

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗОВ**

Учебно-методическое пособие

КАЗАНЬ

2025

УДК 622.32

ББК 26.341.1

Г48

*Печатается по рекомендации Учебно-методической
Комиссии Института геологии и нефтегазовых технологий
Казанского (Приволжского) федерального университета.
(протокол № 3 от 14 ноября 2024 г.)*

Авторы

А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева, И.И. Маннанов, М.А. Варфоломеев

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент **В.И. Муратова**
кандидат геолого-минералогических наук, доцент **И.Н. Огнев**

Г48 Основы нефтегазового дела. Физические свойства нефти, нефтепродуктов и газа: учебно-методическое пособие / А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева, И.И. Маннанов, М.А. Варфоломеев. – Казань: КФУ, 2025. – 48 с.

Учебно-методическое пособие предназначено для обучающихся очной формы обучения направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиля «Разработка месторождений углеводородов» для использования на практических занятиях по дисциплине «Основы нефтегазового дела».

Учебно-методическое пособие содержит краткую теорию по рассматриваемым задачам (по определению физических параметров нефти, нефтепродуктов и газа), варианты заданий, методику и порядок выполнения расчетов, примеры расчетов, справочные данные, контрольные вопросы и список использованных источников.

Содержание заданий соответствует учебному плану и рабочей учебной программе дисциплины. Учебно-методическое пособие рекомендуется для студентов вузов, обучающихся по специальности «Нефтегазовое дело», аспирантов и преподавателей.

УДК 622.32

ББК 26.341.1

© Гимаева А.Р., Ганиева Г.Р., Маннанов И.И., М.А. Варфоломеев, 2025
© Издательство Казанского университета, 2025

Содержание

1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	4
1.1. Основные понятия и определения	4
1.2. Расчет физических свойств нефтей и нефтепродуктов	12
1.2.1. Задание..... ³	12
1.2.2. Пример расчета основных физических характеристик нефти при изменении температуры	12
2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ	18
2.1. Основные понятия и определения	18
2.2. Расчет физических свойств природного газа	24
3. КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ. СРЕДНЯЯ ТЕМПЕРАТУРА КИПЕНИЯ. ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ ФАКТОР	30
Задачи для самостоятельной работы студента	33
4. ПЛОТНОСТЬ. МОЛЯРНАЯ МАССА	34
Задачи для самостоятельного решения	38
5. КОНСТАНТЫ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ	39
Задачи для самостоятельного решения	43
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.....	44
ЛИТЕРАТУРА.....	46

1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

1.1. Основные понятия и определения

Пластовые нефти являются сложными углеводородными системами. Они представлены углеводородами трех основных классов: метановые, нафтеновые, ароматические.

Содержание нафтеновых и жирных кислот изменяется от сотых долей процента до 2%, серы (в свободном виде, в виде сероводорода, меркаптанов, сульфидов) достигает 6%, асфальто-смолистых веществ – до 40%, парафинов – до 35%.

Классификация нефти по массовому содержанию парафина:

- малопарафиновые – не менее 1,5%;
- парафиновые – от 1,5 до 6%;
- высокопарафиновые – более 6%.

Классификация нефти по содержанию смол:

- мало-смолистые – менее 18%;
- смолистые – от 18 до 35%;
- высоко-смолистые – более 35%.

Большая часть асфальтосмолистых соединений представлена нейтральными смолами и асфальтенами.

Классификация нефти по содержанию серы:

- мало-сернистые – менее 0,5%;
- сернистые – от 0,5 до 2%;
- высоко-сернистые – более 2%.

Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами.

Нефти обводненных скважин более смолистые даже в пределах одного месторождения.

Сложность состава нефтей и многообразие условий залегания тесно связаны с процессами, имеющими важное промысловое значение: образование и разрушение водонефтяных эмульсий, выпадение парафина, отложение асфальто-смолистых веществ и др.

На технологию транспорта и хранения нефтей в той или иной мере влияют их физические свойства (плотность, вязкость), испаряемость, пожаро-взрывоопасность, электризация, токсичность.

К основным характеристикам нефти и нефтепродуктов относятся: плотность; молекулярная масса; вязкость; температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения; температуры застывания, помутнения и начала кристаллизации; электрические или диэлектрические свойства;

оптические свойства; растворимость и растворяющая способность.

Плотность ρ – это масса жидкости в единице объема. Размерность плотности в системе СИ – кг/м³.

