциальным эффектом считается изменение температуры при изменении давления на 1 кг/см^2 .

Коэффициент Джоуля-Томсона для природных газов можно **рассчитать**:

$$\mu_i = \frac{\frac{T_{KP}}{P_{KP}} \cdot f(D_i)}{C_{oP} + \Delta C_P},$$

- критические давление и температура газовой смеси;
- обобщенная функция коэффициента **Джоуля-Томсона**;
- теплоемкость газовой смеси в идеальном состоянии;
- поправка на изобарную теплоемкость природного газа.

ЗАВИСИМОСТЬ ФУНКЦИИ КОЭФФИЦИЕНТА ДЖОУЛЯ-ТОМСОНА ОТ ПРИВЕДЕННЫХ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ



С уменьшением давления (при постоянной температуре) до определенной величины коэффициент Джоуля-Томсона сначала увеличивается, а затем уменьшается.

При одинаковых условиях коэффициент Джоуля-Томсона для сухого углеводородного газа имеет большую величину для газа с большей молекулярной массой.

Для аналитического определения интегрального дроссель-эффекта при изменении давления от P_1 до P_2 необходимо проинтегрировать выражение

$$\int_{T_2}^{T_1} \frac{dT}{\mu_i} = - \int_{P_2}^{P_1} dP .$$

Для газа, подчиняющегося уравнению Ван-дер-Ваальса:

$$T_1 - T_2 + \frac{2a}{bR} \ln \frac{\frac{2a}{bR} - T_1}{\frac{2a}{bR} - T_2} = A \frac{b}{C_P} (P_1 - P_2),$$

Выражение можно преобразовать к виду, удобному для расчета интегрального дроссель-эффекта:

$$\Delta T = T_1 - T_2 = \frac{ART_k}{8C_p} \left(\frac{1}{t_1^*} - 1 \right) (p_1 - p_2),$$

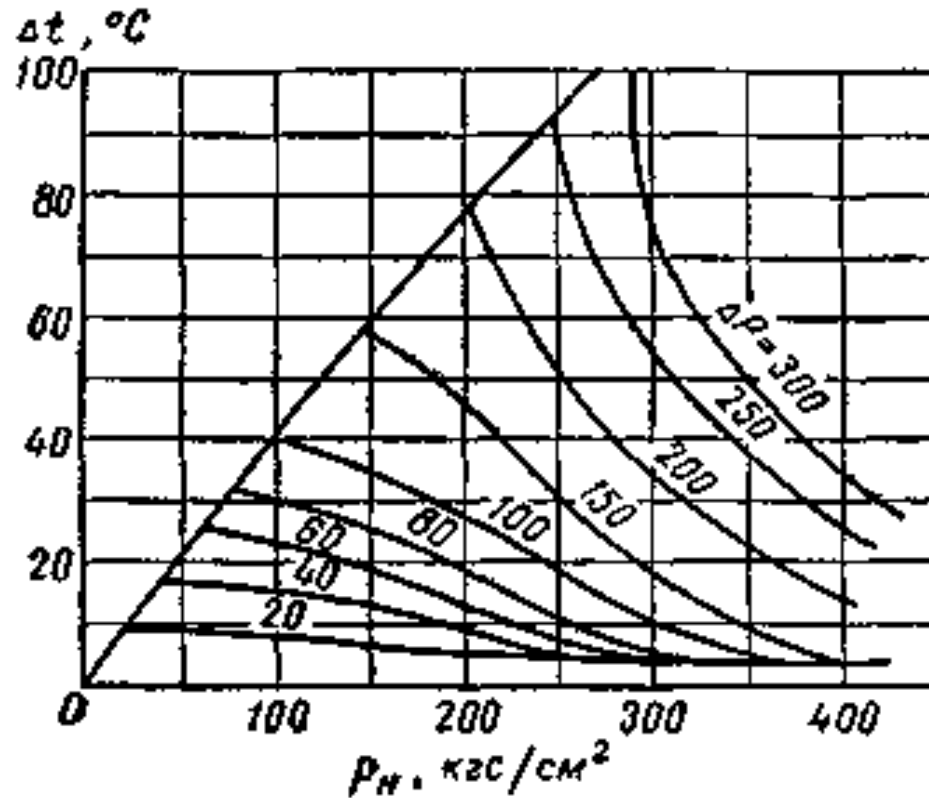
$$t_1^* = \frac{T_1}{T_{инв}}; \quad p_1 = \frac{P_1}{P_k}; \quad p_2 = \frac{P_2}{P_k}; \quad T_{инв} = \frac{54}{8} T_k.$$

$T_{инв}$ – температура инверсии.

Для метана

$$\Delta T = 5,569 \left(\frac{1}{t_1^*} - 1 \right) (p_1 - p_2).$$

Падение температуры газа при заданном перепаде давления на штуцере



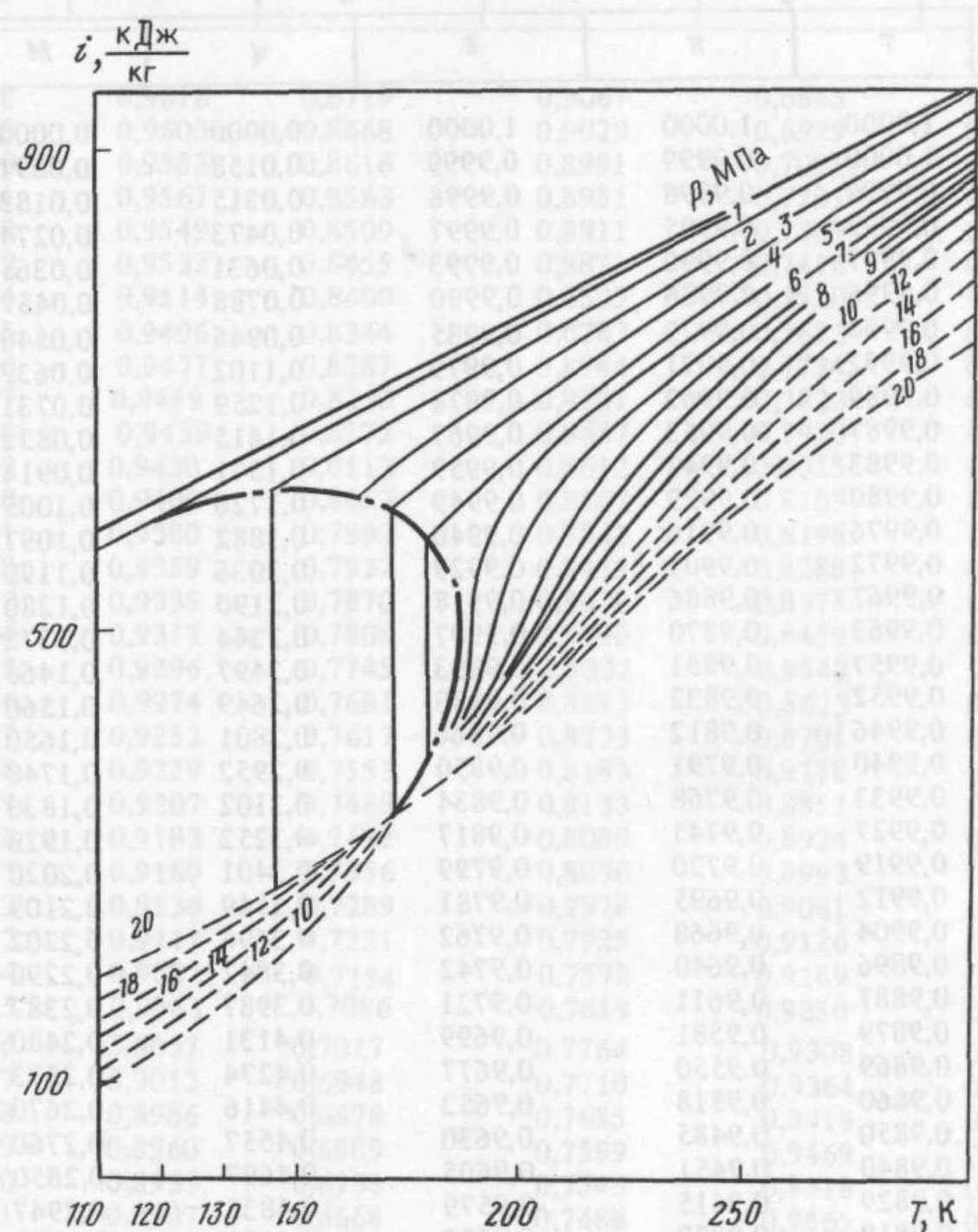
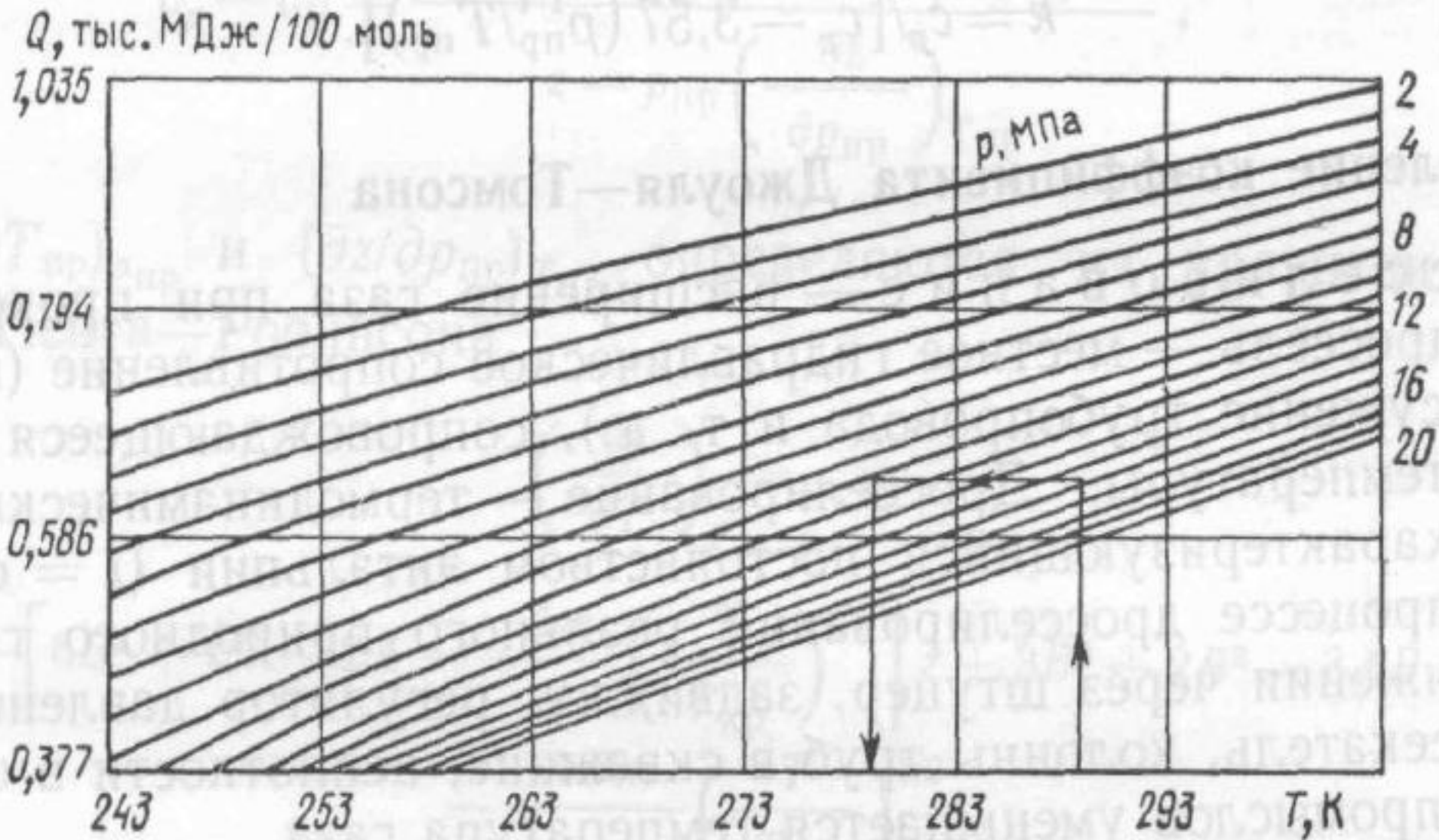
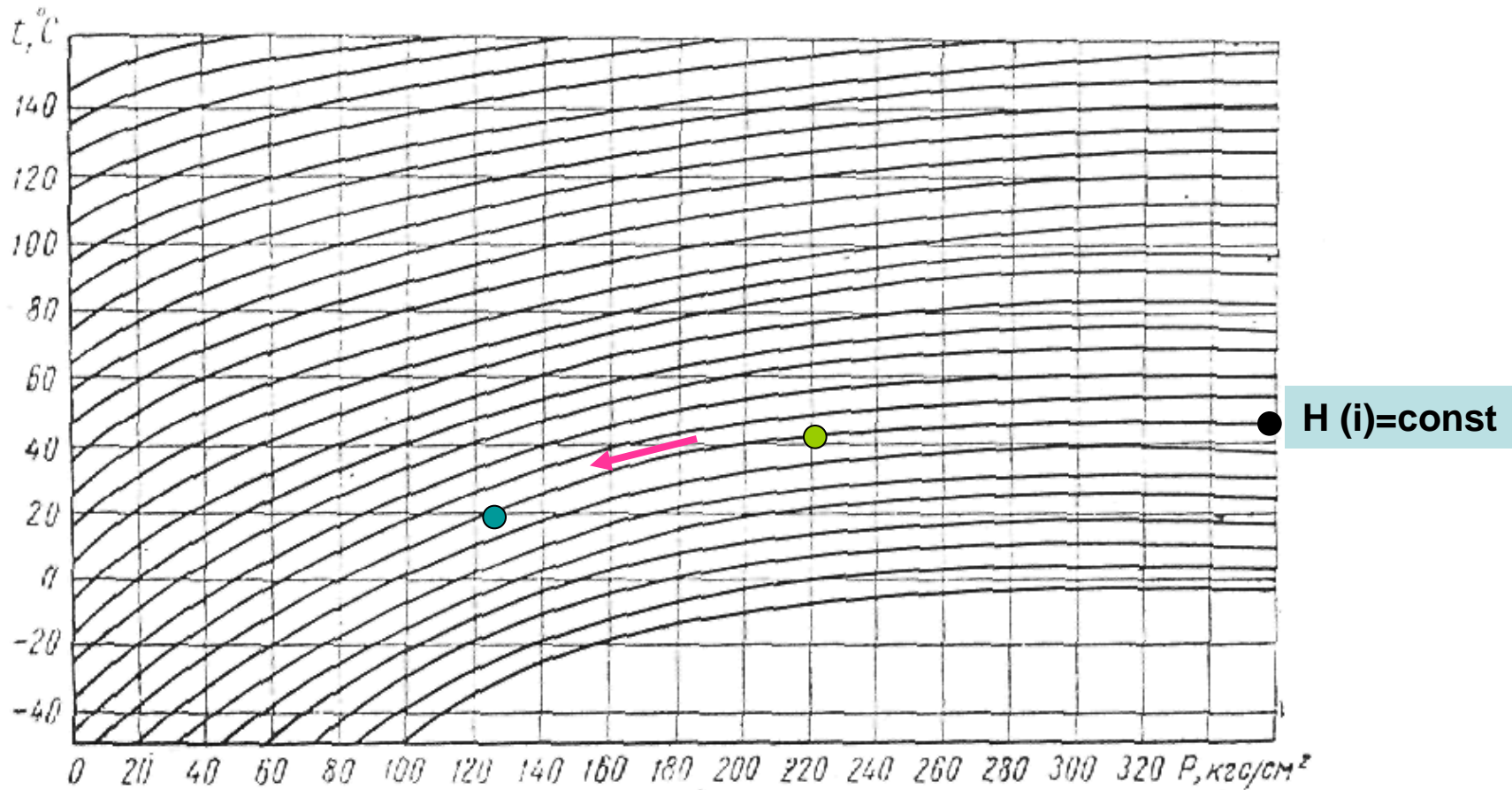


Диаграмма
 $i - T$
для метана

Энтальпийная номограмма для природного газа Оренбургского газоконденсатного месторождения



НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕГРАЛЬНОГО ДРОССЕЛЬ-ЭФФЕКТА ДЖОУЛЯ-ТОМСОНА (ДЛЯ МЕТАНА)



Изоэнтروпийный процесс

В этом случае газовый поток при расширении совершает внешнюю работу в детандерах поршневого или турбинного типа.

Дифференциальный эффект изменения температуры при изоэнтропийном расширении:

$$\mu_S = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_S = \frac{1}{C_P} \cdot T \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P .$$

Изменение температуры газа при адиабатическом изоэнтропийном расширении газа:

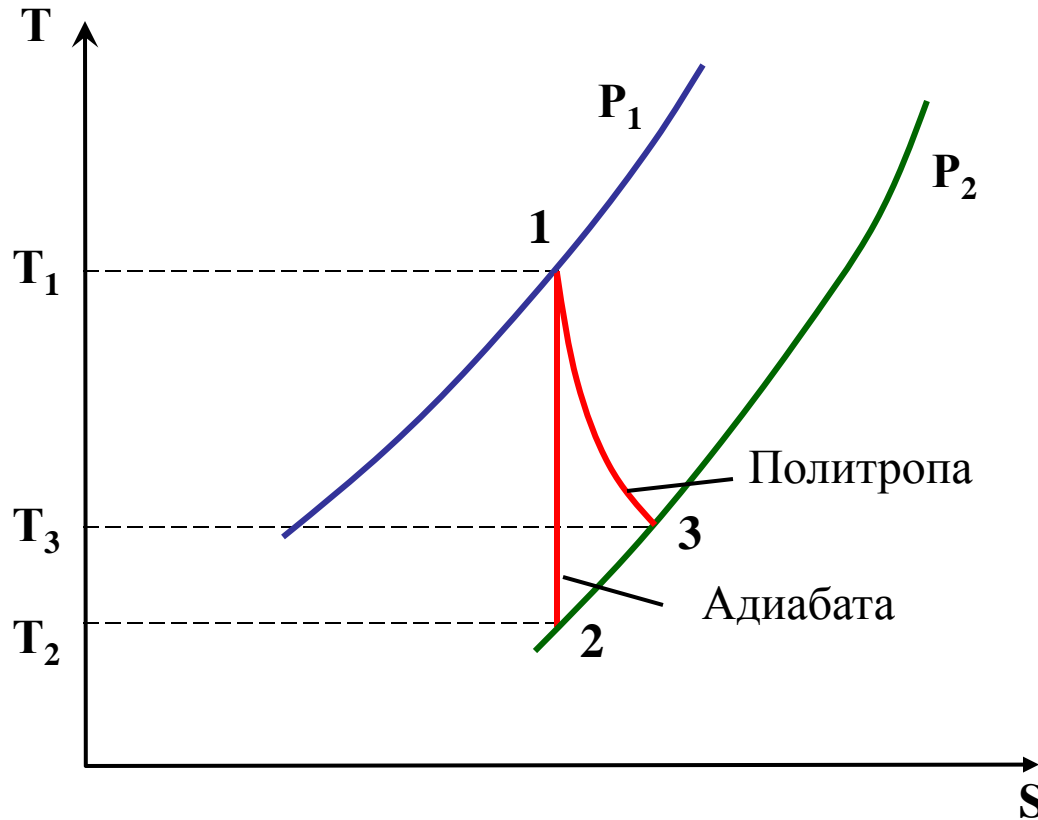
$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}},$$

T_1, T_2, P_1, P_2 - температуры и давления до и после расширения, К, Па;

k – показатель адиабаты, $k = C_p/C_v$.

- **n** – показатель политропы. $n < k$.

Диаграмма $T - S$



Позволяет определить интегральный дроссель-эффект в изоэнтропийном процессе.

Сравним:

$$\mu_i = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_i = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P - V}{C_P}$$

$$\mu_S = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_S = \frac{1}{C_P} \cdot T \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \cdot$$

Получим:

$$\mu_S = \mu_i + \frac{V}{C_P},$$

***ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ.***

РЕТРОГРАДНАЯ КОНДЕНСАЦИЯ

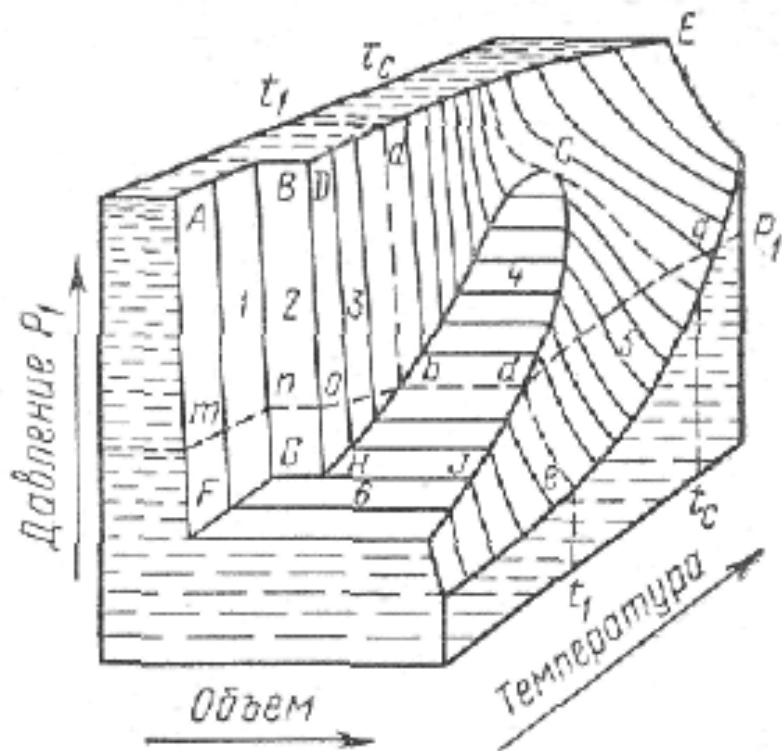
Фазовые превращения систем природных углеводородов в значительной степени определяют физические явления, присущие процессам разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Знание закономерностей фазовых превращений и умение их прогнозировать позволяют развивать методы повышения нефте- и конденсатоотдачи пластов, проектировать эффективные технологические схемы промысловой обработки, заводской переработки и транспортировки добываемого сырья.

Отдельный газ или многокомпонентная система могут находиться в одно-, двух- и трехфазном состоянии в зависимости от условий и свойств составляющих веществ.

Последовательно рассмотрим фазовые состояния одно-, двух- и многокомпонентных систем.

ОДНОКОМПОНЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ



Пространственная диаграмма
давление — объем — температура
состояния вещества

1 — твердое состояние; 2 — твердое состояние + жидкость; 3 — жидкость; 4 — жидкость + пар; 5 — пар; 6 — твердое состояние + пар

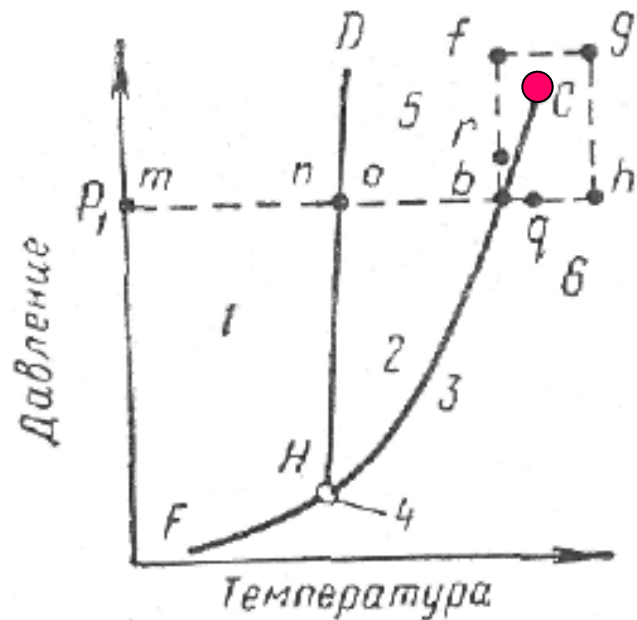


Диаграмма
давление — температура
вещества

1 — твердое состояние; 2 — жидкость; 3 — пар; 4 — тройная точка; 5 — сжатая жидкость; 6 — перегретый пар или газ

ОДНОКОМПОНЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ

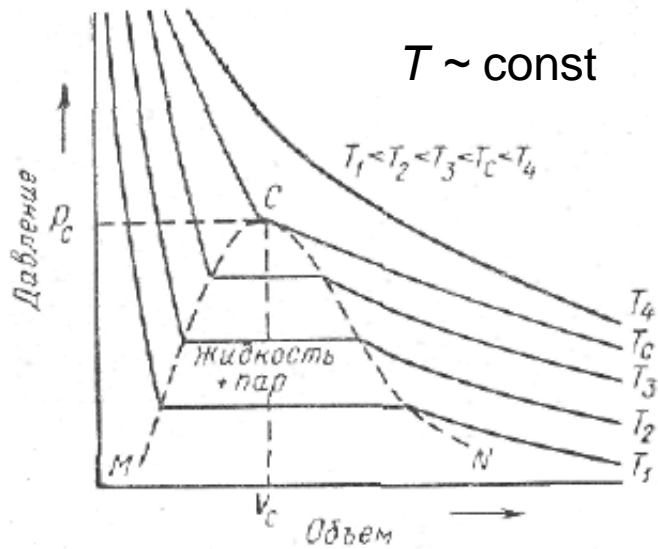
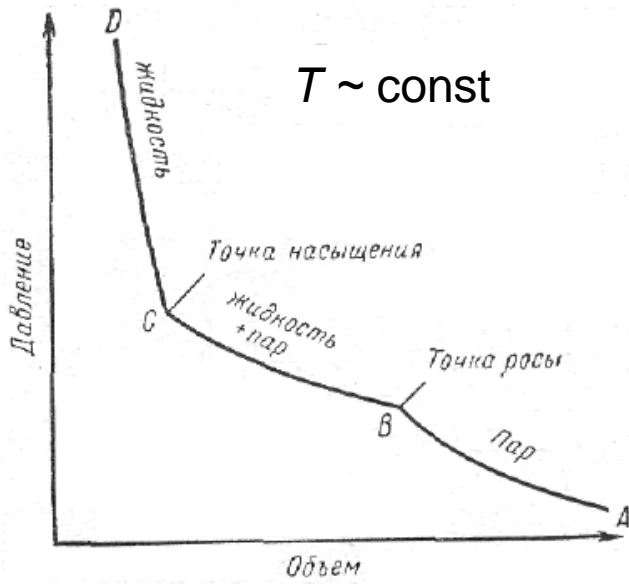


Диаграмма
давление — объем $p - V$

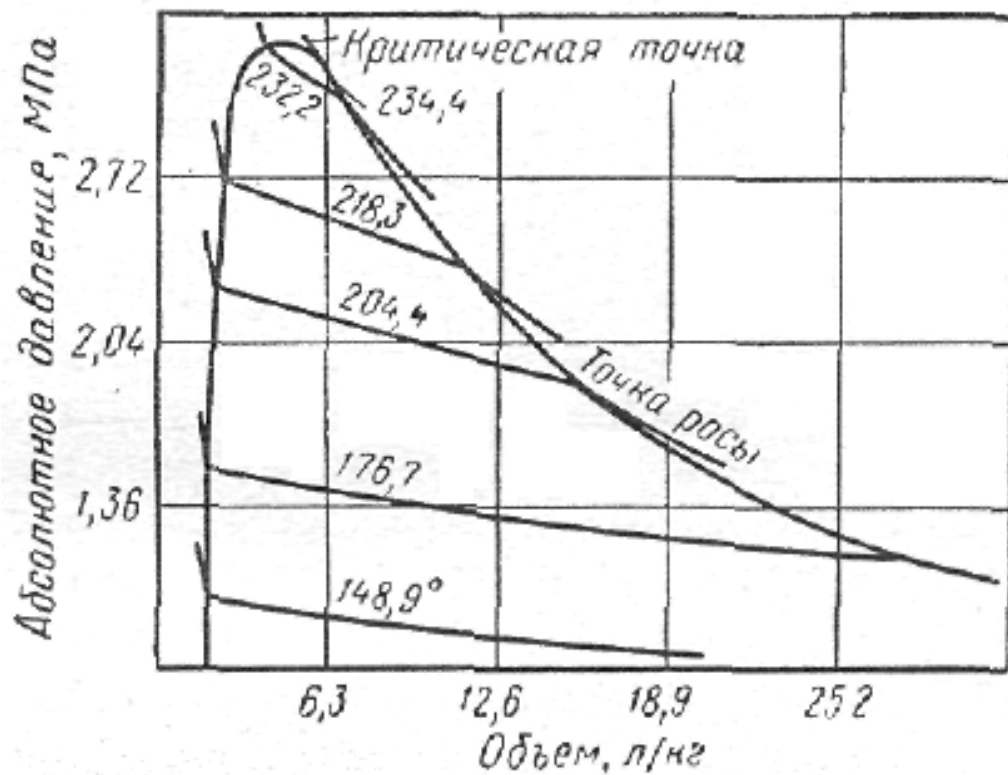
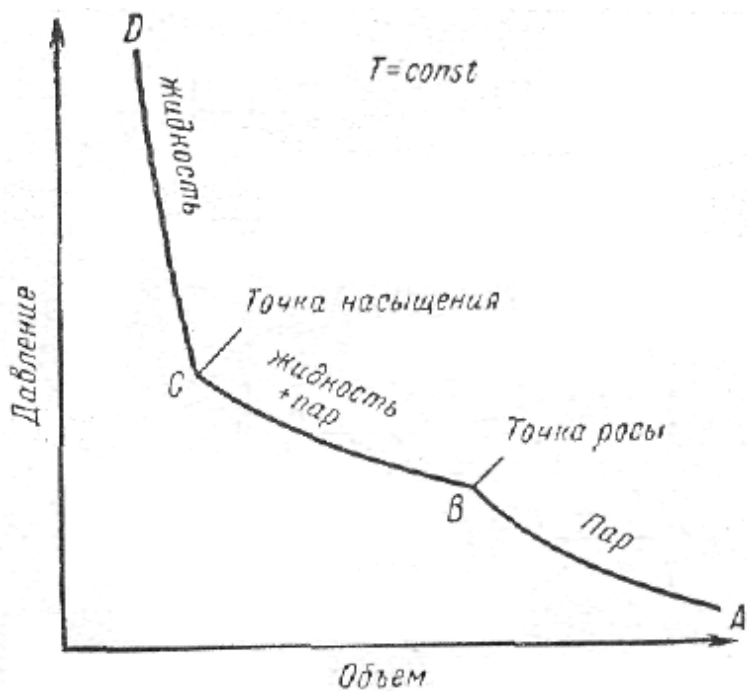
ДВУХКОМПОНЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ



Изотерма $p - V$
для двухкомпонентной
схемы

ДВУХКОМПОНЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ

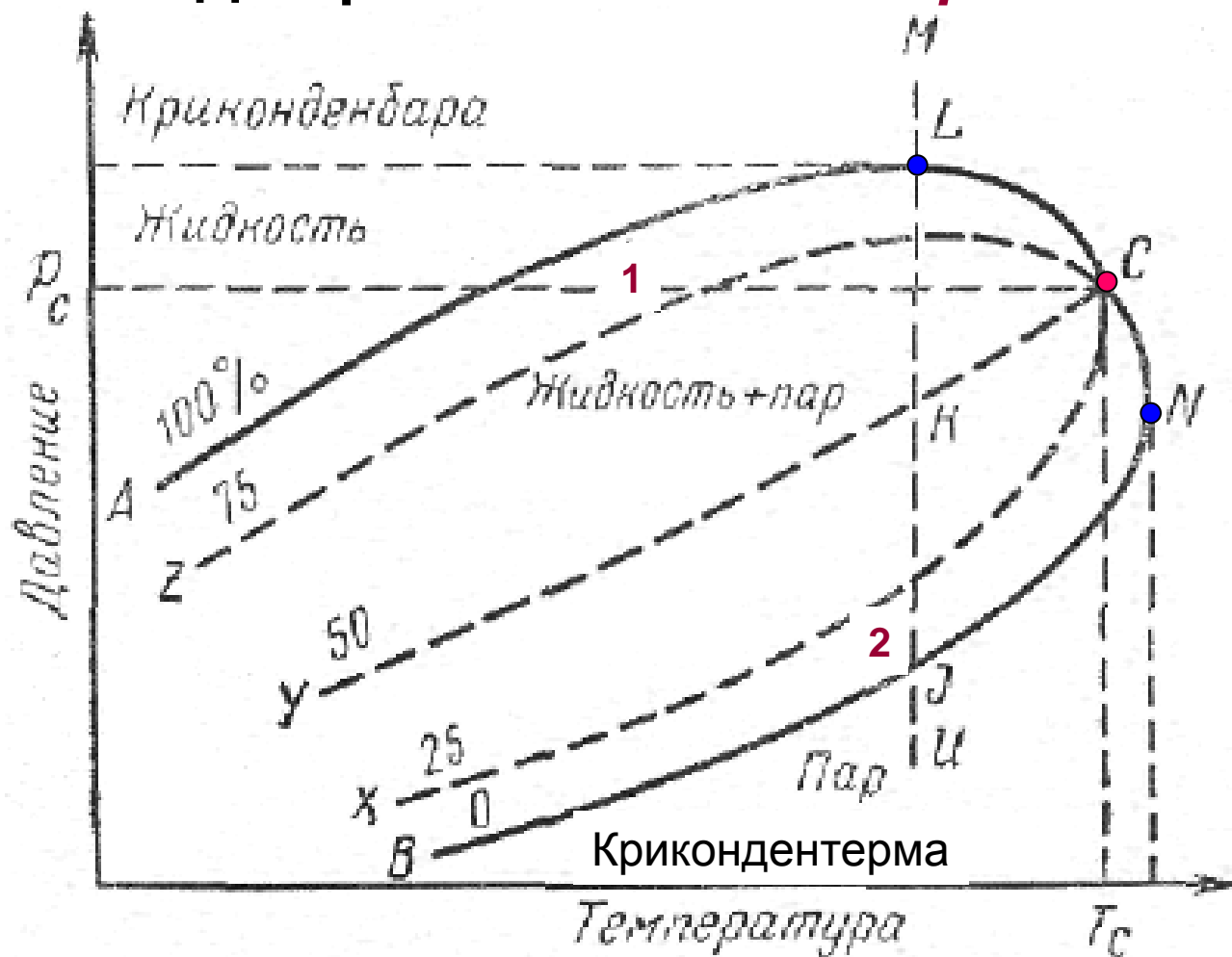
Диаграмма состояния $p - V$



Система н-пентан и н-гептан

ДВУХКОМПОНЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ

Диаграмма состояния $p - T$



1 — кривая точек насыщения; **2** — кривая точек росы

- Максимальная температура, при которой существует жидкость, называется **криконтентермой**.

- Максимальное давление, при котором существует пар, называется **криконтенбарой**.

МНОГОКОМПОНЕНТНЫЕ СИСТЕМЫ

Ретроградная конденсация

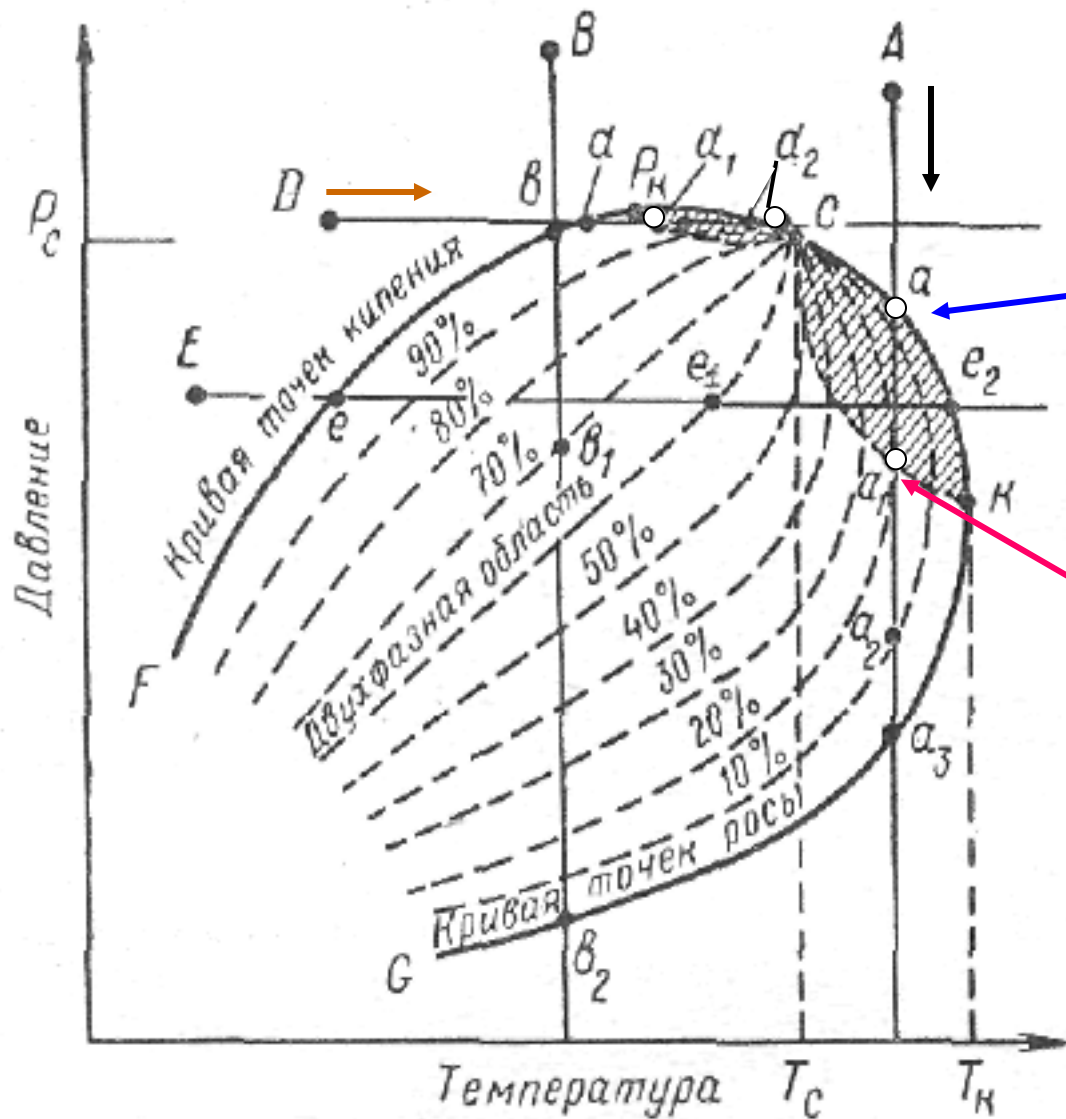


Диаграмма $p-T$
фазового состояния

✓ - давление т. a

соответствует
давлению **начала**
конденсации;

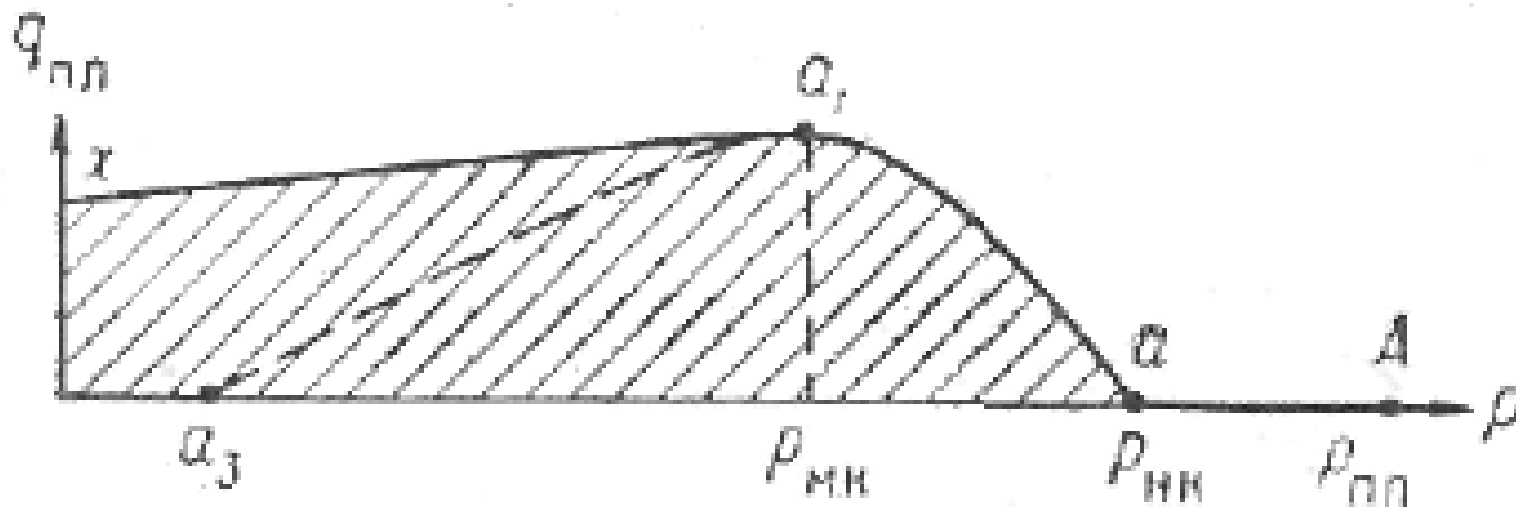
✓ - давление т. a_1

соответствует
давлению

максимальной
конденсации.

- Явление образования жидкости при изотермическом расширении однофазного вещества называется **ретроградной конденсацией**.
- Процесс испарения жидкости, происходящий при повышении давления, называется **ретроградным испарением**.

Кривая потерь конденсата в пласте



$q_{пл}$ — конденсатный фактор, г/м³;

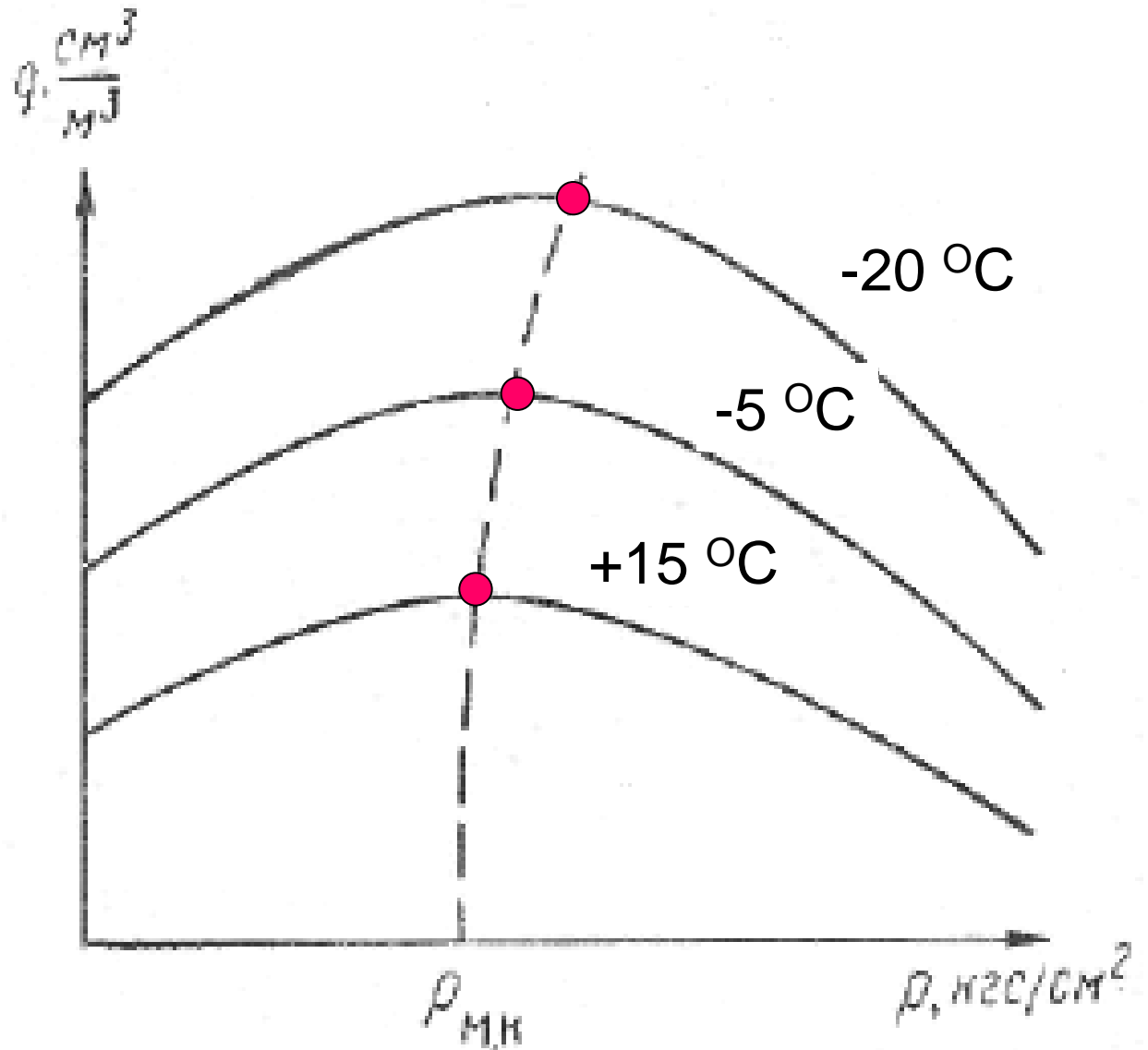
$p_{пл}$ — пластовое давление;

$p_{НК}$ — давление начала конденсации;

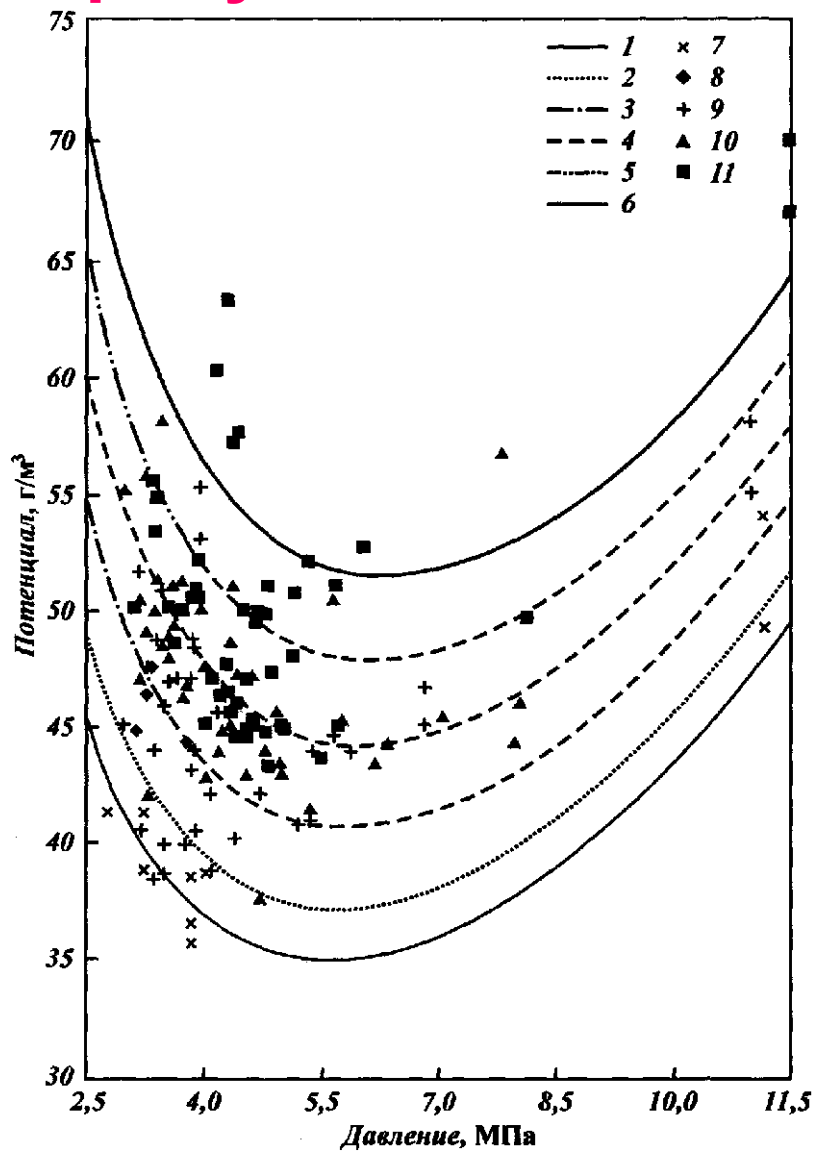
$p_{МК}$ — давление максимальной конденсации

ИЗОТЕРМЫ КОНДЕНСАЦИИ

Зависимость количества выделившегося конденсата при постоянной температуре и переменном давлении называется **изотермой конденсации**.



Зависимость потенциала углеводородов C_{5+} от давления и глубины залегания продуктивного пласта



Расчетные зависимости повышения содержания конденсата в добываемом газе под влиянием процесса **прямого испарения** подтверждены данными промышленных исследований скважин.