Поскольку основу нефти составляют углеводороды, то ее плотность обычно меньше единицы. Плотности нефтепродуктов существенно зависят от фракционного состава. 5

Стандартная температура определения плотности нефти и нефтепродуктов составляет 15°C. Значения плотности нефти и нефтепродуктов при этой температуре фиксируются в государственных стандартах и находятся в диапазонах для нефтей от 830 до 960 кг/м³, для бензинов от 700 до 780 кг/м³, для керосинов от 780 до 830 кг/м³, для дизельных топлив от 840 до 860 кг/м³.

Плотность пластовых и дегазированных нефтей находится в пределах 500-1000 кг/м³. С повышением давления при насыщении нефти углеводородными газами плотность ее значительно уменьшается. Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислым газом, возрастает с ростом давления.

По плотности, определенной при 20 °C, выделяются несколько классов нефти:

- особо лёгкая – до 830 кг/м³;
- лёгкая – 830-850 кг/м³;
- средняя – 850-870 кг/м³;
- тяжёлая – 870-895 кг/м³;
- очень тяжёлая – более 895 кг/м³.

Для нефти низкой плотности характерно преобладание метановых углеводородов, низкое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, во фракционном отношении - высокое содержание бензиновых и керосиновых фракций.

Плотность зависит от температуры. С возрастанием температуры плотность нефтей дегазированных (сепарированных) уменьшается. Зависимость плотности нефти (ρ , кг/м³) от температуры (T, °C) оценивается выражением:

$$\rho_{(T)} = \rho_{293} - \xi \cdot (T - 293), \quad (1.1)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 20 °C;

ξ – коэффициент объёмного расширения.

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}. \quad (1.2)$$

От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, а в конечном счете – прибыль предприятия.

Для определения плотности в лабораторных условиях, как правило, пользуются ареометром (рис. 1.1). Представляет собой стеклянный поплавок с градуированной шкалой. Ареометр погружается в испытуемую жидкость на определенную глубину, в зависимости от плотности жидкости.



Рис. 1.1. Ареометры

С целью повышения точности измерений применяют набор ареометров под различные интервалы значений плотности.

Вязкость – один из важнейших параметров нефти. От ее величины зависит гидравлическое сопротивление трубопровода, а, следовательно, выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др. Вязкость существенно меняется с изменением температуры.

Вязкостью (или внутренним трением) называется свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц, вызываемому действием приложенной к жидкости силы.

Различают кинематический (v , $\text{м}^2/\text{с}$) и динамический (μ , $\text{Па}\cdot\text{с}$) коэффициенты вязкости, которые связаны выражением

$$v = \frac{\mu}{\rho}. \quad (1.3)$$

Кинематический коэффициент вязкости при стандартных условиях для бензинов равен $0,6\ldots 0,7 \text{ мм}^2/\text{с}$; для дизельных топлив $4\ldots 9 \text{ мм}^2/\text{с}$; для маловязких нефтей $10\ldots 15 \text{ мм}^2/\text{с}$; для высоковязких он может достигать нескольких тысяч $\text{мм}^2/\text{с}$.

Для измерения вязкости используются вискозиметры. По конструкции различают капиллярные и ротационные вискозиметры. Капиллярный вискозиметр представлен на рис. 1.2.

Принцип действия капиллярных вискозиметров основан на времени

свободного истечения фиксированной порции испытуемой жидкости из камеры прибора через узкую цилиндрическую трубку (капилляр). Чем больше вязкость жидкости, тем дольше длится ее истечение. К приборам прилагаются тарировочные таблицы, которые позволяют по времени истечения жидкости рассчитать ее вязкость.

Вискозиметр представляет собой U-образную стеклянную конструкцию, в которой колено А является измерительным, а колено Б – вспомогательным. Вискозиметр заполняется исследуемой жидкостью под вакуумом, создаваемым с помощью резиновой груши, присоединяемой к отводу 5. Затем, создавая той же грушей давление на свободную поверхность жидкости в расширении 6, заполняют расширения 2, 3. После этого вискозиметр готов к работе. Для определения кинематической вязкости с помощью секундомера измеряют время t , в течение которого свободно текущая жидкость опускается от сечения M_1 до сечения M_2 , а затем это время умножают на величину $k(g/g_n)$, где k – постоянная вискозиметра, определяемая на эталонной жидкости, $\text{см}^2/\text{с}^2$; g – ускорение силы тяжести в месте измерения вязкости; g_n – нормальное ускорение силы тяжести, $g_n = 980,7 \text{ см}^2/\text{с}^2$.