Расчетные данные для глубин

залегания, м:

1 - 2050, 2 - 2300, 3 - 2550, 4 - 2800, 5 - 3050, 6 - 3300;

промысловые данные для глубин

залегания, м:

7 - 2100-2460, 8 - 2536-2690, 9 - 2690-2941, 10 - 2950-3152, 11 - 3160-3300

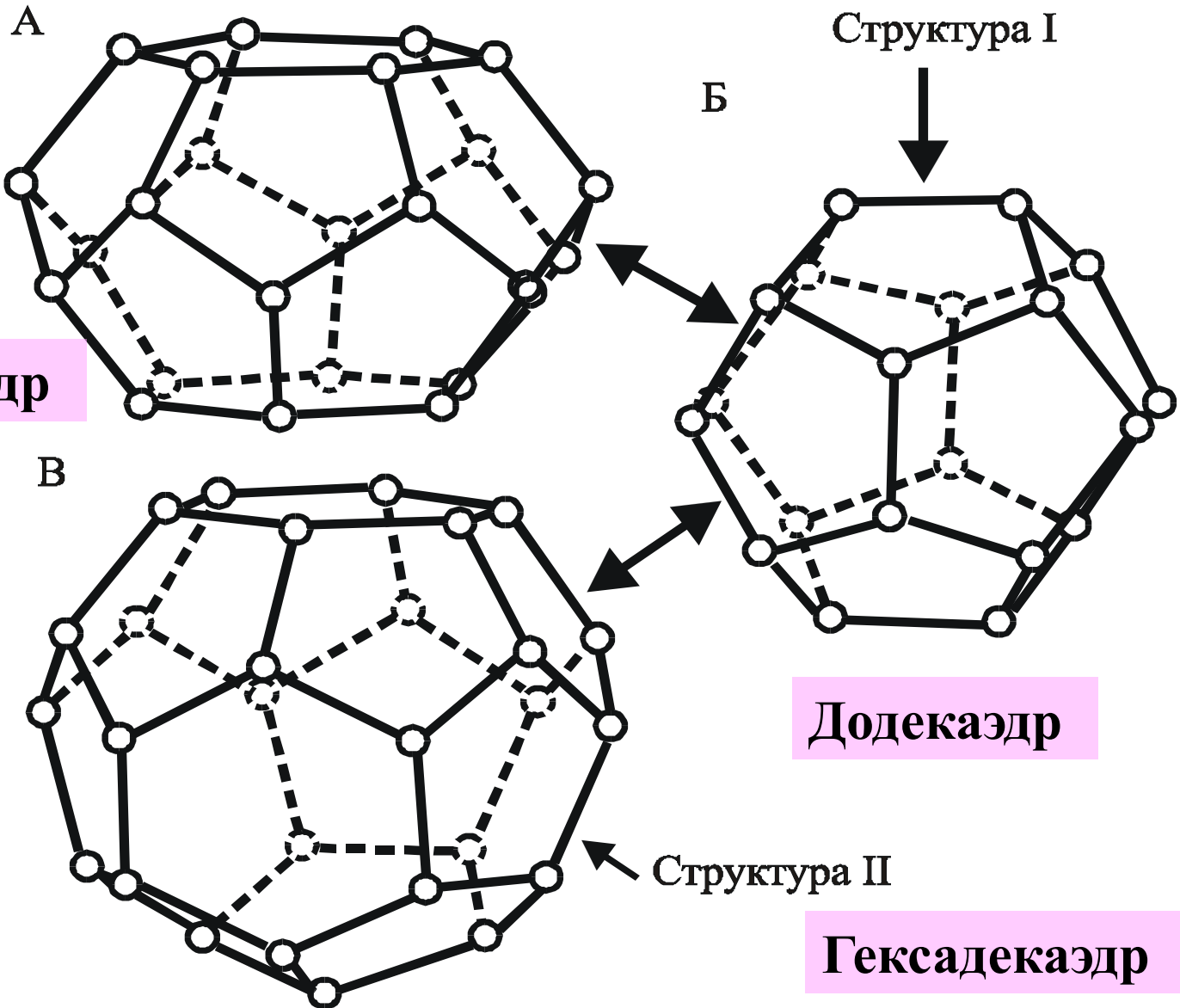
ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и газами.

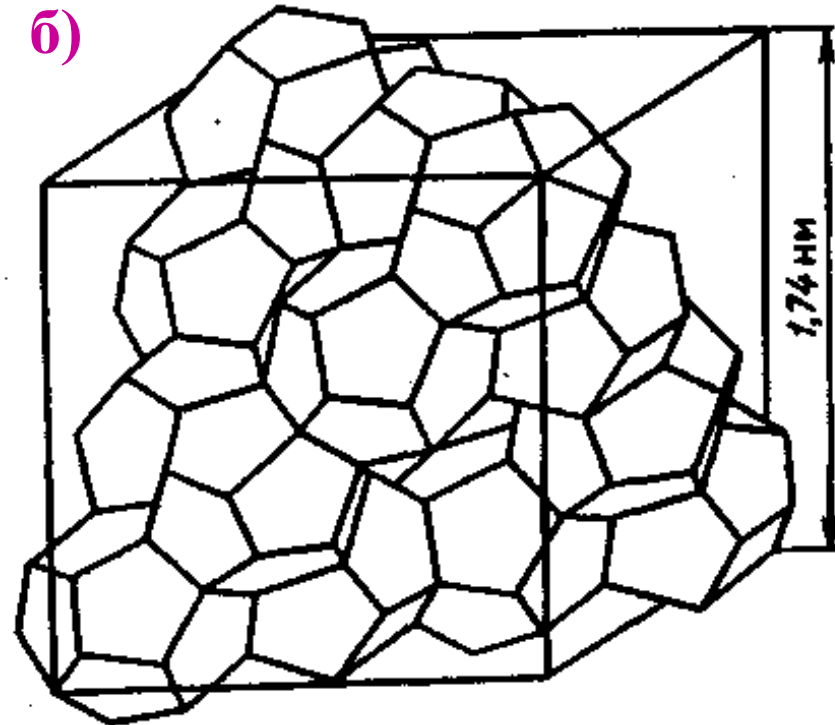
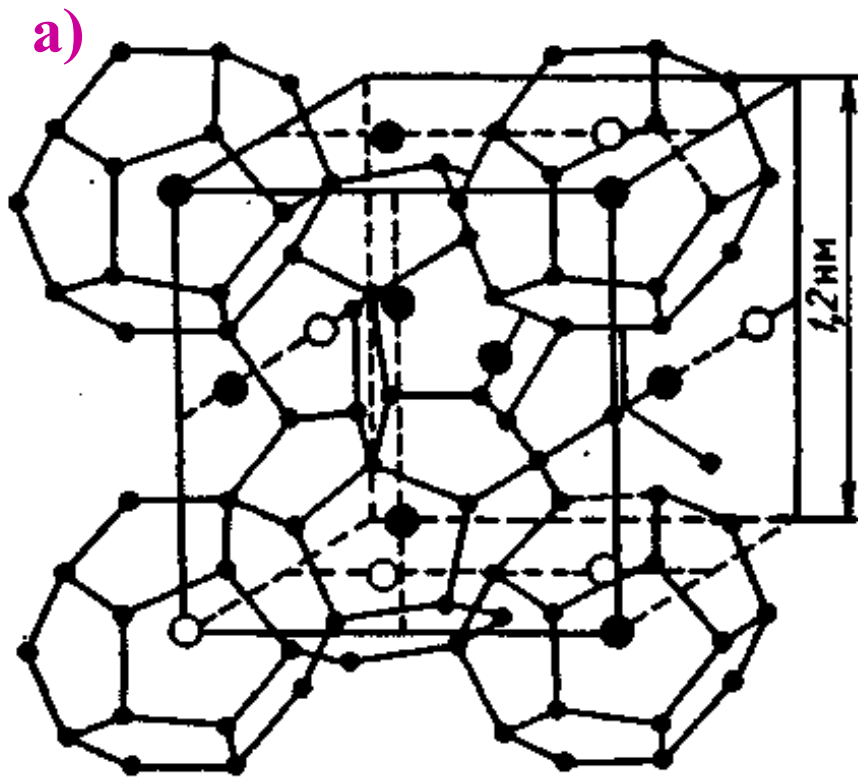
Они относятся к клатратам или «соединениям включения».

Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества.

Структурные элементы гидрата газов



Кристаллическая решетка и типы структур газового гидрата



Элементарные ячейки гидрата:

а — структура **I**, **46** молекул воды, **2** малых и **6** больших полостей; **метан, этан, диоксид углерода, сероводород, азот;**

б — структура **II**, **136** молекул воды, **16** малых и **8** больших полостей; **пропан, изобутан; $8 M \cdot 136 H_2O$.**

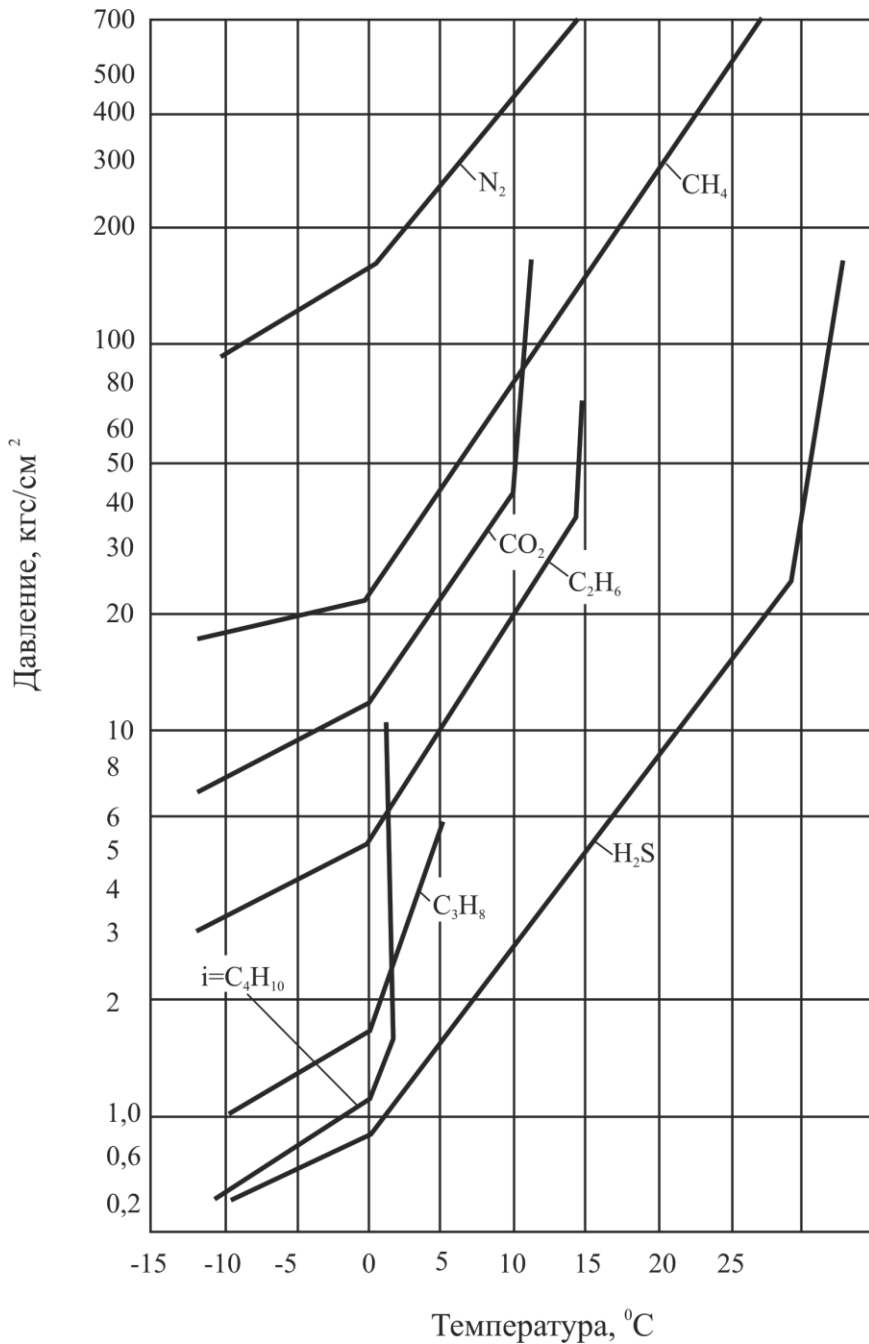
ВИДЫ ГИДРАТОВ

- **Простые гидраты** – образованы индивидуальным газом и водой, **структуры I и II**;
- **Двойные гидраты** – образованы смесью газов, содержащей молекулы разного диаметра, и водой, **структура II**;
- **Смешанные гидраты** – образованы смесью газов и водой, состоят из двойных гидратов **структуры II** и простых гидратов **структуры I**.

Устойчивость гидратов характеризуется температурой разложения.

Компонент	$P_{T=0}$, кгс/см²	$T_{p=1}$, °C
Метан	26,00	- 29,00
Этан	5,20	- 15,80
Пропан	1,70	- 8,50
Изо-бутан	1,20	- 0,00
CO ₂	12,47	- 24,00
Сероводород	0,96	+ 0,35

КРИВЫЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА



СОСТАВ ГАЗА В ГИДРАТЕ, % об.

Компо- ненты	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	i-C H₁₀	CO₂	N₂
Исходный газ	92,00	4,00	1,26	0,52	0,12	2,10
Газ в гидрате, 0,9 МПа, 0°С	53,00	3,10	20,50	22,50	0,70	0,20
Газ в гидрате, 11 МПа, 20°С	62,54	3,10	13,17	20,97	0,03	0,19

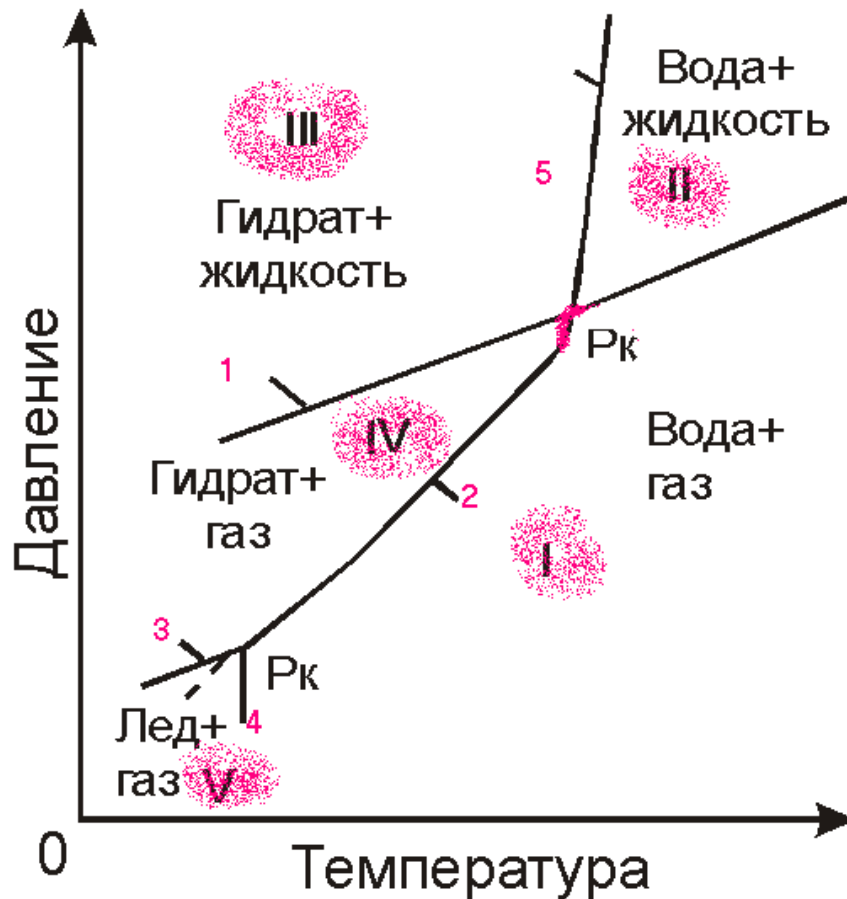
Способность углеводородных газов образовывать гидраты возрастает с увеличением их молекулярной массы.

Состав газа в гидратах, образованных природными газами, зависит от:

- состава исходного газа,
- парциального давления компонента в газовой фазе,
- давления,
- температуры,
- степени заполнения полостей в структуре гидрата.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОСТЫХ ГИДРАТОВ

Диаграмма фазовых состояний системы газ — гидрат



1 – давление паров гидратообразователя, насыщенного парами воды

2 – равновесные условия образования гидратов в системе **газ-вода**

3 – равновесные условия образования гидратов в системе **газ-лед**

4 – температура замерзания воды при растворении в ней газа

5 – критическая температура разложения гидратов

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И СУЩЕСТВОВАНИЯ ГИДРАТОВ

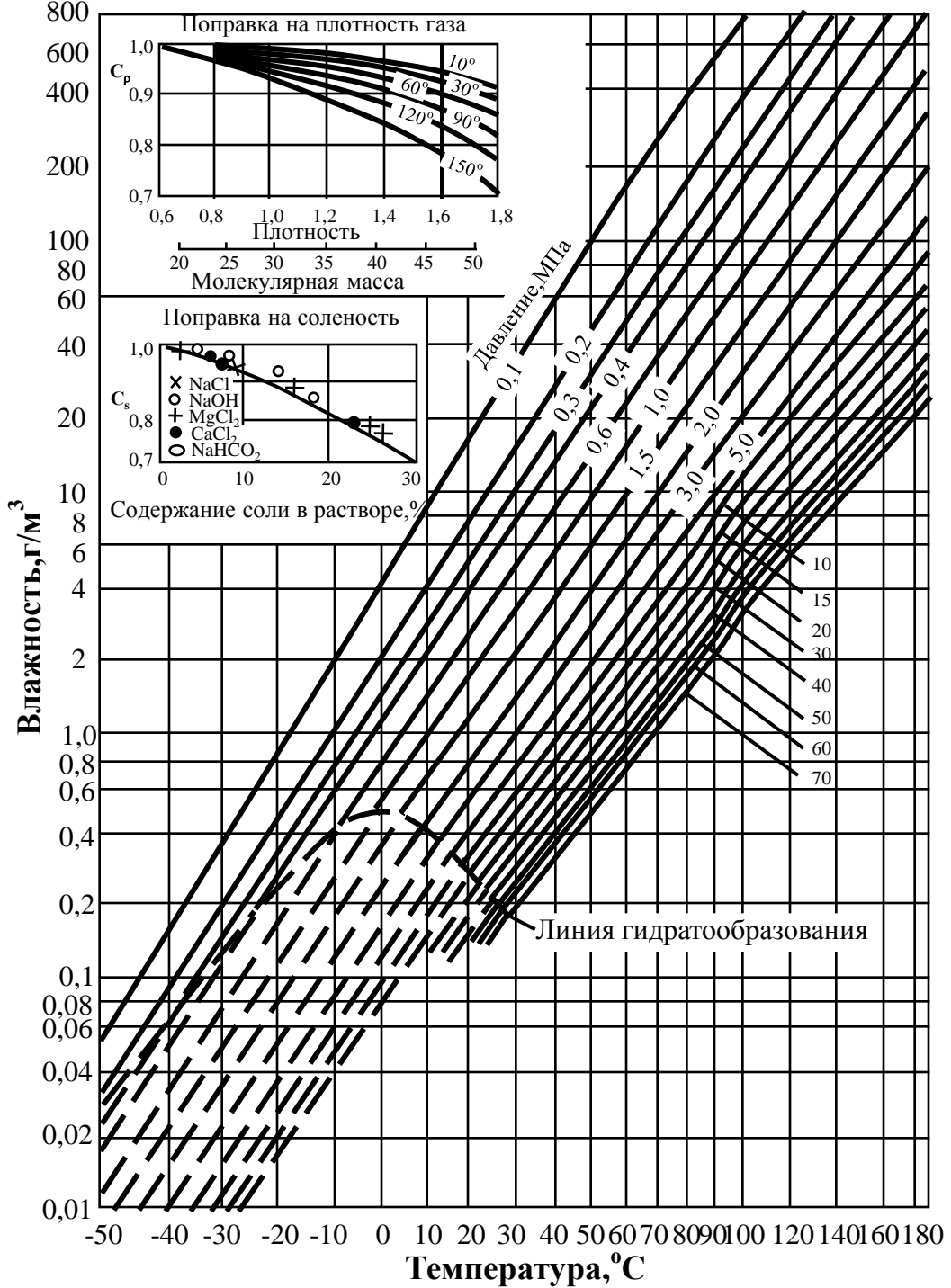
◇ состав газов

◇ фазовое состояние воды

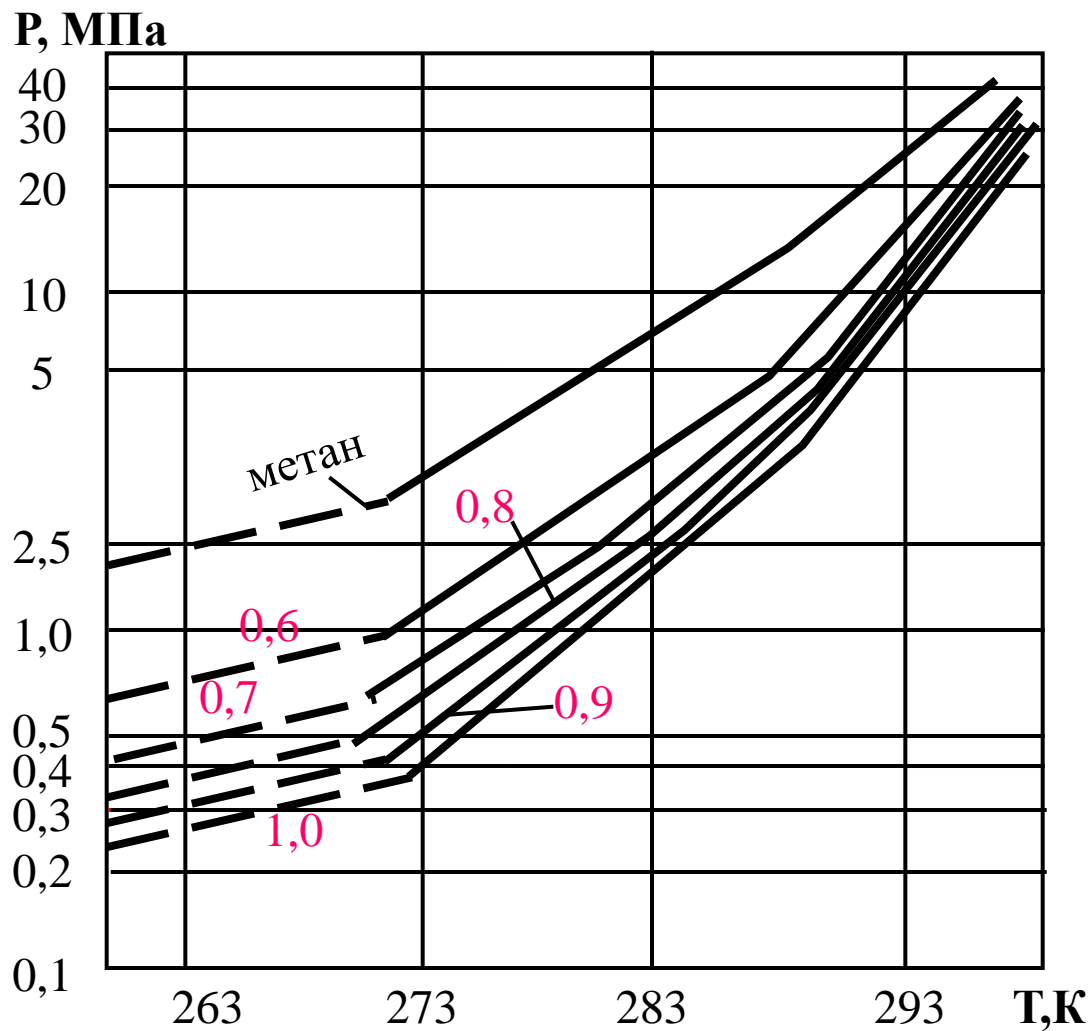
◇ температура

◇ давление

Равновесное содержание водяного пара в природном газе



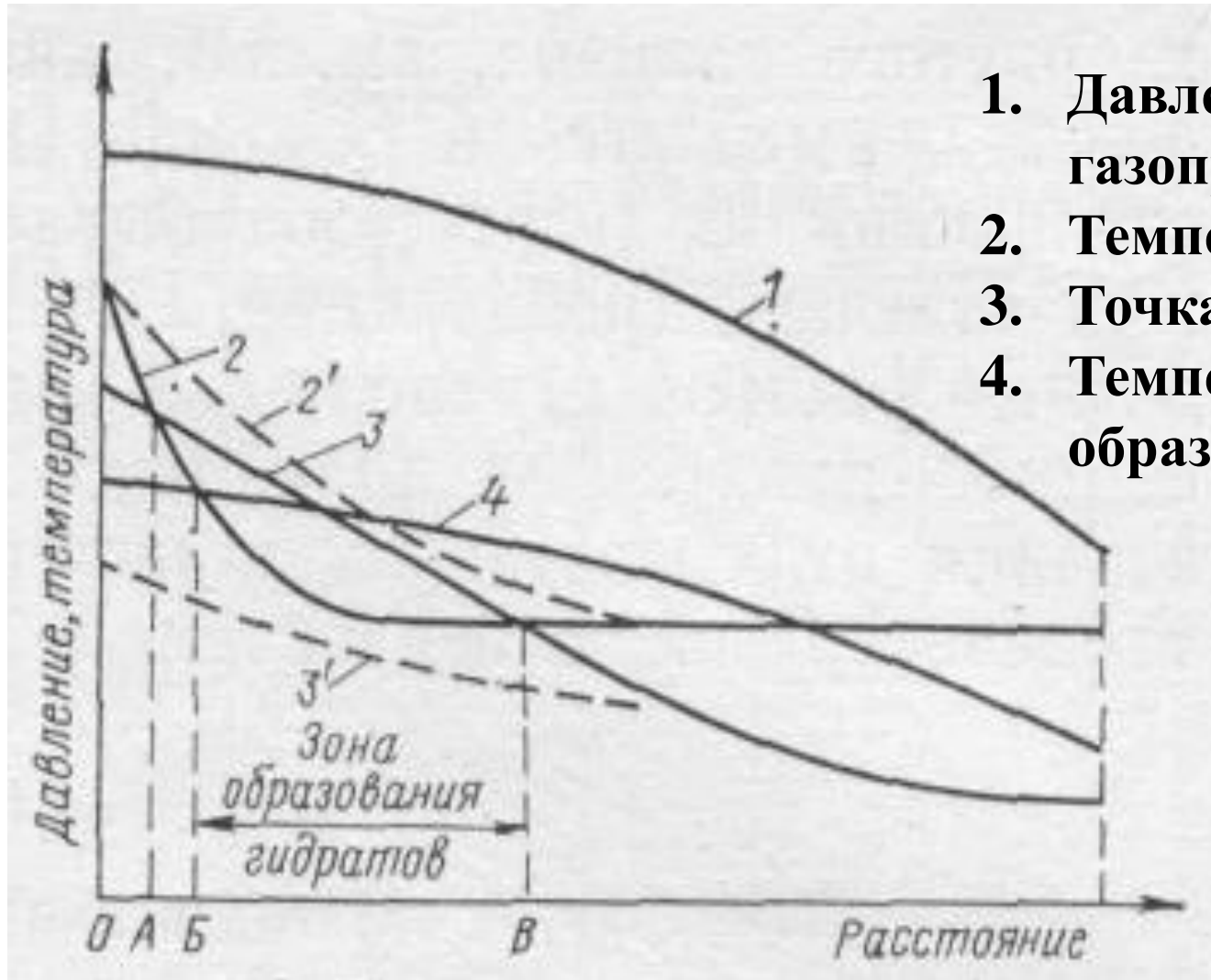
Равновесные условия начала образования гидратов для природных газов разной относительной плотности