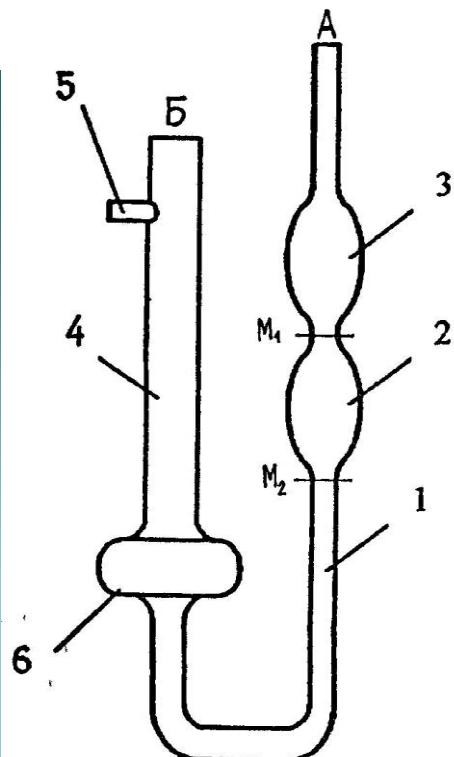


Рис. 1.2. Капиллярный вискозиметр Пинкевича

Капиллярные вискозиметры выпускаются с различными диаметрами капилляра, мм: 0,4; 0,6; 0,84 1,0; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5; 3,04; 3,5; 4,0. Для определения

кинематической вязкости нефти при заданной температуре выбирают вискозиметр с таким расчетом, чтобы время истечения нефти было не менее 15 с.

Вязкость нефти уменьшается с увеличением количества растворенного газа, с повышением температуры; рост давления вызывает некоторое его увеличение.

Вязкость нефти зависит от состава и природы растворенного газа: при растворении азота вязкость увеличивается, а при растворении углеводородных газов она понижается.

Вязкость нефти и нефтепродуктов зависит от температуры. Чем больше температура, тем меньше вязкость, и наоборот.

Для расчета зависимости вязкости от температуры существует много зависимостей, но в технических расчетах наибольшее распространение получили следующие формулы.

1. Формула Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg(v_t + 0,8) = a + b \cdot \lg T, \quad \text{или} \quad v_{(T)} = 10^{10^{(a+b \cdot \lg T)}} - 0,8, \text{мм}^2/\text{с} \quad (1.4)$$

где Т - температура, при которой определяют кинематический коэффициент вязкости, К;

а, б - эмпирические коэффициенты, определяемые из следующих выражений

$$a = \lg \lg(v_1 + 0,8) - b \cdot \lg T_1, \quad (1.5)$$

$$b = \frac{\lg \lg(v_1 + 0,8) - \lg \lg(v_2 + 0,8)}{\lg T_1 - \lg T_2} \quad (1.6)$$

где v_1 и v_2 — значения кинематических коэффициентов вязкостей, $\text{мм}^2/\text{с}$, при температурах T_1 и T_2 , К.

2. Формула Филонова

$$v_{(T)} = v_1 \cdot e^{-u \cdot (T - T_1)}, \text{мм}^2/\text{с}, \quad (1.7)$$

где e - основание натурального логарифма ($e \approx 2,7183$);

и - коэффициент крутизны вискограммы, $1/K$, который вычисляется по формуле

$$u = \frac{\ln \frac{v_2}{v_1}}{T_1 - T_2}, \quad (1.8)$$

Для определения коэффициентов а, б, и необходимо иметь два значения кинематического коэффициента вязкости v_1 и v_2 при соответствующих температурах T_1 и T_2 .

Зависимость кинематического коэффициента вязкости v от температуры Т имеет экспоненциальный характер.

При выполнении неравенства $T_1 < T < T_2$ во всем диапазоне температур обе зависимости (1.5) и (1.7) имеют достаточную точность. Если температура Т

выходит за границы неравенства, то рекомендуется использовать формулу Вальтера.

Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефей по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают одним из следующих способов: в смеси с маловязкими разбавителями, после предварительной механической или термической обработки, с предварительным подогревом и др.

Кроме вышеперечисленных свойств, приведем некоторые теплофизические свойства нефей и нефтепродуктов, которые необходимы при выполнении теплогидравлических расчетов.

Теплоемкость является особенно важной характеристикой для тех нефей, которые можно транспортировать по трубопроводам только с предварительным подогревом.

Удельной теплоемкостью C_p называется количество теплоты, которое нужно передать единице массы этого вещества, чтобы повысить его температуру на 1° Цельсия или Кельвина.

Удельная теплоемкость нефти изменяется в пределах 1600...2500 Дж/(кг·К). При расчетах часто пользуются средним значением $C_p = 2100$ Дж/(кг·К). Для бензинов теплоемкость изменяется в пределах 1930...2210 Дж/(кг·К), для реактивных топлив 1910...2150 Дж/(кг·К).

При проведении уточненных расчетов используют формулу Крего, которая справедлива для температур 273...673 К:

$$C_{p(T)} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T), \quad (1.9)$$

где T – температура, К.

Теплоемкость увеличивается с ростом температуры. Зная удельную теплоемкость, можно определить необходимое количество тепла для нагрева нефти до заданной температуры.

Коэффициент теплопроводности λ характеризует процесс теплообмена вследствие хаотического теплового движения молекул и атомов вещества.

Коэффициент теплопроводности нефти изменяется в пределах 0,1...0,2 Вт/(м·К). При расчетах часто пользуются средним значением $\lambda = 0,13$ Вт/(м·К). При проведении уточненных расчетов используют формулу Крего-Смита, справедливую в интервале температур 273...473 К:

$$\lambda_{(T)} = \frac{156,6}{\rho_{293}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T) \quad (1.10)$$

С увеличением температуры величина коэффициента теплопроводности уменьшается.

Давление насыщенных паров P_s характеризует процесс испарения, по этой величине можно судить о наличии в нефти легких фракций. Кроме того, если давление в любой точке коммуникации ниже или равно P_s , то возможно образование газовых пробок и, следовательно, частичное или полное перекрытие сечения трубопровода, срыв работы насосов и т.д. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа, их состава, пластовой температуры. Является важнейшей промысловой характеристикой.

Давление насыщенных паров P_s - это давление паров транспортируемой нефти над ее поверхностью в замкнутом объеме (резервуаре, полости трубопровода), находящихся в термодинамическом равновесии с жидкостью при данной температуре.

Давление насыщенных паров вычисляется по формуле

$$P_{s(T)} = 1,29 \cdot P_{s_{38}} \cdot \left(\frac{T - 273}{38} \right)^{0,69} \cdot \left(\frac{V_p}{V_k} \right)^{-0,19}, \quad (1.11)$$

где $P_{s_{38}}$ – давление паров при температуре 38°C (справочные данные), кПа;

V_p, V_k – объемы паровой и жидкостной фаз соответственно.

Давление насыщенных паров возрастает с увеличением температуры.

Температура застывания t_s имеет существенное значение для транспортирования нефти, так как движение нефти при этой температуре затрудняется или становится невозможным. Температура застывания зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°.

Температура застывания рассчитывается по формуле:

$$t_s = \frac{48,347 \cdot \ln v_{50} - 4,254 \cdot (\ln v_{50})^2 - 59,5}{1 + 0,184 \cdot \ln v_{50}} \quad (1.12)$$

где v_{50} – кинематический коэффициент вязкости нефти при температуре 50 °C, $\text{мм}^2/\text{с}$.

Температура застывания маловязких нефтей составляет около -25 °C, поэтому их можно транспортировать при температуре окружающей среды. Для нефтей полуострова Мангышлак она доходит до плюс 30 °C, т.к. они являются высокопарафинистыми. Их можно перекачивать только специальными методами.

Испаряемость – свойство нефтей и нефтепродуктов переходить из

жидкого состояния в газообразное при температуре, меньшей, чем температура кипения. Испарение углеводородных жидкостей происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над ними не будет полностью насыщено углеводородами.

Скорость испарения нефей и нефтепродуктов зависит, в основном, от содержания в них легких фракций (пропан, бутаны) и от температуры.

Пожаровзрывоопасность нефей и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться.

Пожароопасность нефей и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Под **температурой вспышки** паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61 °C и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61 °C – к горючим.

Под **температурой воспламенения** понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит.

Под температурой самовоспламенения понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. Температура самовоспламенения нефей изменяется от 220 до 450°C.

Взрывоопасность нефей и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взываемости. **Нижний предел взываемости** – это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета. **Верхний предел взываемости** соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значение концентрации паров между нижним и верхним пределами взываемости называется интервалом взываемости. Для нефей и нефтепродуктов интервал взываемости находится в пределах от 2 до 10%.