Определение условий образования и существования гидратов природных газов

- По графикам равновесных параметров гидратообразования
- По универсальным эмпирическим формулам Г.В.Пономарева
- По константам фазового равновесия системы **газ – твердый гидрат**

Определение места образования гидратов в газопроводе



1. Давление по длине газопровода
2. Температура газа
3. Точка росы газа
4. Температура начала образования гидратов

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ

ХИМИЧЕСКИЕ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

ФИЗИЧЕСКИЕ

ИНГИБИТОРЫ

Поддержание безгидратных режимов эксплуатации

Гидратообразования

Гидратоотложения

Механические

Термодинамические

Тепловые

Физические

Кинетические

Термодинамические ингибиторы

- **Водные растворы электролитов**



- **Антигидратные реагенты на базе гликолей:**



*этиленгликоль, диэтиленгликоль,
триэтиленгликоль*

- **Метанол и составы на его основе**



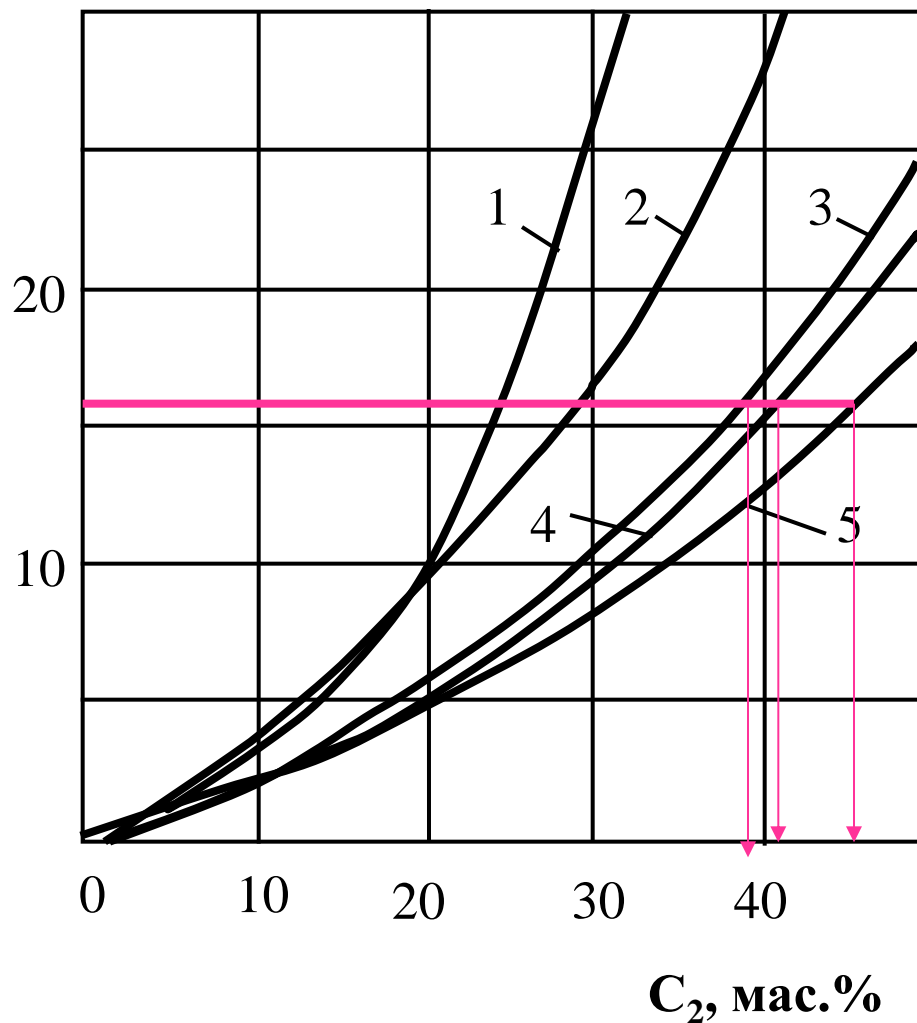
Способы предупреждения образования и ликвидации гидратов

- **Подогрев газа**
- **Понижение температуры точки росы:**
 - уменьшением давления;
 - уменьшением парциального давления воды в газовой фазе (ингибиторы);
 - уменьшением содержания воды в газовой фазе (осушка)
- **Уменьшение плотности газа**

Расчет количества метанола на обработку газа

Необходимое снижение равновесной температуры образования гидратов в зависимости от концентрации отработанного ингибитора

Δt , °C



$$\Delta t = t_1 - t_2,$$

t_1 - равновесная температура начала гидратообразования, °C;

t_2 - температура газа в конце участка, °C.

1 - хлористый кальций,
2 - метанол, **3** - ТЭГ,
4 - ДЭГ; **5** - ЭГ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Основа: уравнение материального баланса расхода ингибитора и количества свободной воды в потоке газа, которое необходимо перевести в жидкую фазу.

Для
нелетучего
ингибитора:

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2}, \quad \text{кг/1000 м}^3 \text{ газа}$$

W_1, W_2 – влажность газа, соответственно, в начале и в конце участка, на котором возможно образование гидратов, кг/1000 м³;

C_1 - концентрация вводимого метанола, % масс.; 75–95 %

C_2 - концентрация отработанного метанола, % масс.; по Δt

Для летучего ингибитора (метанол) на газовом месторождении:

- **насыщение жидкой свободной воды и насыщение газовой фазы:**

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001C_2\alpha, \quad \text{кг/1000 м}^3 \text{ газа}$$

Для летучего ингибитора (метанол) на газоконденсатном месторождении:

- **насыщение жидкой свободной воды, насыщение газовой фазы, растворение в конденсате**

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001C_2\alpha + q_k, \quad \text{кг/1000 м}^3 \text{ газа}$$

α — количество метанола, переходящего в газовую фазу при данной его концентрации в водном растворе в зависимости от температуры и давления;

q_k — количество метанола, соответствующее растворимости его в конденсате, кг/1000 м³.

ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Выбор способа подготовки газа и газового конденсата определяется:

- требованиями на поставку газа в магистральные газопроводы
- требованиями на поставку стабильного газового конденсата потребителю
- составом пластового газа;
- давлением, температурой и дебитом газа на устье скважин;
- наличием местных потребителей C_{3+B} .

Газ готовят к транспортировке по следующим типовым технологическим схемам:

- адсорбционная осушка газа;
- абсорбционная осушка газа;
- низкотемпературные процессы обработки газа (НТС, НТК, НТА и др.)

- Если в составе пластового газа имеются "кислые" компоненты:
 1. очистка газа от ЭТИХ КОМПОНЕНТОВ,
 2. доосушка газа адсорбционными методами;
 3. выделение тяжелых углеводородов в низкотемпературных процессах

- На **чисто газовых** месторождениях северных регионов для подготовки газа в качестве основного (типового) процесса рекомендуется **абсорбционный способ осушки** газа растворами гликолей.

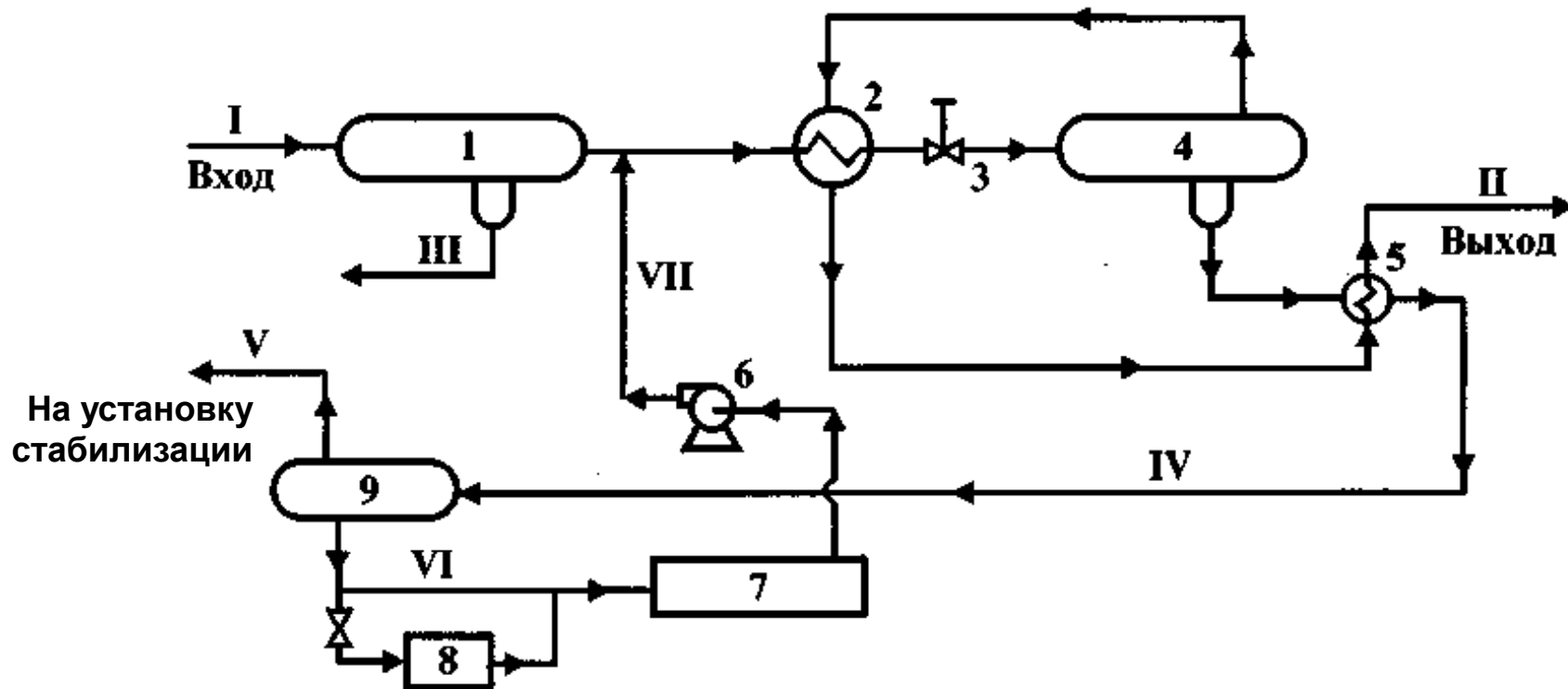
- На **газоконденсатных** месторождениях для подготовки газа в качестве основного (типового) процесса в настоящее время рекомендуется **низкотемпературная сепарация**.

1. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ

Сущность:

однократная конденсация углеводородов при понижении температуры газа до минус 10 – минус 30 °С и последующее разделение жидкой и газовой фаз.

Принципиальная схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин



1,4 — сепараторы; 2, 5 — теплообменники; 3 — штуцер (дроссель); 6 — насос; 7 — установка регенерации гликоля; 8 — фильтр; 9 — трехфазный разделитель; **I** — сырой газ; **II** — сухой газ; **III** — конденсат газовый и вода; **IV** — конденсат газовый и насыщенный гликоль; **V** — конденсат газовый; **VI** — гликоль насыщенный; **VII** — гликоль регенерированный

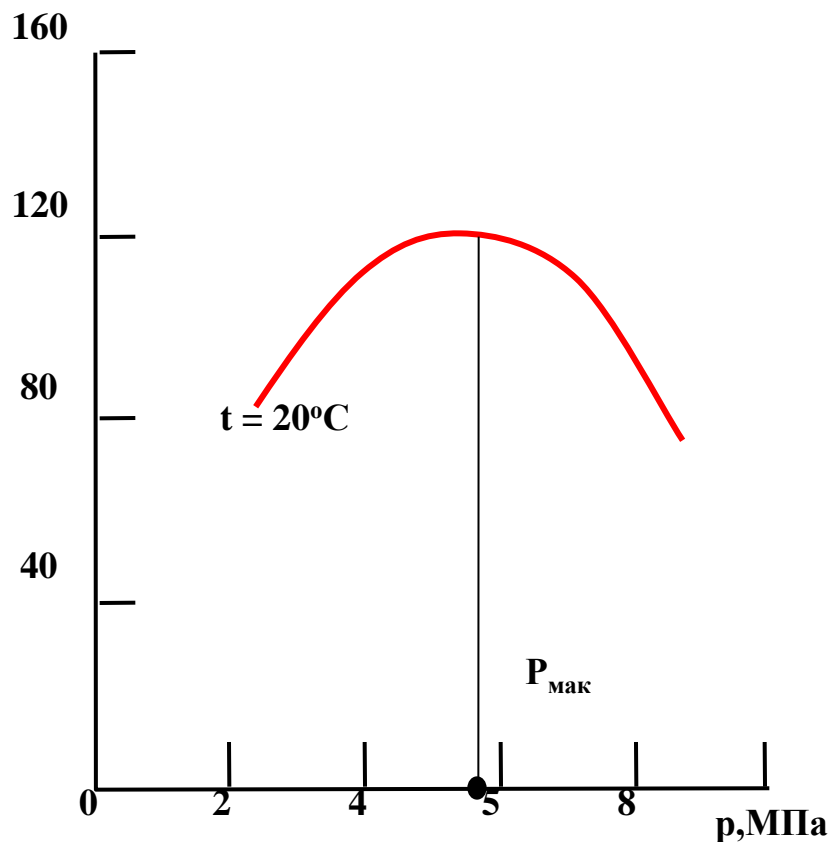
ФАКТОРЫ

- **ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА
В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОМ
СЕПАРАТОРЕ;**
- **СОСТАВ ПЛАСТОВОГО ГАЗА;**
- **ЧИСЛО СТУПЕНЕЙ СЕПАРАЦИИ;**
- **КОНДЕНСАТНЫЙ ФАКТОР**

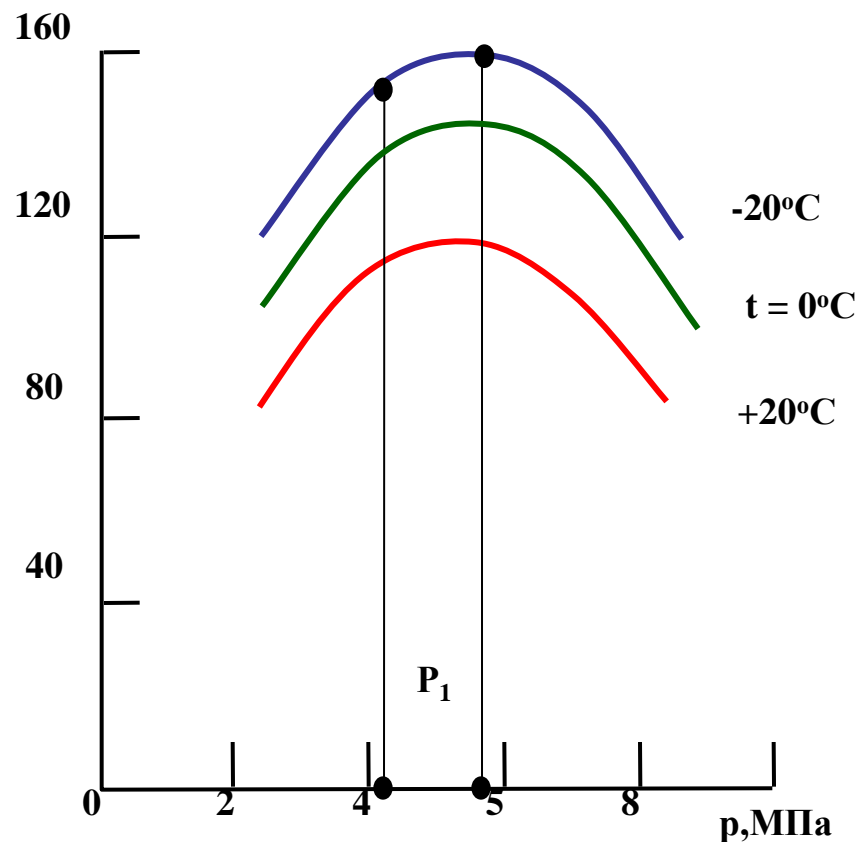
ИЗОТЕРМЫ КОНДЕНСАЦИИ

Давление максимальной конденсации г/к смесей при $-30 \div +20$ °С находится в пределах $20 - 60$ кгс/см²

$q_k, \text{см}^3/\text{м}^3$



$q_k, \text{см}^3/\text{м}^3$



ДОСТОИНСТВА ТЕХНОЛОГИИ НТС

- Низкие капитальные затраты и эксплуатационные расходы;
- Извлечение жидких углеводородов и осушка газа осуществляются одновременно;
- Установки просты в эксплуатации и техническом обслуживании;
- Легкость регулирования технологического процесса и его автоматизации;
- Возможность постепенной модернизации технологии при снижении пластового давления.

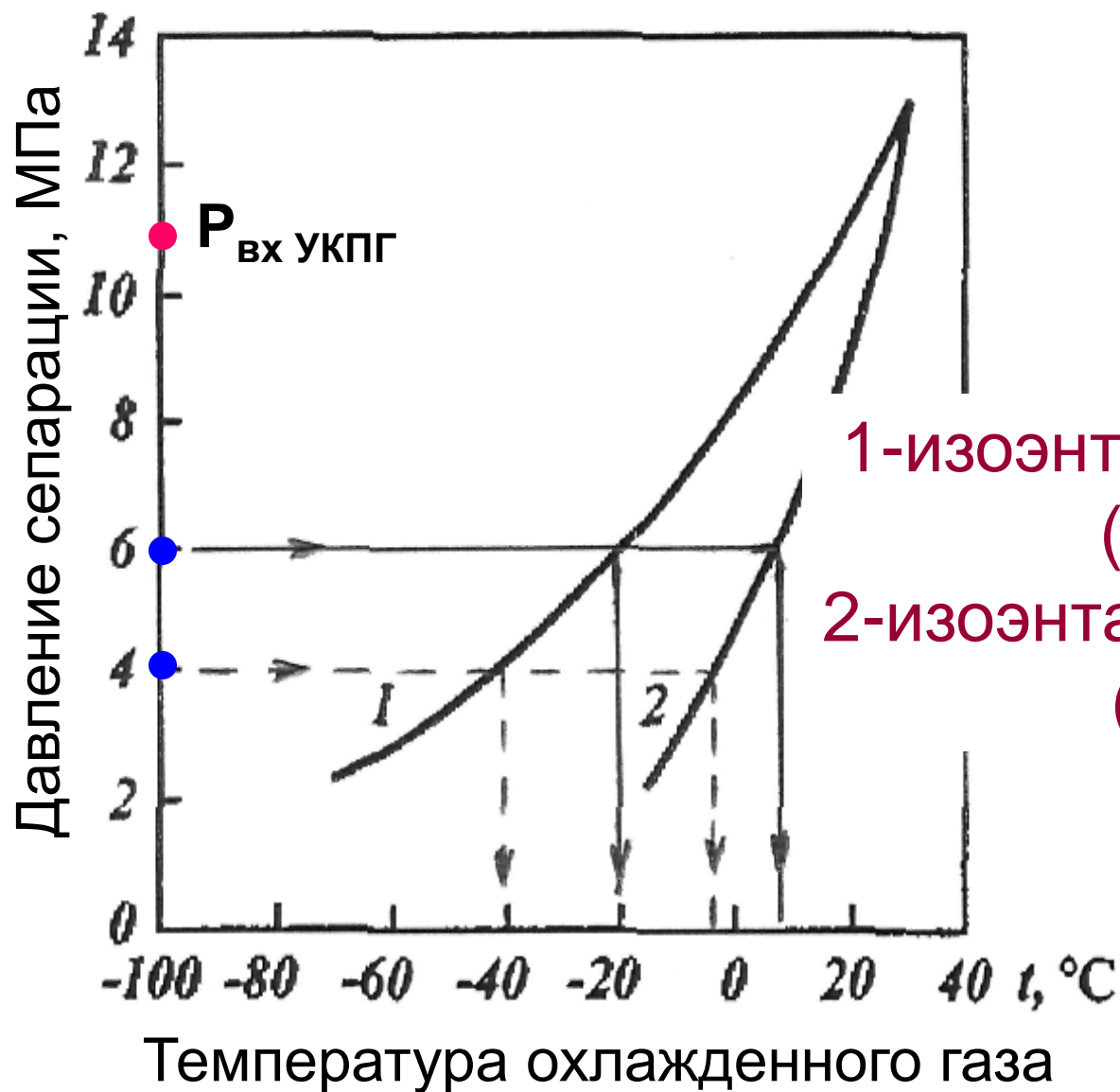
НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ НТС

- При заданных **P** и **T** сепарации степень извлечения целевых компонентов зависит только от состава исходной смеси;
- В процессе эксплуатации пластовое давление падает, перепад давления на дросселе уменьшается, температура сепарации повышается, степень извлечения и удельное количество целевых компонентов уменьшается;
- Термодинамическое несовершенство изоэнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса.

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ МОДИФИКАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ НТС

- 1. Система внешнего (дополнительного) охлаждения:** теплообменник газ-вода, аппараты воздушного охлаждения газа, холодильные установки (хладагент – аммиак, пропан, пропан-бутановая смесь).
- 2. Снижение давления в низкотемпературном сепараторе** (если $P_{\text{max конд}} < P_{\text{газопроводе}}$), установка ДКС после УКПГ.
- 3. Использование детандерной технологии расширения газа.**

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА



1-изоэнтروпийный процесс
(детандер);
2-изоэнтальпийный процесс
(дроссель)