1.2. Расчет физических свойств нефтей и нефтепродуктов

1.2.1. Задание.

Выполнить расчет и построить графические зависимости основных физических характеристик нефти при изменении температуры:

- плотности $\rho_{(T)}$; 12
- кинематической вязкости $\nu_{(T)}$;
- теплоемкости $C_{p(T)}$;
- теплопроводности $\lambda_{(T)}$;
- давления насыщенных паров $P_{s(T)}$;
- температуры застывания $t_{3(T)}$.

1.2.2. Пример расчета основных физических характеристик нефти при изменении температуры

Исходные данные:

$$\rho_{293} = 857 \text{ кг/м}^3;$$

$$\nu_{273} = 76 \text{ мм}^2/\text{с};$$

$$\nu_{323} = 5,7 \text{ мм}^2/\text{с};$$

$$P_{s_{38}} = 54,6 \text{ кПа};$$

$$\frac{V_n}{V_\infty} = 1.$$

Рассчитаем основные физические характеристики нефти при температуре 5°C .

$$T = 273 + t = 273 + 5 = 278 \text{ К.}$$

1. Плотность нефти (1.1)

Коэффициент объёмного расширения (1.2)

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} = 1,825 - 0,001315 \cdot 857 = 0,698;$$

$$\rho_{(278)} = \rho_{293} - \xi \cdot (T - 293) = 857 - 0,698 \cdot (278 - 293) = 867,47 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

2. Коэффициент кинематической вязкости

Формула Вальтера (ASTM) (1.4)

$$\nu_{(T)} = 10^{10^{(a+b \cdot \lg T)}} - 0,8, \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Эмпирические коэффициенты (1.5), (1.6)

$$b = \frac{\lg \lg (\nu_{273} + 0,8) - \lg \lg (\nu_{323} + 0,8)}{\lg 273 - \lg 323} = \frac{\lg \lg (76 + 0,8) - \lg \lg (5,7 + 0,8)}{\lg 273 - \lg 323} \\ = -5,002;$$

$$a = \lg(\nu_{273} + 0,8) - b \cdot \lg 273 = \lg(76 + 0,8) - 5,002 \cdot \lg 273 = \\ = 12,461.$$

Вязкость по формуле Вальтера(1.3)

$$\nu_{(278)} = 10^{10(a+b \cdot \lg T)} - 0,8 = 10^{10(12,461 - 5,002 \cdot \lg 278)} - 0,8 = 52,653 \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}.$$

Формула Филонова (1.7) ¹³

$$\nu_{(T)} = \nu_1 \cdot e^{-u \cdot (T - T_1)}, \text{мм}^2/\text{с}.$$

Коэффициент крутизны вискограммы (1.8)

$$u = \frac{\ln \frac{\nu_{323}}{\nu_{273}}}{273 - 323} = \frac{\ln \frac{5,7}{76}}{273 - 323} = 0,0518.$$

Вязкость по формуле Филонова (1.7)

$$\nu_{(278)} = \nu_{273} \cdot e^{-u \cdot (T - 273)} = 76 \cdot e^{-0,0518 \cdot (278 - 273)} = 58,658 \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}.$$

3. Удельная теплоемкость (1.9)

$$C_p_{(278)} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T) = \frac{31,56}{\sqrt{857}} \cdot (762 + 3,39 \cdot 278) =$$

$$1837,482 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}} \cdot \text{К}.$$

4. Коэффициент теплопроводности (1.10)

$$\lambda_{(278)} = \frac{156,6}{\rho_{293}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T) = \frac{156,6}{857} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 278) = 0,1589.$$

5. Давление насыщенных паров Ps (1.11)

$$P_{s_{(278)}} = 1,29 \cdot P_{s_{38}} \cdot \left(\frac{T - 273}{38} \right)^{0,69} \cdot \left(\frac{V_n}{V_k} \right)^{-0,19} = 1,29 \cdot 54,6 \cdot \left(\frac{278 - 273}{38} \right)^{0,69} \cdot 1 \\ = 17,379 \text{ кПа.}$$