Схема установки низкотемпературной сепарации с турбодетандером

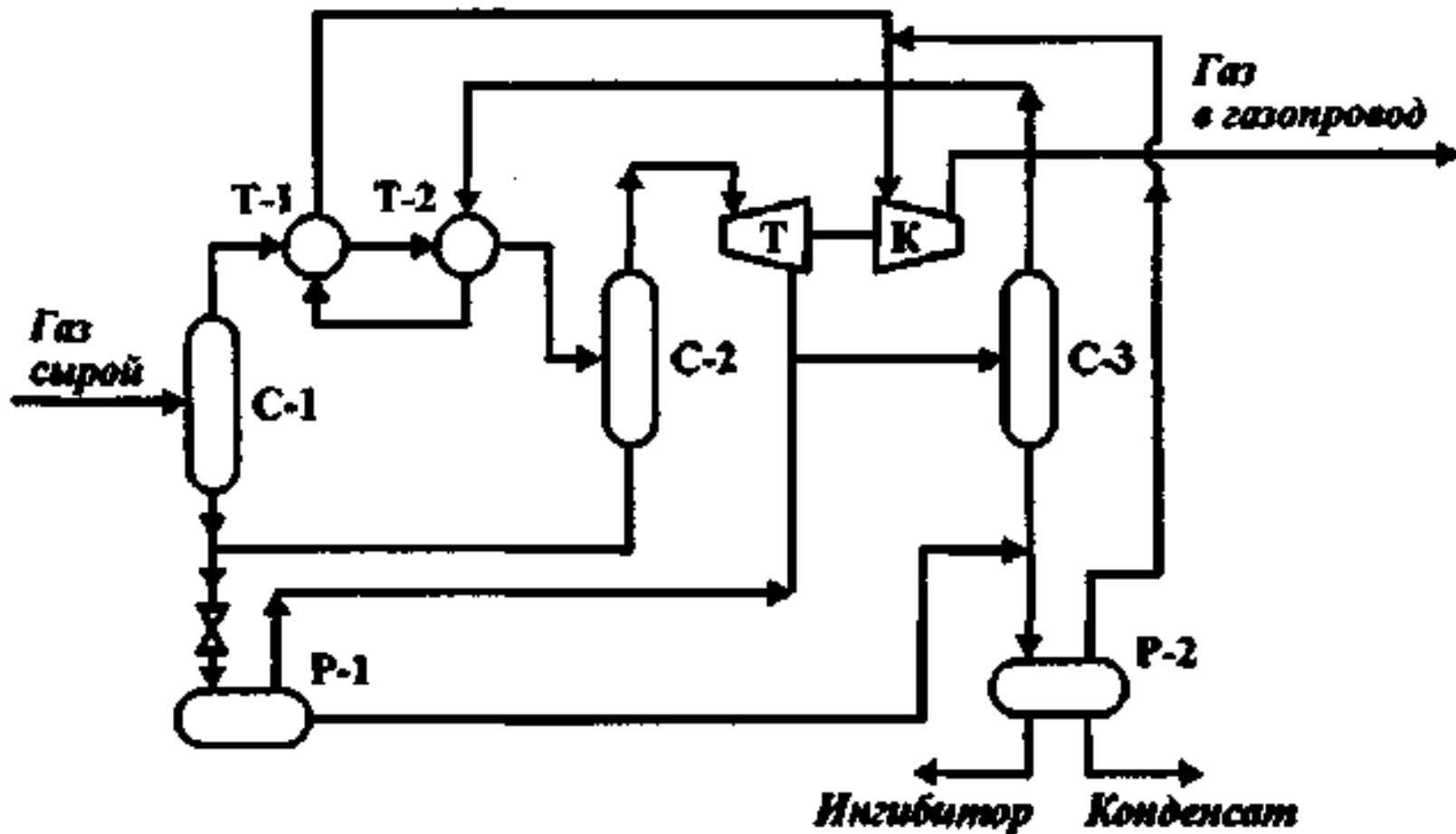
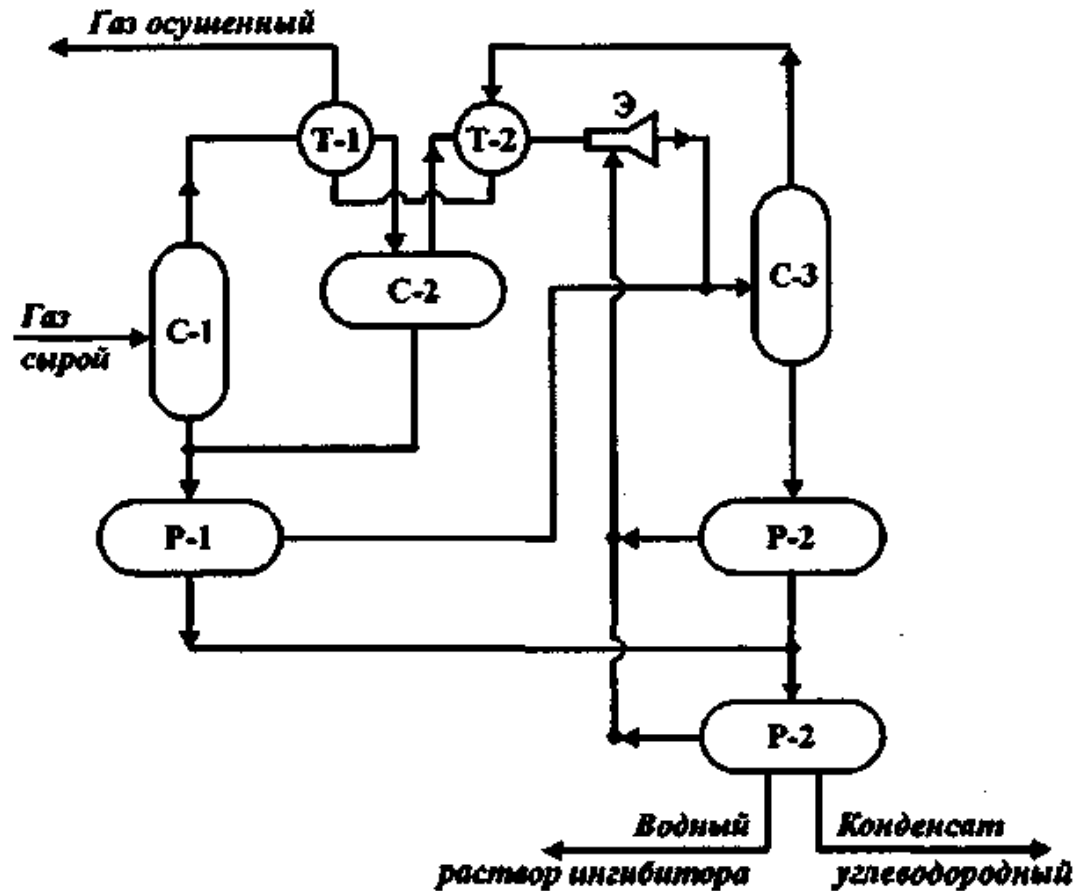
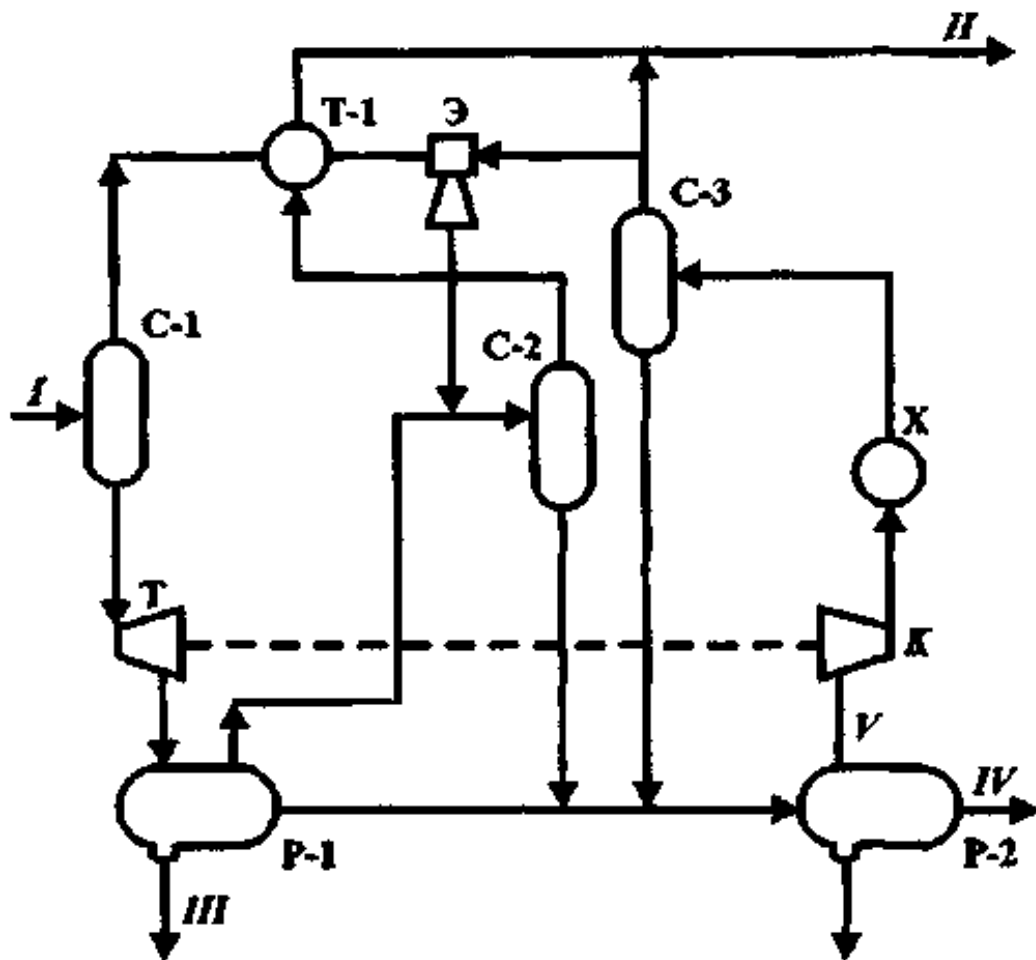


Схема установки НТС с эжектором



С-1, С-2, С-3 - сепараторы; Т-1, Т-2 - теплообменники; Э - эжектор типа газ - газ; Р-1, Р-2, Р-3 - разделители

СХЕМА ОБРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ



С-1, С-2, С-3 - сепараторы; Р-1, Р-2 - трехфазные разделители; Т-1 - теплообменник; Э - эжектор; Т - турбодетандер; К - компрессор; Х - холодильник; / - газоконденсатная смесь; // - товарный газ; /// - водоингибиторная смесь; IV - дегазированный конденсат на обработку; V - газ дегазации

СТЕПЕНЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

- **ТЕМПЕРАТУРА В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОМ СЕПАРАТОРЕ – минус 30°C:**
- ЭТАН – **10%**
- ПРОПАН-БУТАНЫ – **30%**
- C_{5+В} – до **95%**
- **ТЕМПЕРАТУРА В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОМ СЕПАРАТОРЕ – минус 60 - минус 80°C:**
- ЭТАН – **50%**
- ПРОПАН-БУТАНЫ – до **60%**
- C_{5+В} – **100%**

Потери конденсата при его выделении из газа, сборе, стабилизации и транспорте складываются:

- а) из уноса C_{5+} в **растворенном** состоянии с газами сепарации, дегазации, стабилизации;
- б) из механического уноса C_{5+} в **капельном** состоянии из сепараторов, конденсатосборников, атмосферных резервуаров, установок стабилизации конденсата;
- в) из технологических **потерь** конденсата при его сборе и транспорте (продувка и зачистка сепараторов, конденсатосборников, спуск воды или воднометанольной смеси, продувки конденсатопровода, стабилизационных установок, аварийные продувки и другие).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНОЛА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ

- ✓ **Ингибирование** шлейфов скважин.
- ✓ **Предотвращение** образования гидратов в процессе НТС.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНОЛА НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

- ✓ **Пуск** скважин после КРС или остановки.
- ✓ **Закачка** в простаивающий фонд скважин.
- ✓ **Закачка** в тупиковые участки трубопроводов.
- ✓ **Закачка** в наблюдательные скважины при геофизических исследованиях и др.

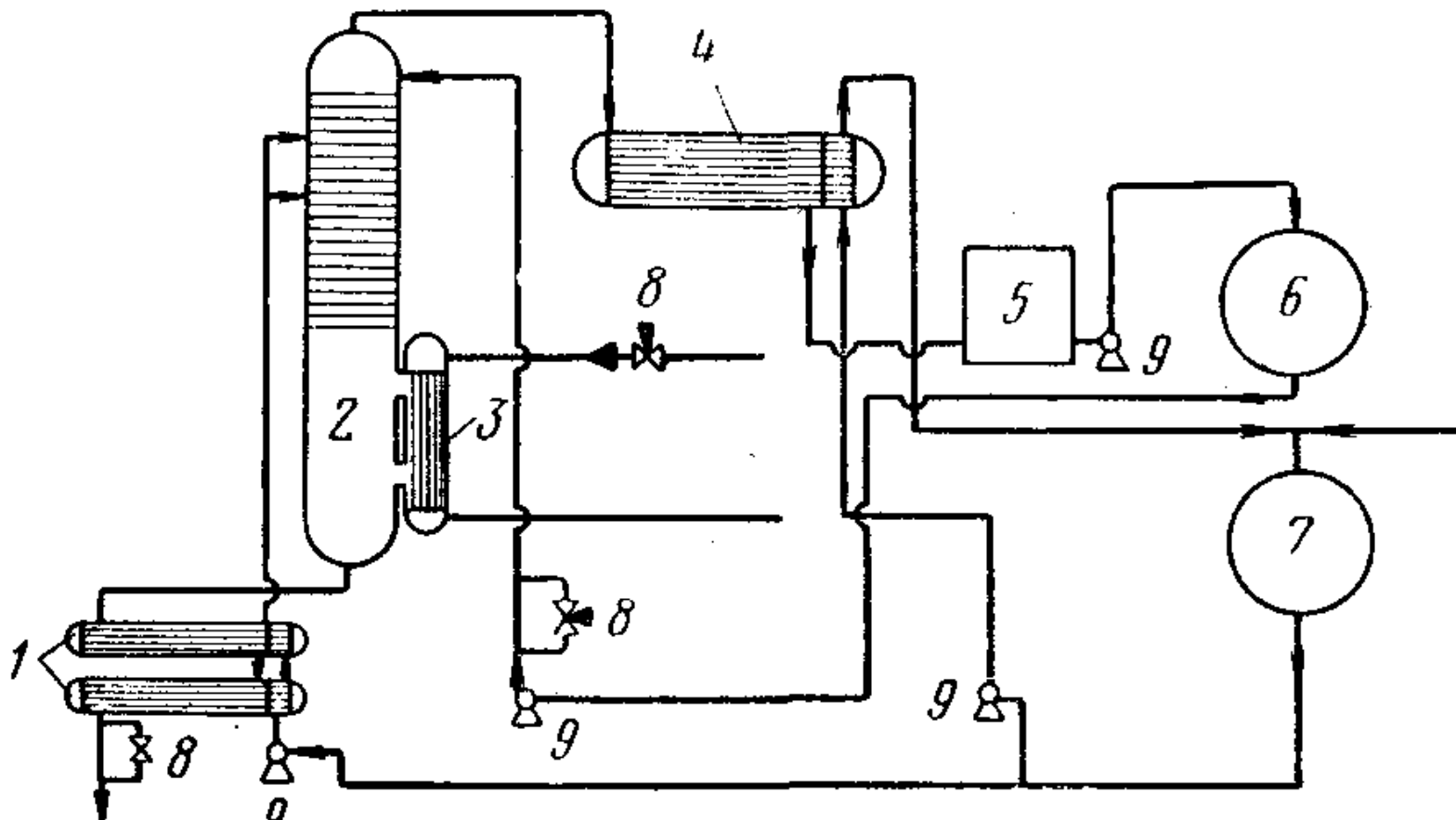
ПОТЕРИ МЕТАНОЛА

ТЕХНОЛОГИИ

РЕГЕНЕРАЦИИ

МЕТАНОЛА

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА МЕССОЯХСКОМ ГАЗОВОМ ПРОМЫСЛЕ



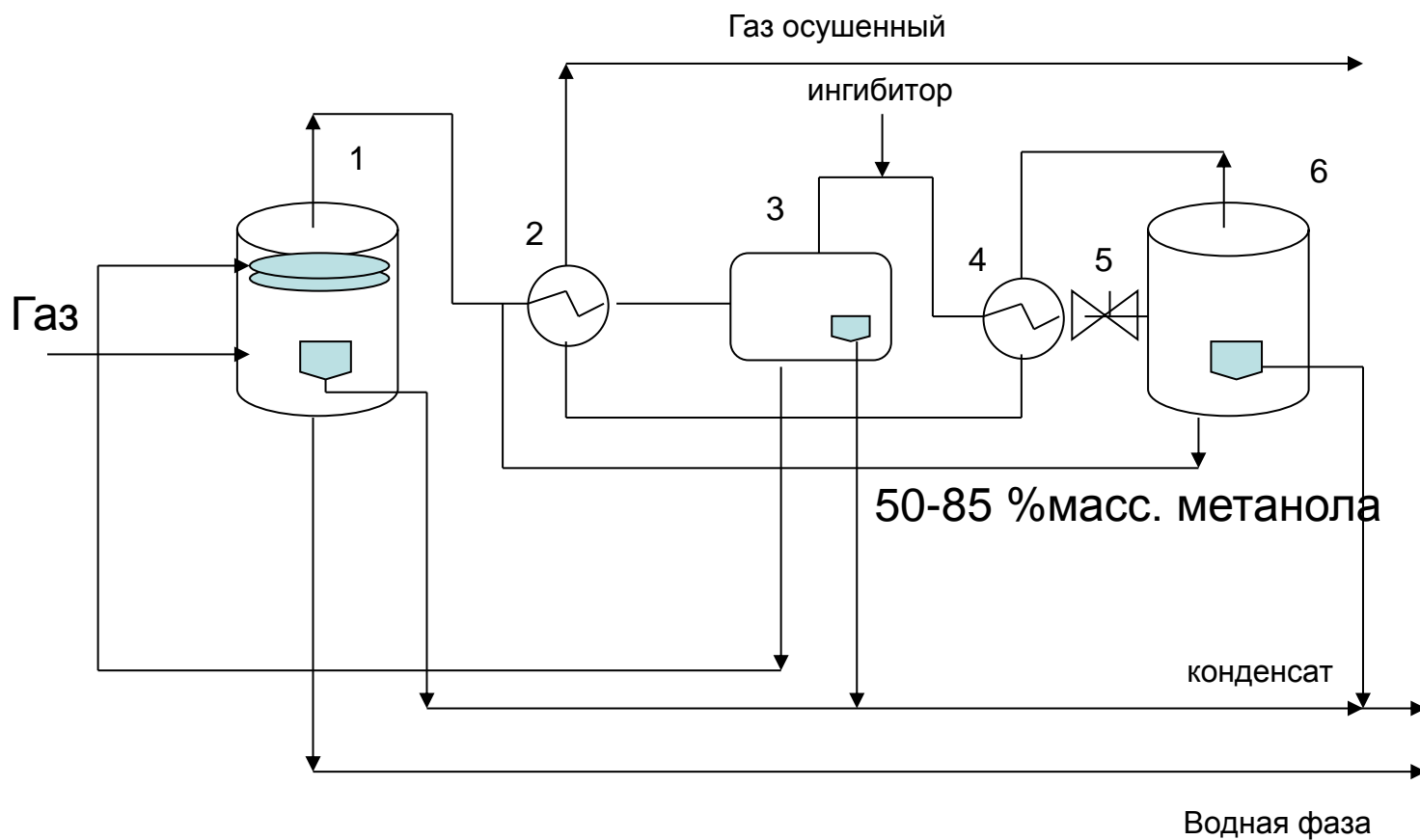
1 – теплообменник; **2** – ректификационная колонна, **3** – паровой подогреватель, **4** – конденсатор-холодильник, **5** – промежуточная емкость, **6**, **7** – резервуары чистого и насыщенного метанола, **8** – регулирующий клапан, **9** - насос

Режим работы установки регенерации метанола из водометанольного раствора

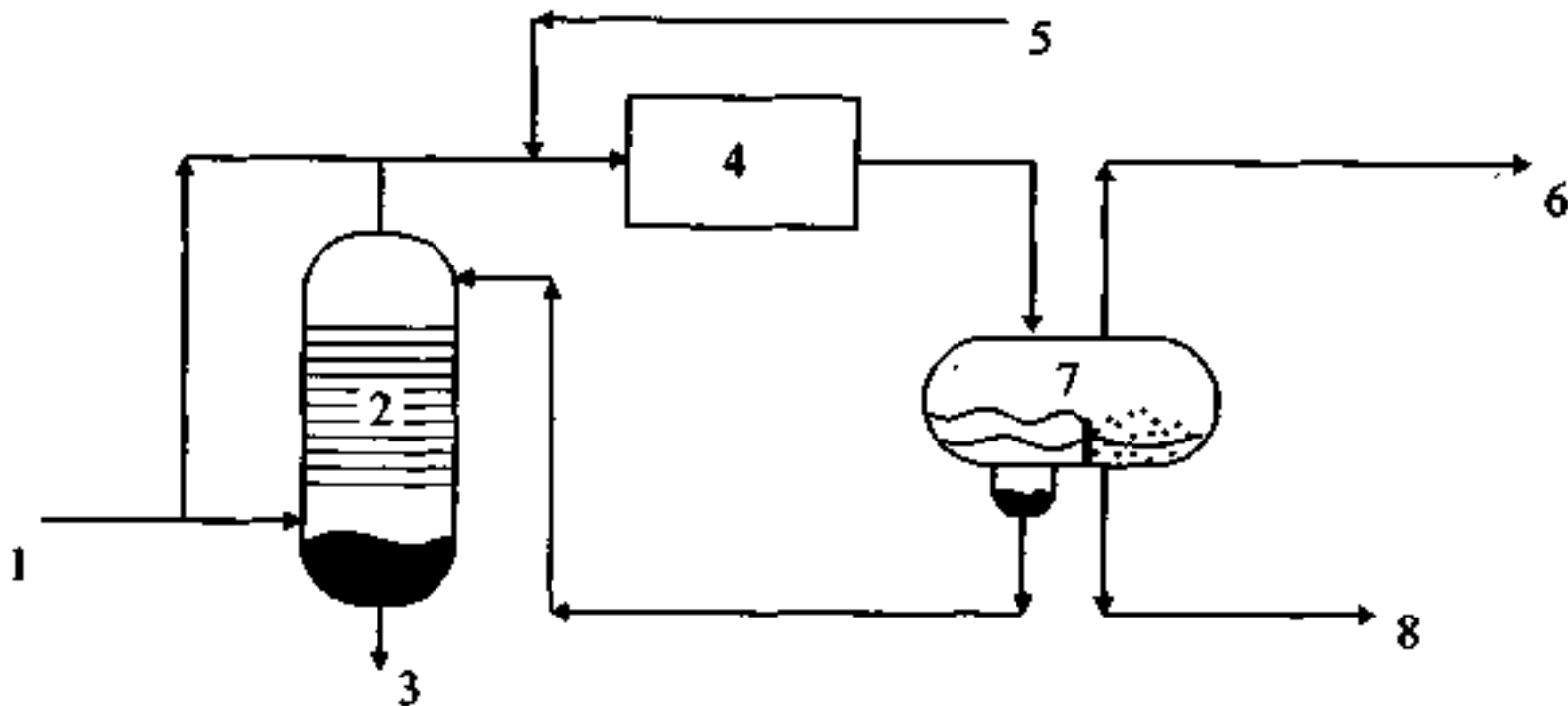
Давление пара в испарителе, кгс/см ²	Ректификационная колонна			Выход метанола, м ³ /ч	Концентрация регенерированного метанола, % масс
	Температура, °С		Давление, кгс/см ²		
	верха	низа			
7	67	92	1,15	0,71	93
6,8	68	98	1,15	0,60	95
6,5	67	87	1,2	0,56	96

Остаточное содержание метанола в ВМР из десорбера превышает ПДК метанола в сточных водах.

СПОСОБ ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА К ТРАНСПОРТУ ПО А.С. 1350447



Процесс ИФПЕКС-1



1 - влажный газ со скважины; 2 - контактор (насадочная колонна); 3 - сбросная вода; 4 - холодильный цикл; 5 - подпитка свежим метанолом; 6 - газ в блок ИФПЕКС-2; 7 - низкотемпературный сепаратор; 8 - жидкие углеводороды

2. ТЕХНОЛОГИЯ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Промысловая подготовка сеноманских газов к дальнему транспорту осуществляется в настоящее время по двум основным технологиям:

- **адсорбционная осушка** газа с использованием твердых адсорбентов влаги — силикагеля, цеолитов и др.;
- **абсорбционная осушка** с применением жидких поглотителей влаги (абсорбентов) - концентрированных водных растворов гликолей.

❖ **Абсорбцией** называется процесс избирательного поглощения компонентов из газовых или паровых смесей жидкими поглотителями (абсорбентами).

Процесс абсорбции является **диффузионным** и может осуществляться только тогда, когда при контакте газовой и жидкой фаз парциальное давление (концентрация) извлекаемого компонента в газовой фазе больше его равновесной концентрации в жидкой фазе, абсорбенте.

❖ **Движущей силой процесса абсорбции является разность парциальных давлений (концентраций) поглощаемого компонента в газовой и жидкой фазах.**

Компонент стремится перейти в ту фазу, где его концентрация меньше, чем равновесная. Чем больше данная разность (движущаяся сила), тем с большей скоростью протекает процесс абсорбции.

Скорость перехода вещества из одной фазы в другую (процесс массообмена) прямо пропорциональна поверхности соприкосновения фаз:

$$V_m = K F \Delta c ,$$

V_m - скорость перехода вещества из одной фазы в другую, кг/ч;

F - поверхность соприкосновения фаз, м²;

K – коэффициент массопередачи, тыс. м/ч;

Δc – движущая сила процесса массопередачи, т.е. разница между фактической и равновесной концентрацией компонента в одной из фаз, кг/1000 м³.

Физическая абсорбция - процесс обратимый. На данном свойстве основано выделение поглощенных компонентов из (насыщенного) абсорбента – процесс десорбции или регенерации абсорбента.

Абсорбция и десорбция – это две технологические стадии процесса обработки газа.

В нефтегазовой отрасли **процесс абсорбции** применяют для :

- ✓ **осушки** природного газа до требуемой точки росы с целью последующей его подачи в трубопровод;
- ✓ **очистки** газа от сероводорода, оксидов серы и сероорганических соединений;
- ✓ **очистки** газа от оксидов углерода;
- ✓ **извлечения** из газа этана, пропана, бутанов и др.

Под **коэффициентом извлечения φ** при абсорбции понимают отношение количества поглощенного компонента газовой фазы к его содержанию в исходной газовой смеси:

$$\varphi = \frac{y_H - y_K}{y_H} = 1 - \frac{y_K}{y_H}, \quad y_H, y_K -$$

концентрации извлекаемого компонента в газовой фазе, соответственно на входе и выходе из абсорбера

Под **эффективностью извлечения ε** при абсорбции понимают отношение количества поглощенного компонента к теоретическому, достигаемому в условиях равновесия между газовой фазой, выходящей из абсорбера, и поступающим абсорбентом, т.е.:

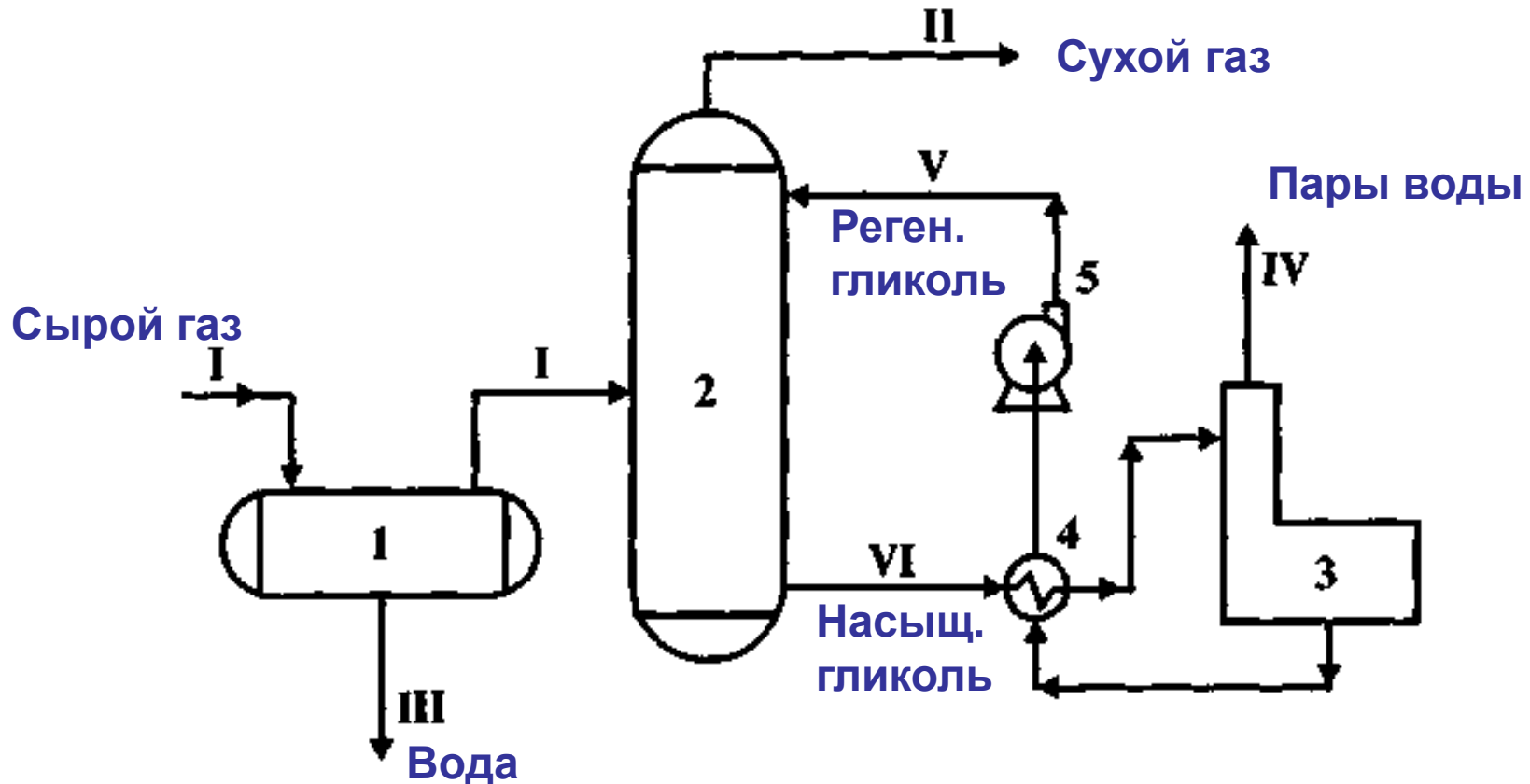
$$\varepsilon = \frac{y_H - y_K}{y_K - y_P}, \quad y_P -$$

концентрация извлекаемого компонента в газовой фазе в состоянии равновесия его в абсорбенте

Взаимосвязь между коэффициентом извлечения и эффективностью извлечения:

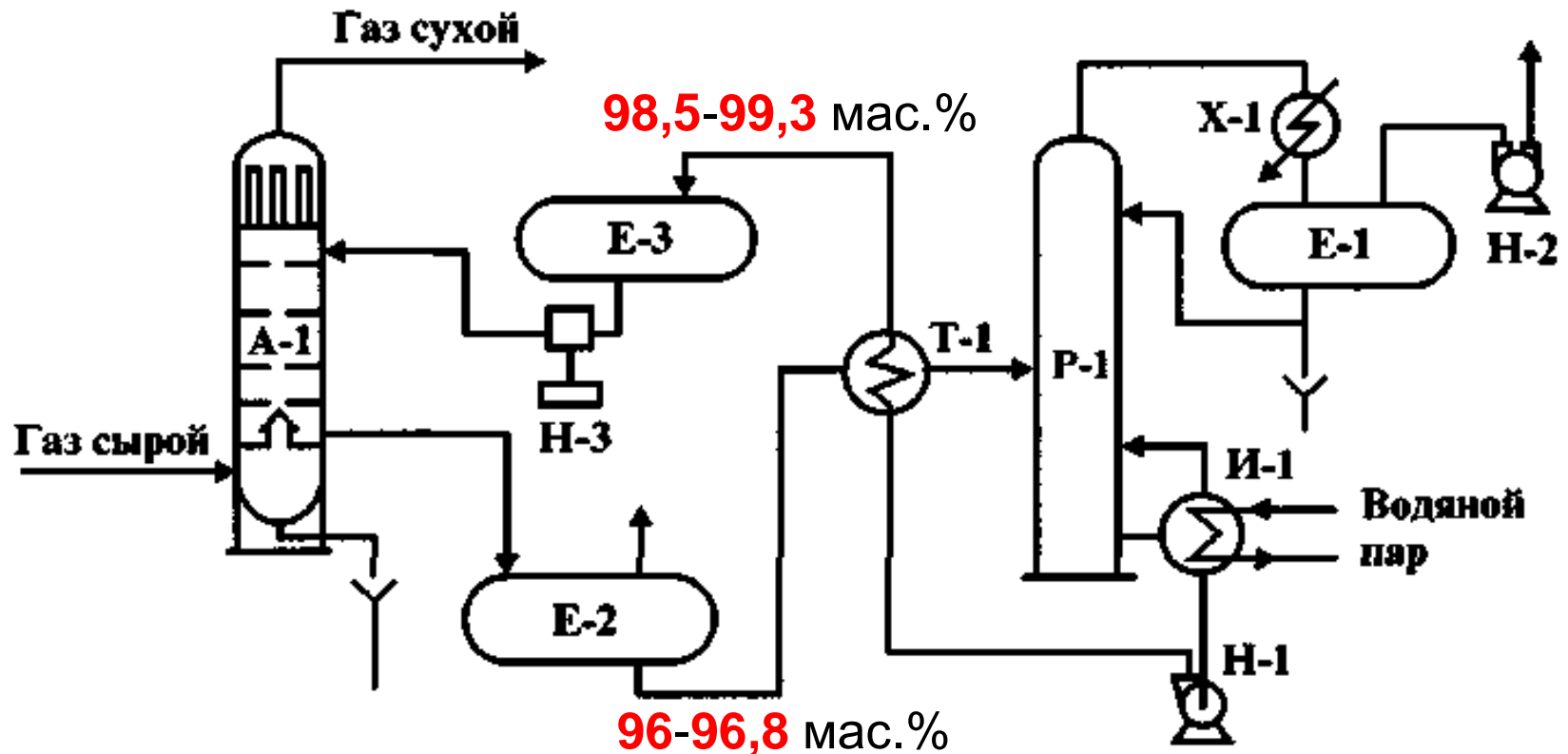
$$\varepsilon = \frac{\varphi}{1 - \frac{y_p}{y_n}}.$$

Принципиальная схема установки гликолевой осушки газа



1 — сепаратор; 2 — абсорбер; 3 — регенератор гликоля;
4 — теплообменник гликоль-гликоль; 5 — насос

Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом для северных месторождений



А-1 — многофункциональный аппарат; Р-1 — колонна регенерации;
Т-1 — теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 - конденсатор; И-1 —
испаритель; Е-1, Е-2, Е-3 — емкости; Н-1, Н-2, Н-3 — насосы

Абсорбционный метод - основан на способности некоторых жидких веществ поглощать влагу.

Требования к абсорбенту

- **высокая влагоемкость;**
- **низкое ДНП;**
- **нетоксичность;**
- **отсутствие корродирующих свойств;**
- **низкая растворяющая способность**
компонентов газа и жидких углеводородов,
слабая растворимость в них;
- **простота регенерации.**

Добавить температуру регенерации

Характеристика гликолей

Название	Молекулярная масса	Температура заморзания, °С	Температура кипения, °С	d_{20}
Этиленгликоль НО СН ₂ СН ₂ ОН	62,07	- 12,7	197,6	1,116
Диэтиленгликоль О(СН ₂ СН ₂ ОН) ₂	106,12	- 7,8	245,8	1,118
Триэтиленгликоль НО(СН ₂ СН ₂ О) ₃ Н	150,18	- 4,3	288,0	1,126

Равновесная точка росы газа по влаге при его осушки растворами ДЭГа и ТЭГа

Температура контакта, °С	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

Выбор режима работы установок осушки газа

Первичные факторы:

- давление;
- температура;
- состав сырьевого газа на входе в УКПГ;
- концентрация осушителя в регенерированном растворе.

Выбор режима работы установок осушки газа

Вторичные факторы:

- степень насыщения абсорбента;
- эффективность работы оборудования;
- наличие в газе примесей (пыль, механические примеси, минеральные соли и т.д.)

Влияние давления на показатели установки осушки газа

Показате ли	Давление, кгс/см ²				
	75	65	55	45	35
G₁	6991	7740	8760	10 233	12 547
G₂	7215	7984	9031	10 545	12 923
d_p	0,68	0,74	0,85	1,04	1,31
V_p	36,32	35,30	32,40	31,02	28,26
Q	379	419	474	554	679
Q_x	169	187	211	246	302
Q_{PT}	590	654	740	864	1060
V_e	3,22	3,60	4,11	4,83	5,96
N	17,2	16,5	15,8	15,3	15,5

G_1 - количество раствора ДЭГа, подаваемого в абсорбер, кг/ч;

G_2 - количество насыщенного раствора ДЭГа, кг/ч;

d_p - равновесные потери гликоля в блоке осушки газа, кг/ч;

V_p - количество газа дегазации, м³/ч;

Q - тепловая нагрузка блока регенерации, тыс. ккал/ч;

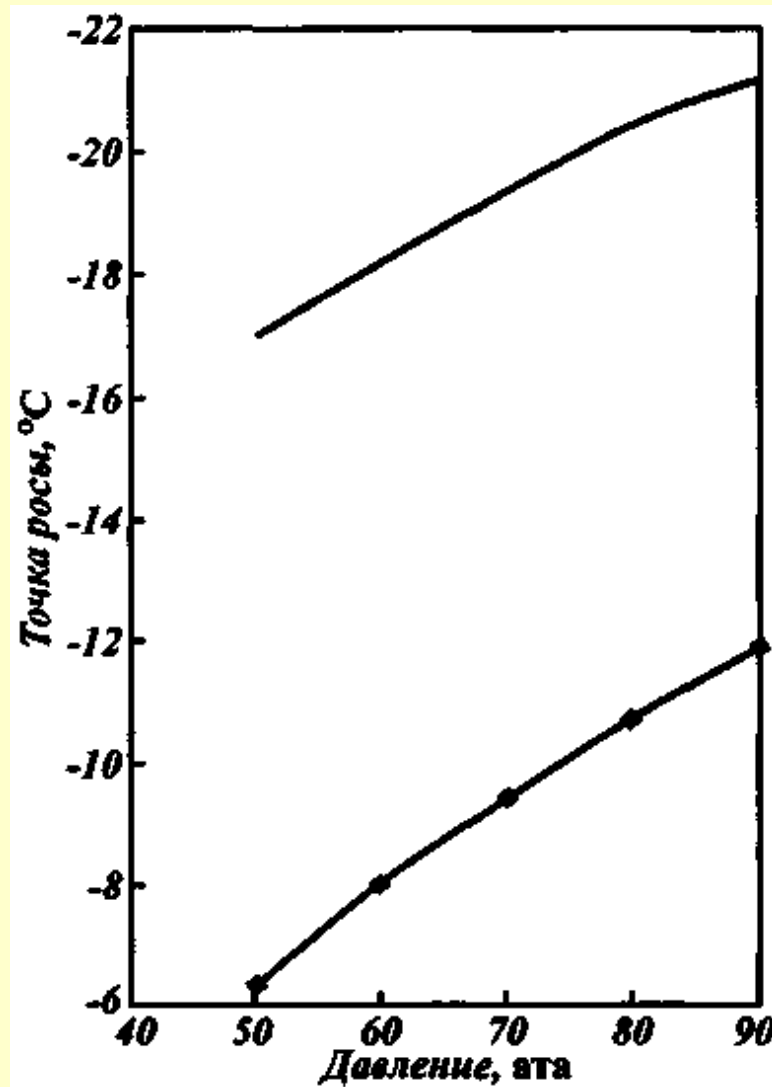
Q_x - тепловая нагрузка холодильника, тыс. ккал/ч;

Q_{pT} - тепловая нагрузка рекуперативного теплообменника, тыс. ккал/ч;

V_e - количество газа, отводимого из рефлюксной жидкости, м³/ч;

N - мощность насоса для подачи регенерированного раствора ДЭГа в абсорбер, кВт.

Зависимость между требуемой глубиной осушки газа и давлением

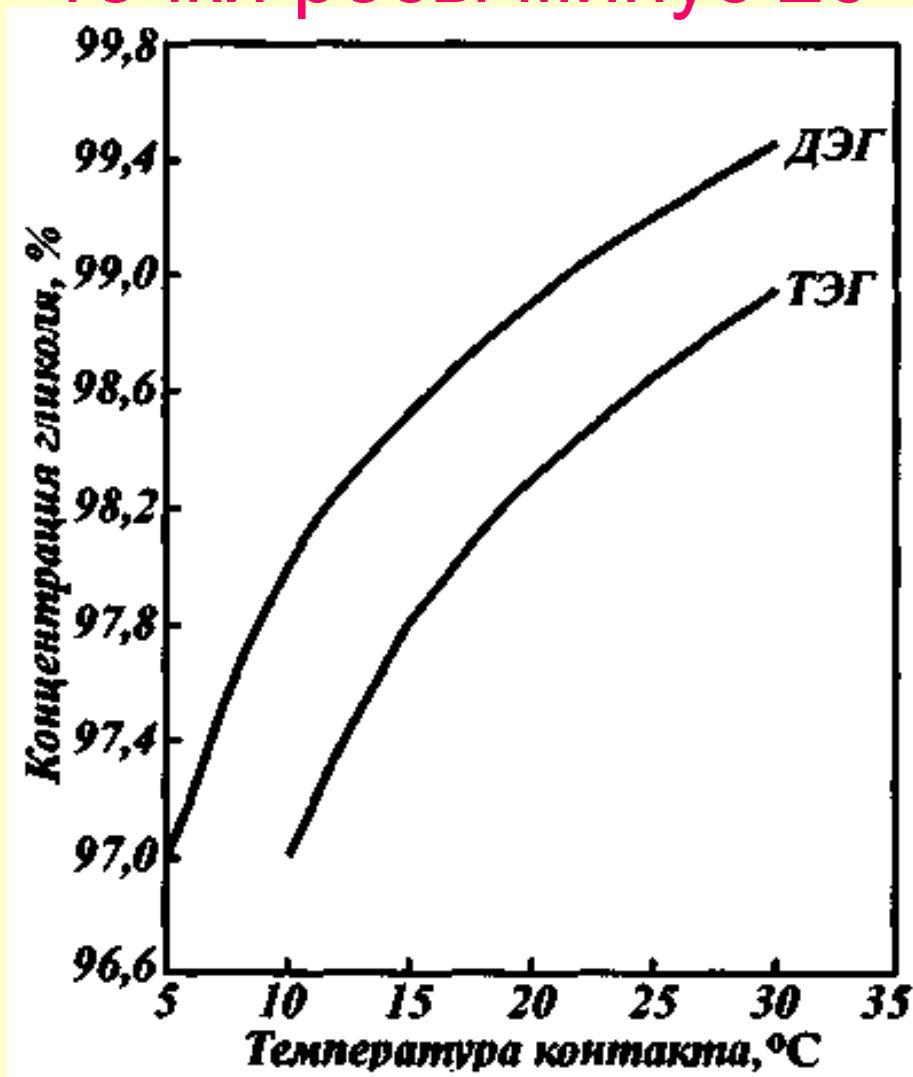


+ таблица

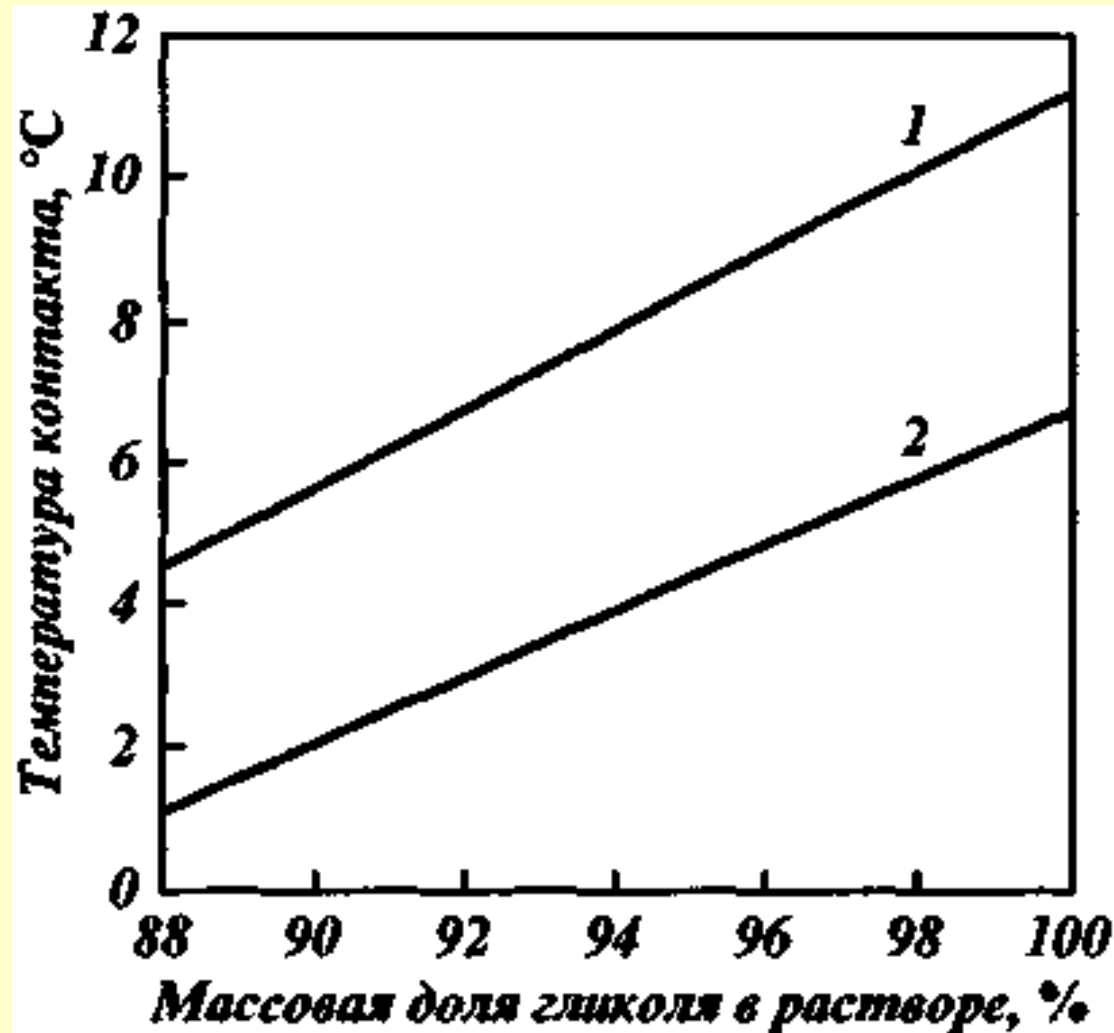
Влияние температуры на показатели установки осушки газа

Показате ли	Температура, °С				
	30	26	22	18	14
G_1	8753	6991	6678	4408	3486
G_2	9032	7215	5758	4552	3600
D_P	0,95	0,67	0,39	0,23	0,18
V_P	43,7	36,3	30,1	25,1	21,1
Q	474	379	303	240	190
Q_X	211	169	135	107	85
Q_{PT}	739	590	471	372	294
V_e	3,89	3,22	2,67	2,12	1,64
N	21,6	17,2	13,8	10,9	8,6
G_e	249	200	160	128	102

Зависимость между температурой контакта и требуемой концентрацией гликоля в растворе для осушки газа до точки росы минус 20 °С



Зависимость оптимальной температуры контакта от концентрации раствора гликоля



1 - ТЭГ;
2 - ДЭГ

+ таблица

Основное технологическое
оборудование УКПГ
сеноманских залежей
Уренгойского
месторождения

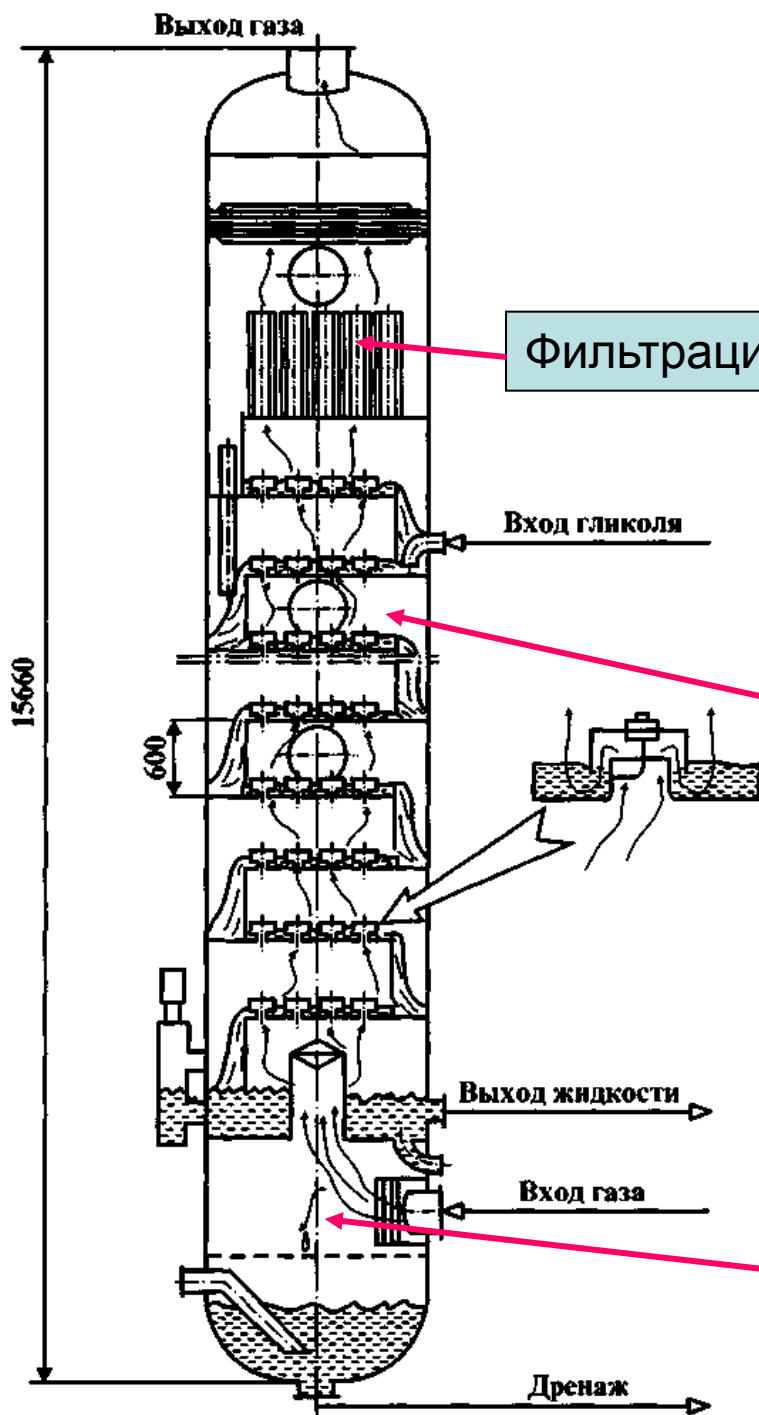


Схема абсорбера ГП-252

3 млн м³/сут
D = 1600 мм

Сепарационная часть

Эффективность работы аппаратов осушки газа определяется следующими основными показателями:

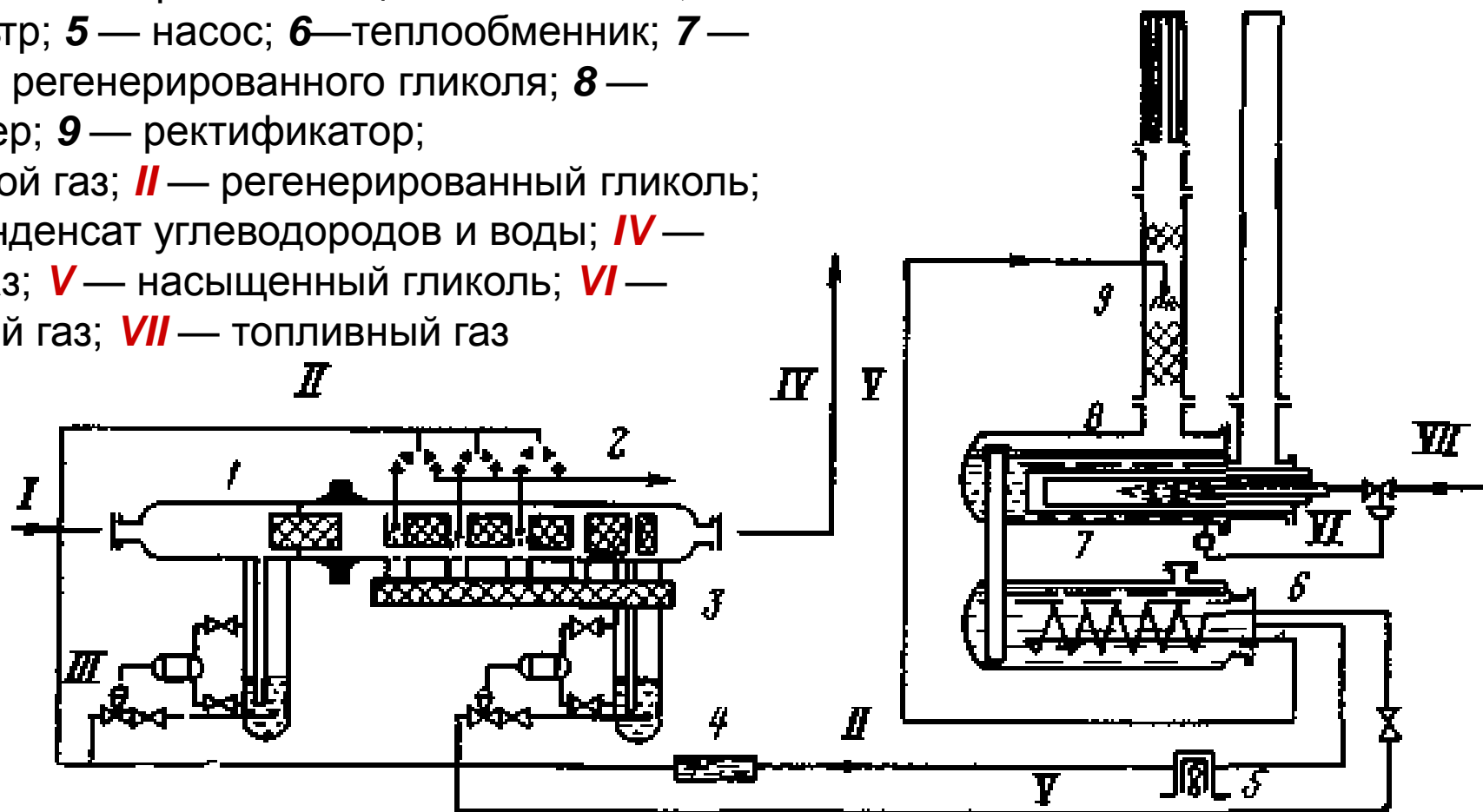
- глубиной извлечения влаги из газа;
- потерями ДЭГа с осушенным газом;
- длительностью межревизионного периода.

Основными факторами, влияющими на эффективность работы технологического оборудования осушки газа, являются:

- **линейная скорость газа** в аппарате;
- **качество работы фильтрационной части**, которое обуславливает величину потерь ДЭГа с осушенным газом и величину межревизионного периода;
- **качество работы массообменной части**, которое обуславливает глубину осушки газа и нагрузку фильтрационной части по ДЭГу;
- **качество работы сепарационной части**, которое обуславливает концентрацию воды в отработанном растворе гликоля (НДЭГа), влияющую на эффективность работы системы регенерации и концентрацию мехпримесей и минеральных солей в НДЭГе.

Установка осушки газа в горизонтальном абсорбере с впрыском гликоля через форсунки

1 — сепараторная секция; 2 — абсорбционная секция; 3 — сборник насыщенного гликоля; 4 — фильтр; 5 — насос; 6 — теплообменник; 7 — емкость регенерированного гликоля; 8 — ребойлер; 9 — ректификатор;
I — сырой газ; **II** — регенерированный гликоль;
III — конденсат углеводородов и воды; **IV** — сухой газ; **V** — насыщенный гликоль; **VI** — отпарной газ; **VII** — топливный газ



3. АДсорбЦИОННЫЙ СПОСОБ ОСУШКИ ГАЗА

Сущность:

Избирательное поглощение поверхностью пор твердого адсорбента молекул воды с последующим извлечением их внешним воздействием: повышением температуры адсорбента или снижением давления.

Адсорбционная осушка позволяет создать депрессию точки росы до 100 °С, точка росы достигает **минус 90** °С.

Аппаратура не сложна в изготовлении и потерь химических веществ практически нет.

Установки адсорбционной осушки используют:

- на промыслах для осушки природных газов;
- на головных сооружениях магистральных газопроводов в северных районах;
- при сжижении природного газа;
- при получении гелия;
- на газобензиновых и нефтехимических заводах.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА

Адсорбция – концентрирование вещества (жидкости или газа) на поверхности или в объеме микропор твердого тела.

Твердое поглощающее вещество называется **адсорбентом**.

Концентрируемое вещество до его поглощения называется **адсорбтивом**.

Поглощенное вещество называется **адсорбатом**.

Поверхность, приходящаяся на 1 г адсорбента, называется **удельной поверхностью**.

Возможность поглощения обусловливается **соответствием размеров пор адсорбента с размерами молекул адсорбтива.**

Молекулы адсорбтива, размер которых превышает размер пор адсорбента, поглощаться порами не будут.

Термодинамическая сущность адсорбции:

- уменьшение свободной поверхностной энергии.

Физическая адсорбция сопровождается выделением теплоты.

Свойства адсорбентов-осушителей

- *Высокая поглотительная способность*
- *Требуемый размер пор*
- *Полнота и простота регенерации*
- *Механическая прочность*
- *Устойчивость к истираемости*
- *Стабильность при многоцикловой работе*

Адсорбционная емкость адсорбентов зависит :

- от структуры пор;
- от размера пор;
- от величины удельной поверхности.

В общем случае величина адсорбции α зависит от:

- **равновесного давления;**
- **температуры;**
- **природы поглощаемого вещества;**
- **природы твердого тела.**

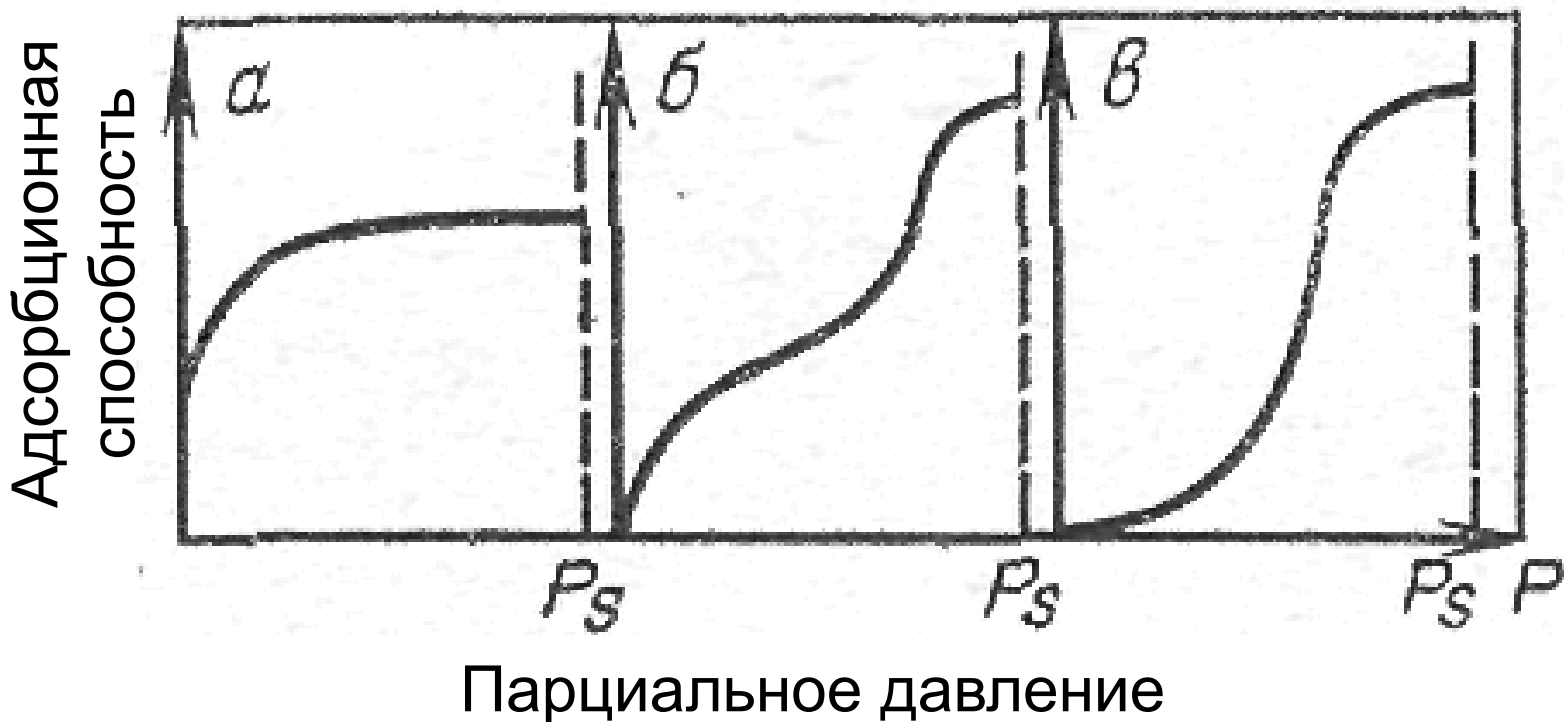
Для конкретных условий удельная адсорбция зависит только от равновесного давления пара (газа):

$$\alpha = f(P)_T$$

или для паров

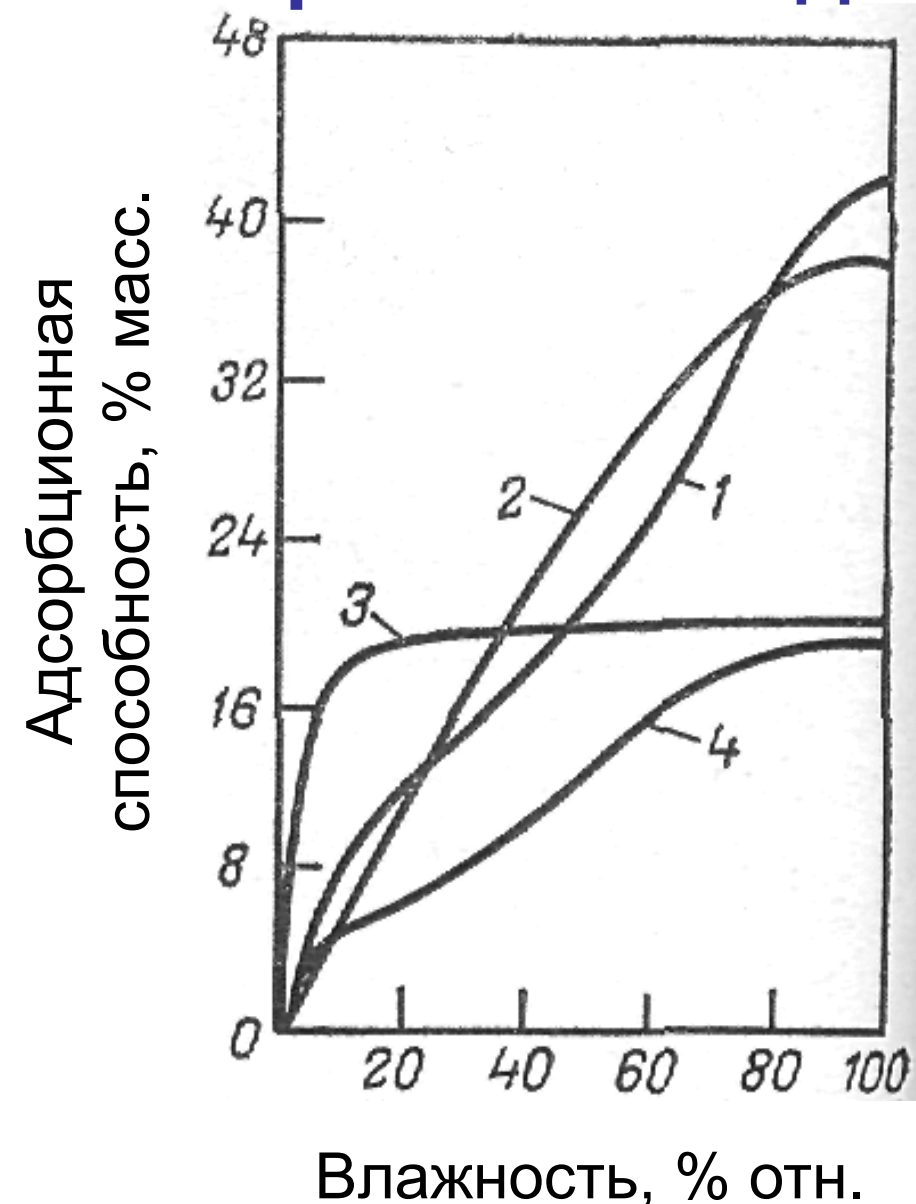
$$\alpha = f\left(\frac{P}{P_o}\right)_T.$$

Основные типы изотерм адсорбции для адсорбентов разной структуры



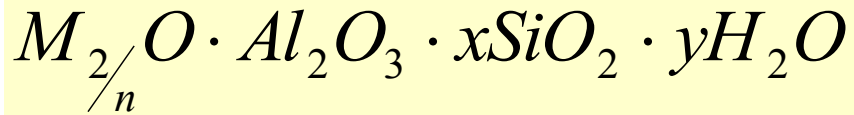
а — микропористая; **б** — макро- и микропористые; **в** — переходнопористая структуры

Равновесная адсорбция паров воды при 25°C на адсорбентах-осушителях



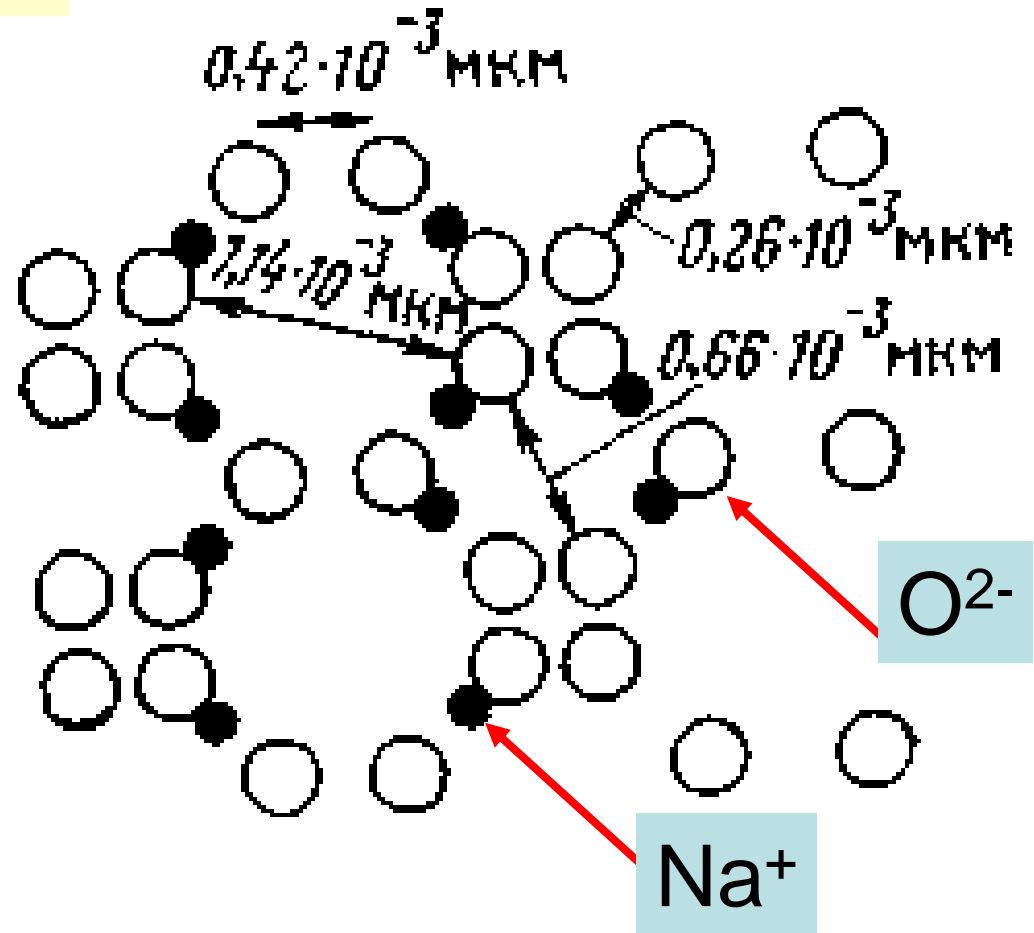
- 1 — алюмогель;
- 2 — силикагель мелкопористый;
- 3 — цеолит;
- 4 — активный оксид алюминия, Al₂O₃

Кристаллическая решетка цеолита



- алюмосиликат, неорганический полимер кристаллического строения, где **M** – щелочной или щелочноземельный металл.

Имеет регулярную структуру и строго определенный размер пор.



Поэтому называется **«молекулярными ситами»**.
Относится к микропористым адсорбентам.

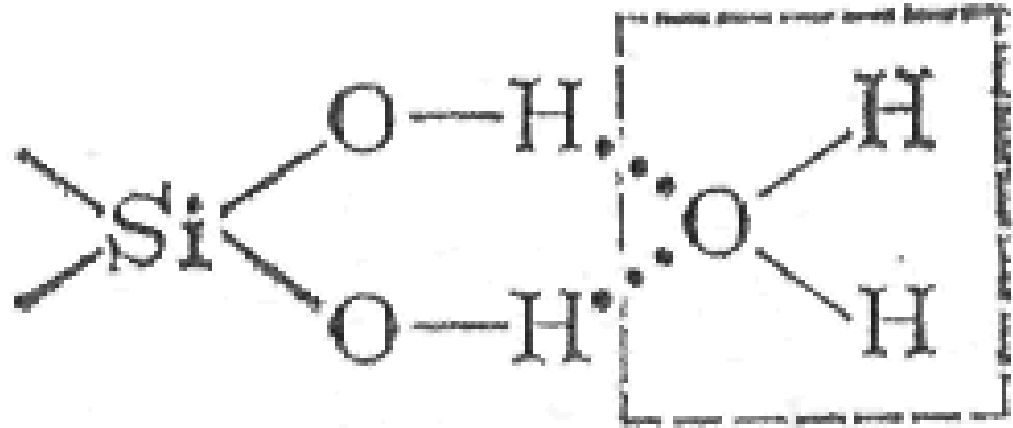
Силикагель



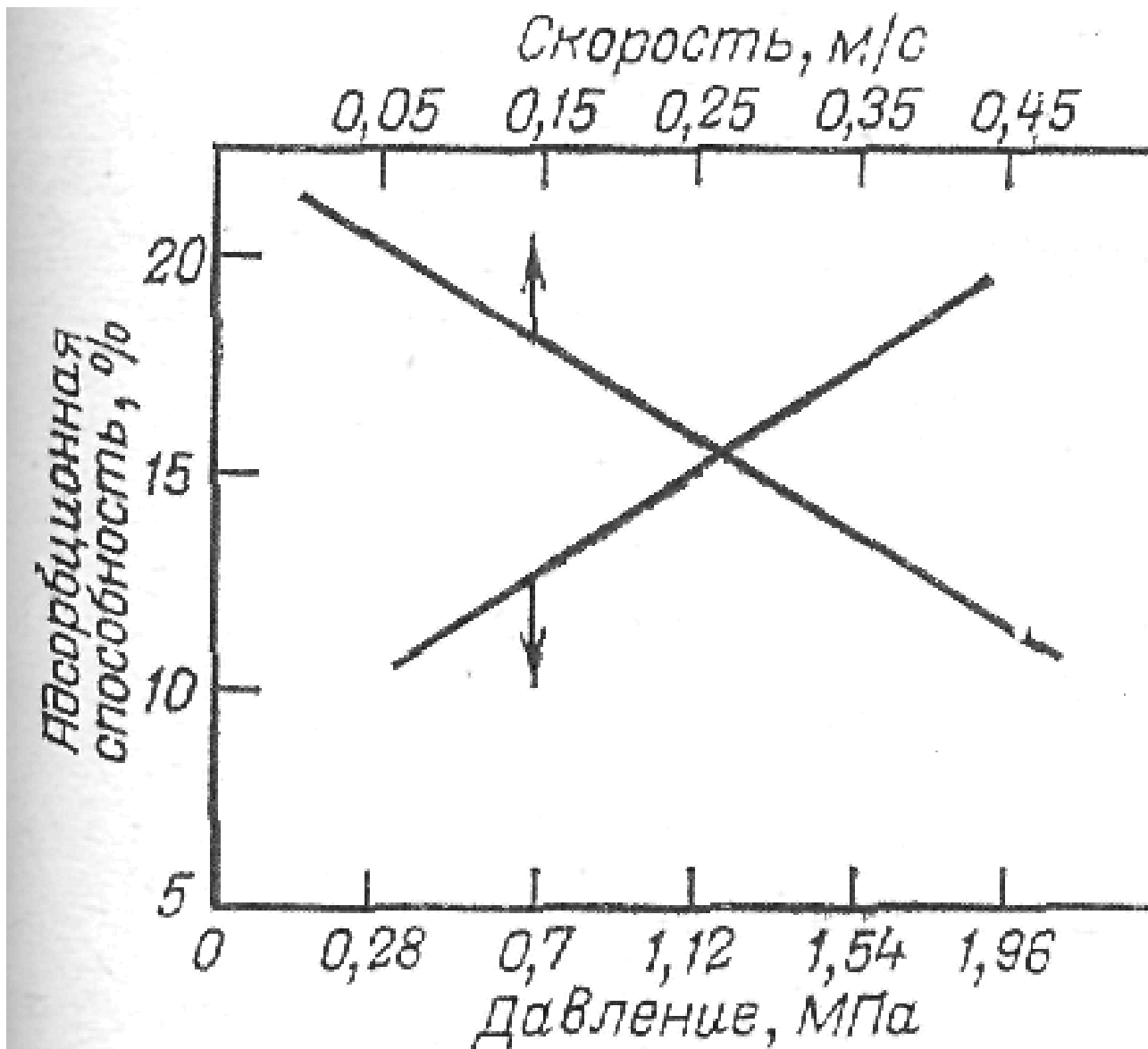
где $n = 1-2$; $m = 1-2$.

(гель кремниевой кислоты)

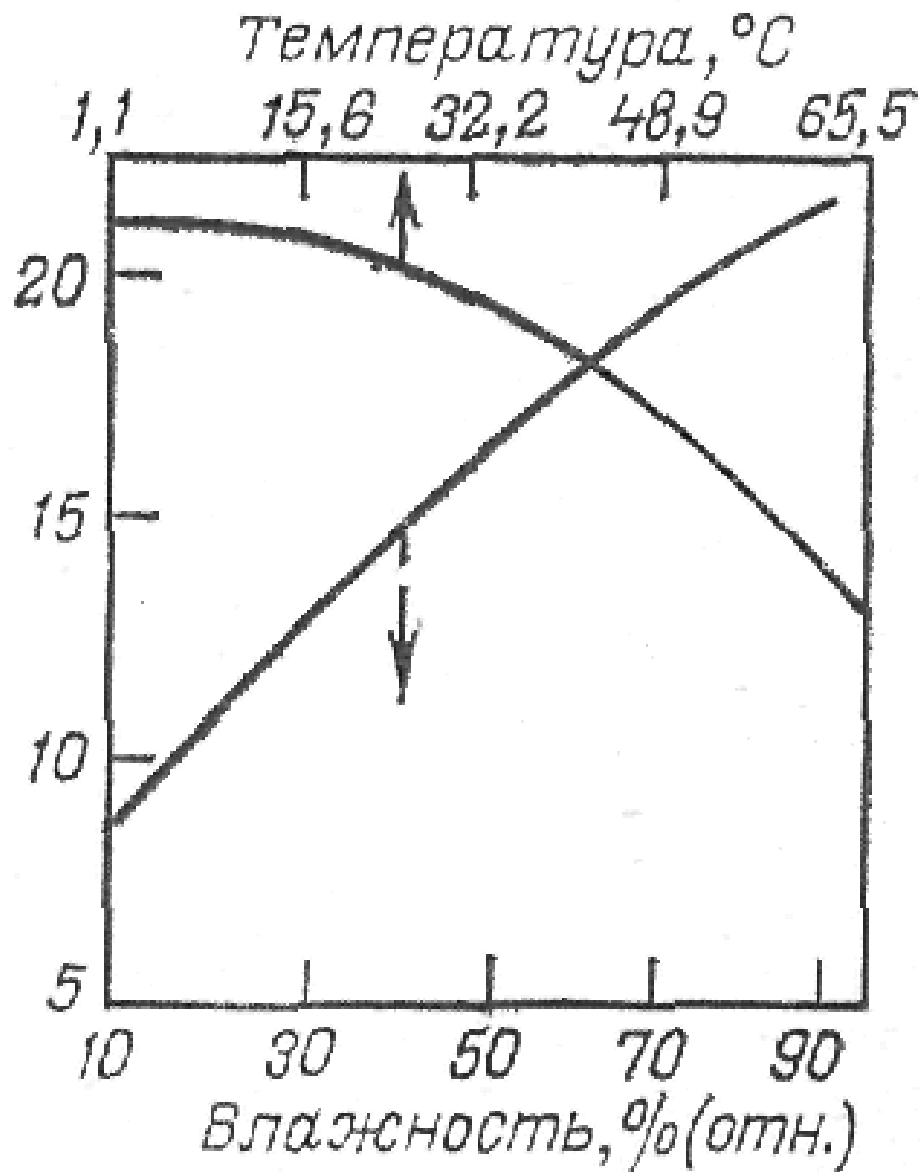
Адсорбированная вода удерживается на силикагеле за счет водородных связей **ОН**-групп поверхности:



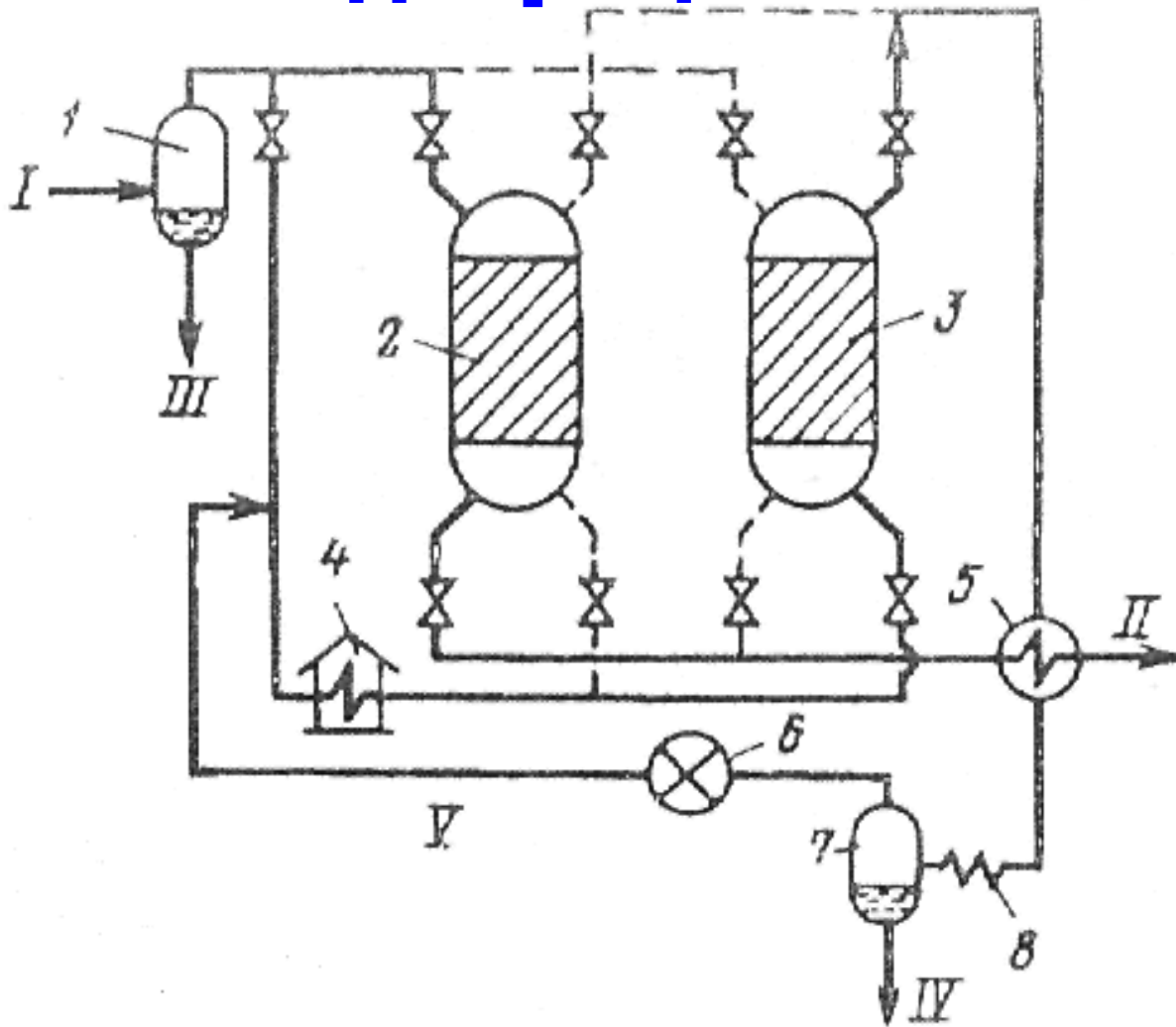
ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА АДСОРБЦИОННУЮ СПОСОБНОСТЬ СИЛИКАГЕЛЯ



ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА АДСОРБЦИОННУЮ СПОСОБНОСТЬ СИЛИКАГЕЛЯ



Принципиальная схема адсорбционной осушки газа



ПОТОКИ:

I, II - исходный и осушенный газ;

III - углеводороды и влага; **IV** - вода;

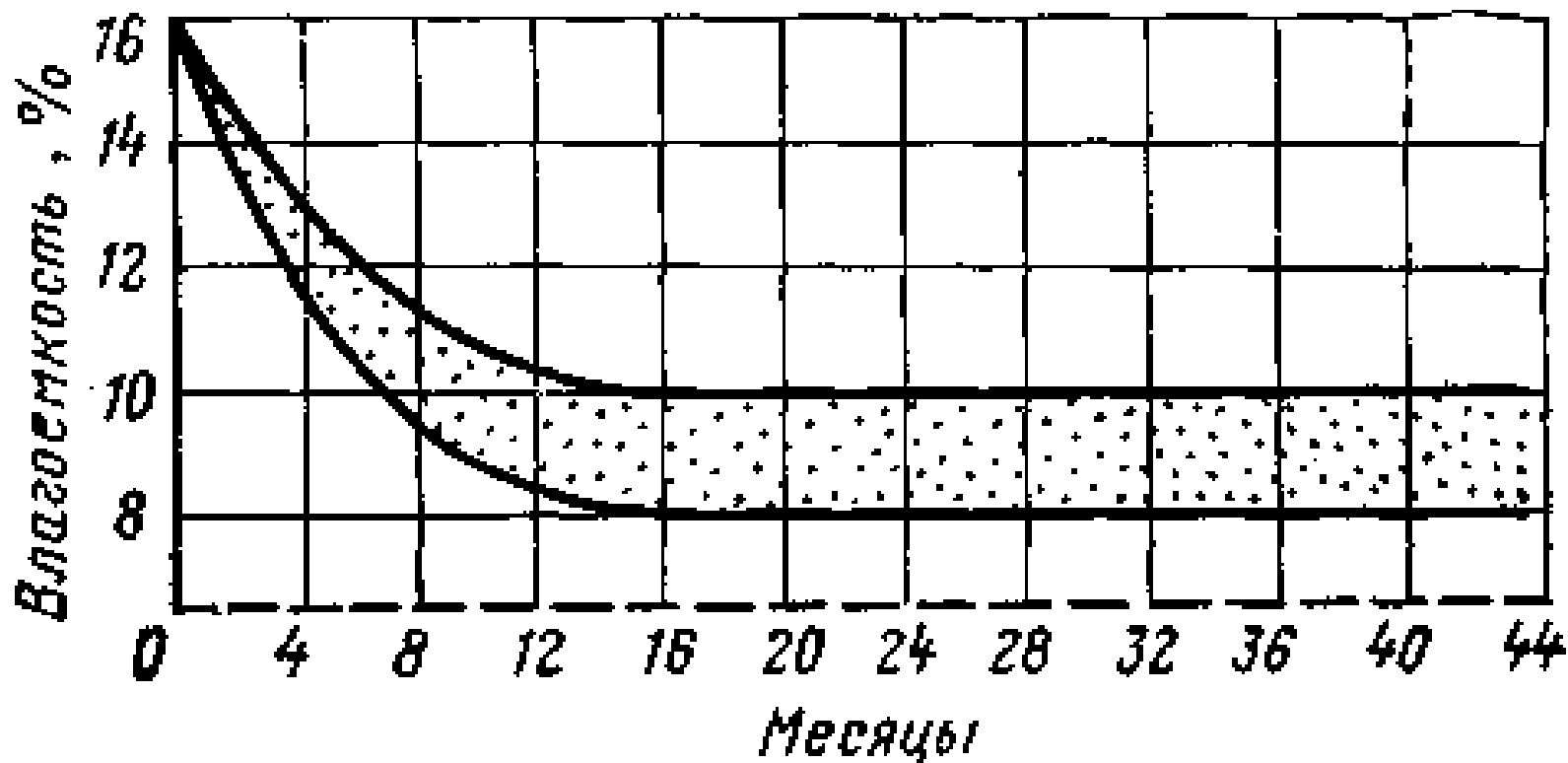
V - рециркулирующий десорбирующий газ

1, 7 - сепараторы; 2, 3 - адсорберы (десорберы); 4 - печь; 5 - теплообменник; 6 - компрессор; 8 - холодильник

СВОЙСТВА АДСОРБЕНТОВ

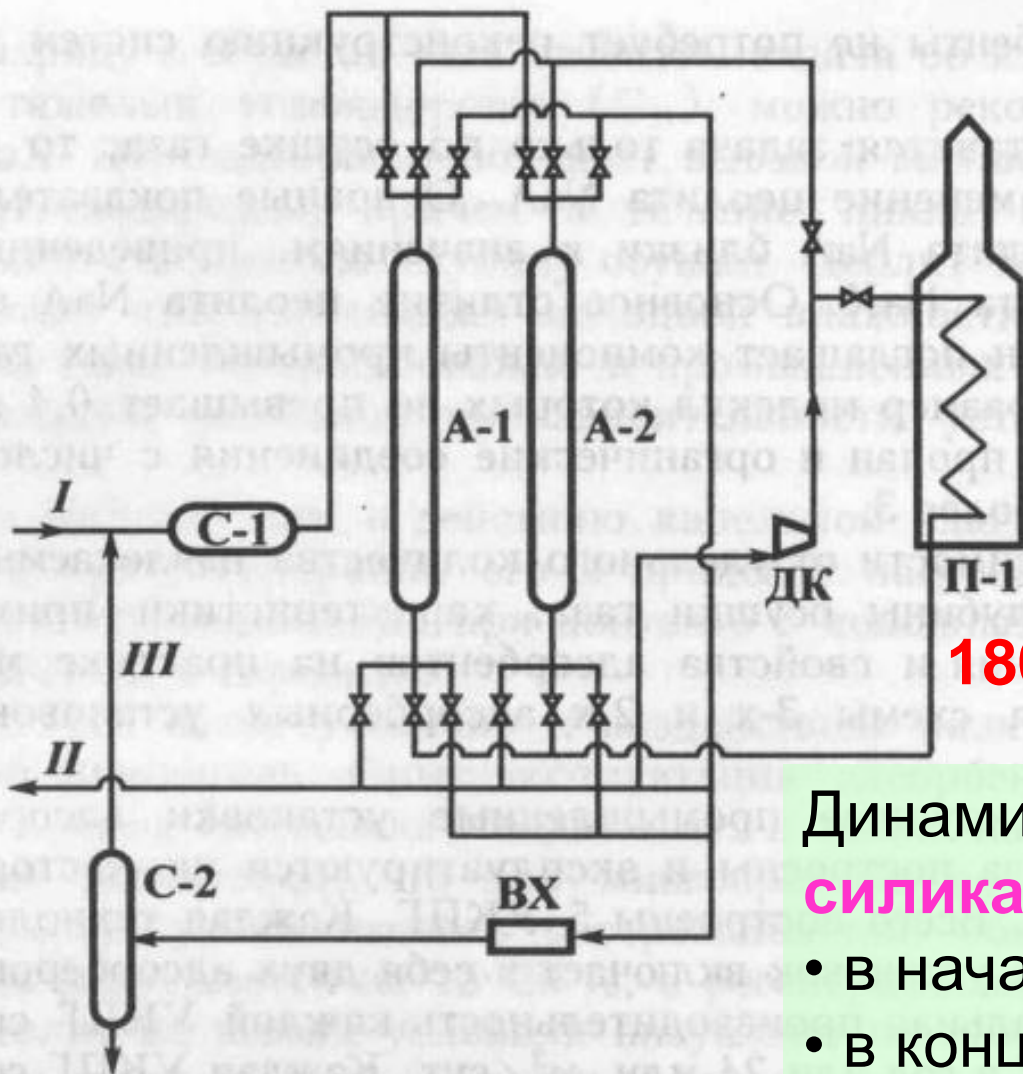
Показатель	Бокситы	Силикагели	Цеолиты
Размер гранул, мм	-	2,5 - 4,0	1,5 - 3,5
Насыпная плотность, кг/м ³	690 - 960	400 - 770	480 - 800
Диаметр пор, нм	8 - 40	3 - 15	0,3 - 1,0
Удельная поверхность, м ² /г	30 - 140	200 - 600	500 - 800
Адсорбционная емкость по воде, г/г	0,04-0,15	0,14 - 1,0	0,2 - 0,65
Теплота адсорбции, кДж/кг воды	4187	4187	4187

Изменение динамической влажгоемкости силикагеля при эксплуатации



Средний срок службы адсорбента – 2,5 года

Принципиальная технологическая схема установки осушки газа месторождения Медвежье (2 млрд.м³/год, 6 млн. м³/сут, P=7,7 МПа)



5 УКПГ по 4 технол. нитки

Параметры адсорбера:

- диаметр **2,6** м;
- высота **6,3** м.

Общая засыпка адсорбера:
до **15 000** кг.

180-200 °C

Динамическая активность **силикагеля** по воде:

- в начале эксплуатации – до **21**%;
- в конце эксплуатации – до **5–11**%.

Количество необходимого адсорбента

$$G = \frac{V_H \cdot (W_H - W_K) \cdot \tau}{24 a}, \quad \text{кг}$$

G – количество необходимого адсорбента, кг

V_H - количество поступающего на осушку газа, приведенного к 20 °С и 760 мм.рт.ст., м³/сут

W_H, W_K - влагосодержание влажного и осушенного газа, кг/м³

τ - продолжительность поглощения, ч

a - активность адсорбента (a = 0,04 - 0,05)

ПОДГОТОВКА КОНДЕНСАТА

Конденсат – второй целевой компонент продукции скважин.

Сырой (нестабильный) конденсат содержит углеводороды, находящиеся при стандартных условиях в **жидком** состоянии, и **растворенные газообразные** компоненты (метан, этан, пропан, бутаны).

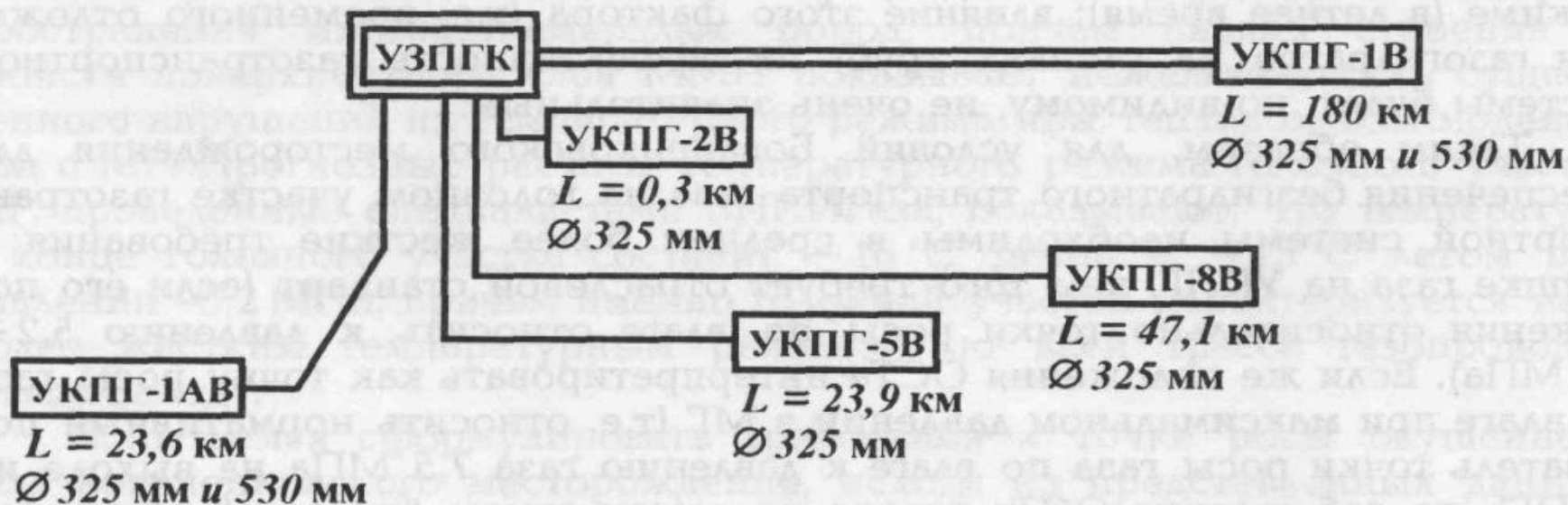
Конденсат, состоящий при стандартных условиях только из **жидких** углеводородов (C_5H_{12+B}), называется **стабильным**.

Требования к качеству стабильного конденсата

ОСТ 51.65-2003

№	Показатели	Норма для конденсата стабильного	
		I группа (ГПЗ)	II группа (промысел)
1	Давление насыщ. паров, кПа(мм рт ст)	66,7 (500)	66,7 (500)
2	Содержание воды, мас. %, не более	0,1	0,5
3	Содержание механических примесей, мас. %, не более	0,005	0,05
4	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	10	100
5	Содержание общей серы, мас. %	Не нормируется. Определяется по требованию потребителя	
6	Содержание сероводорода, мас. %	Определяют для сернистого конденсата	
7	Плотность при 20 °С, кг/дм ³	Не нормируется, определение обязательно	

Схема внутрипромыслового транспорта нестабильного конденсата на Уренгойском и Ямбургском ГКМ

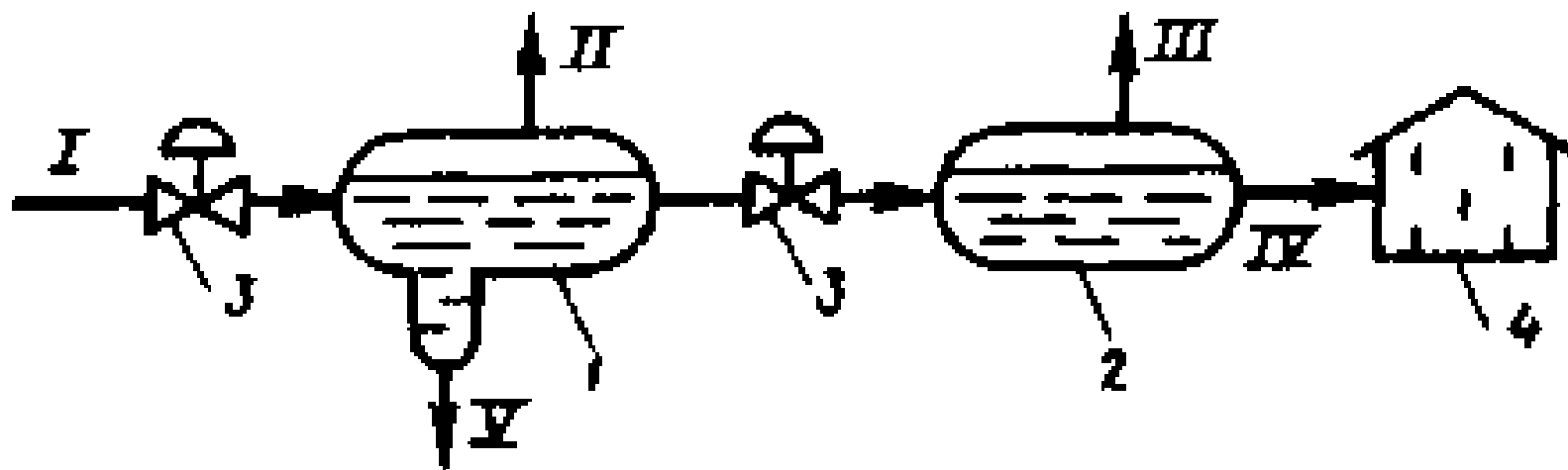


Газовый конденсат подготавливают к транспортировке по следующим типовым технологиям:

- **деэтанализация** газового конденсата с получением газового конденсата C_{3+V} ;
- **дебутанизация** газового конденсата с получением стабильного газового конденсата C_{5+V} .

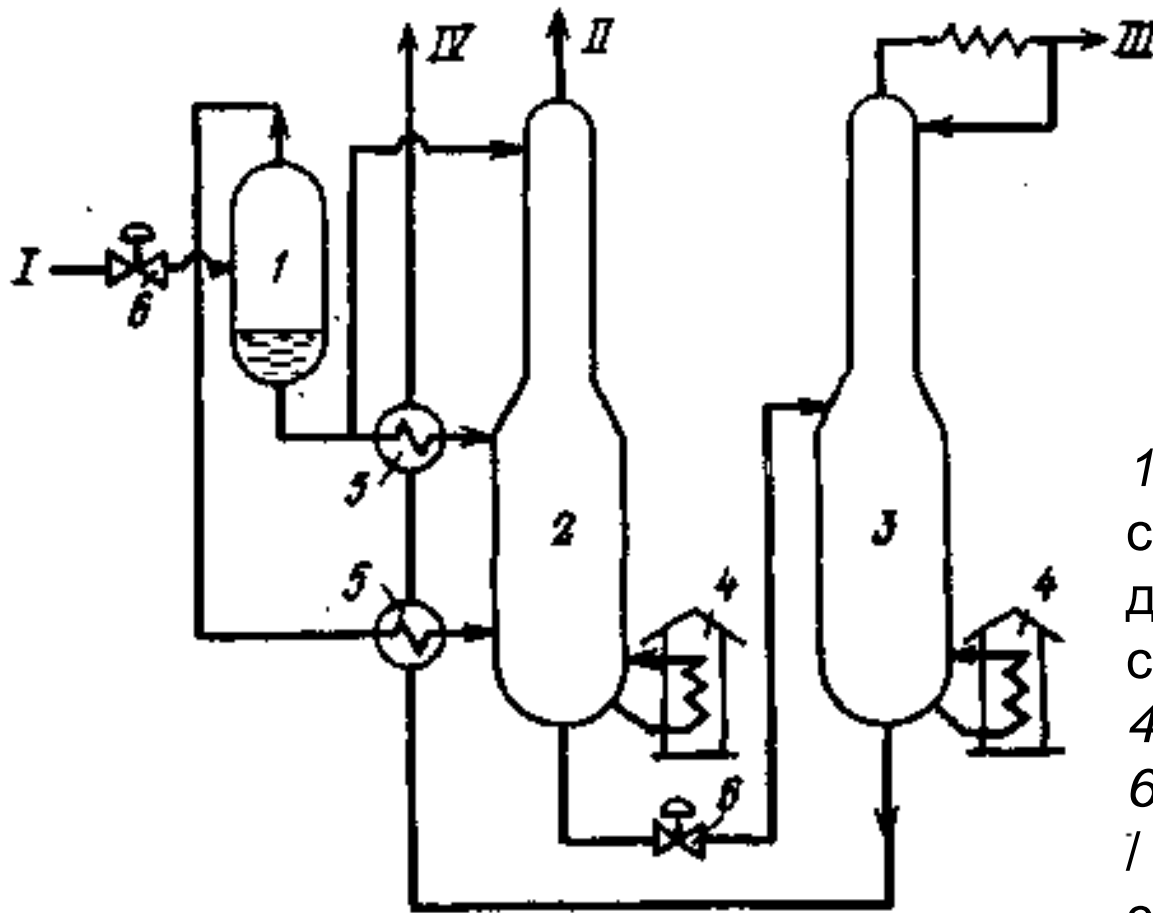
Схема двухступенчатой дегазации газового конденсата

Ступенчатая дегазация - состоит в 2 - 3-ступенчатом сбросе давления, при котором происходит однократное испарение наиболее легких компонентов, отделяющихся от конденсата в виде газа.



1,2- сепараторы; 3 - дроссельные клапаны; 4 - емкость стабильного конденсата;
I и IV - нестабильный и стабильный конденсат; II и III - газы дегазации 1-й и 2-й ступеней; V - вода

Схема стабилизации газового конденсата ректификацией



1 - предварительный сепаратор; 2 – колонна деэтанзации; 3 - стабилизационная колонна; 4 - печи; 5 - теплообменники; 6 - дроссели; I и IV - нестабильный и стабильный конденсат; II - газ стабилизации; III - ШФЛУ

УСРЕДНЕННЫЙ СОСТАВ ПРОДУКЦИИ

Продукты	Выход, %(масс.)	CH_4+N_2	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_{6+}
Нестабильный конденсат	100	2,6	5,97	12,7	13,2	2,11	63,4
Газ сепарации из 1	2,17	53,2	27,7	13,5	4,40	1,09	0,2
Газ стабилизации II	8,67	16,9	59,4	20,5	2,78	0,32	
ШФЛУ III	18,57	—	1,4	44,9	52,9	0,70	—
Стабильный конденсат IV	69,11	-	0,01	0,06	2,39	1,71	95,8

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

- Производится предприятиями нефтяной и газовой промышленности.
- Представляет собой **деэтанализированную** газовую смесь легких парафиновых углеводородов ($C_2 - C_6$).

Технические требования на ШФЛУ

Номер п/п	Показатели	Норма по маркам		
		А	Б	В
1	Углеводородный состав, мас. %: сумма углеводородов C ₁ — C ₂ , не более	3	5	-
	C ₃ , не менее	15	-	-
	сумма углеводородов C ₄ — C ₅ , не менее	45	40	35
	сумма углеводородов C _{6+В}	11	25	50
2	Содержание сероводорода и меркаптановой серы, мас. %, не более	0,025	0,05	0,05
	В том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003
3	Содержание взвешенной воды	Отсутствует		
4	Содержание щелочи			
5	Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость		

Дальнейшая переработка газового конденсата и ШФЛУ, поступающих с УКПГ газоконденсатных месторождений и с установок стабилизации конденсата, осуществляется на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). На большинстве ГПЗ перерабатывается также и нефтяной газ. На ГПЗ с полным технологическим циклом имеются установки газофракционирования, на которых из газового конденсата и ШФЛУ могут быть получены следующие продукты:

- этановая фракция,
- сжиженные газы,
- индивидуальные углеводороды: пропан, н-бутан, изобутан, пентаны,
- газовые бензины и
- дизельные топлива.