6. Температура застывания (1.12)

$$t_3 = \frac{48,347 \cdot \ln \nu_{323} - 4,254 \cdot (\ln \nu_{323})^2 - 59,5}{1 + 0,184 \cdot \ln \nu_{323}} = \frac{48,347 \cdot \ln 5,7 - 4,254 \cdot (\ln 5,7)^2 - 59,5}{1 + 0,184 \cdot \ln 5,7} = 9,135 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Аналогично произведем расчет параметров при остальных температурах (10, 15, 20, 25 °C). Результаты расчета заносим в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Результаты расчета свойств нефти при различных температурах

t, °C	T, K	ρ, кг/м³	ν(ASTM), мм²/с	ν(Фил.), мм²/с	Cp, Дж/кг·К	λ, Вт/м·К	P _s , кПа	t ₃ , °C
5	278	867,470	52,653	58,658	1837,482	0,1589	17,379	9,135

Продолжение табл. 1.1

t, °C	T, K	ρ, кг/м³	v(ASTM), мм²/с	v(Фил.), мм²/с	Cp, Дж/кг·К	λ, Вт/м·К	P _s , кПа	t ₃ , °C
10	283	863,981	37,547	45,271	1855,756	0,1584	28,037	9,135
15	288	860,490	27,702	34,941	1874,029	0,1580	37,008	
20	293	857	21,063	26,967	1892,302	0,1576	45,232	
25	298	853,510	16,448	20,813	1910,575	0,1571	52,761	

По результатам расчета построим графические зависимости (рис. 1.3-1.7).

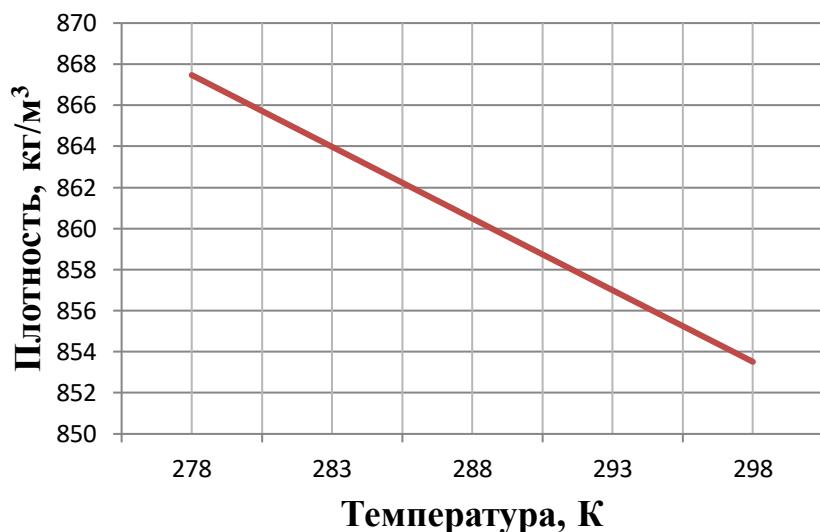


Рис. 1.3. Графическое представление изменения плотности нефти
в зависимости от температуры

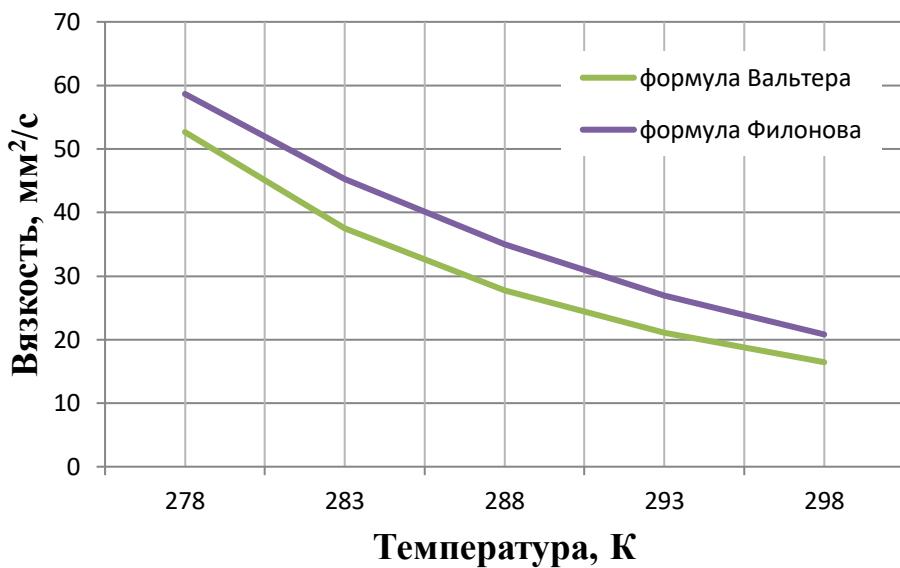


Рис. 1.4. Графическое представление изменения вязкости нефти
в зависимости от температуры

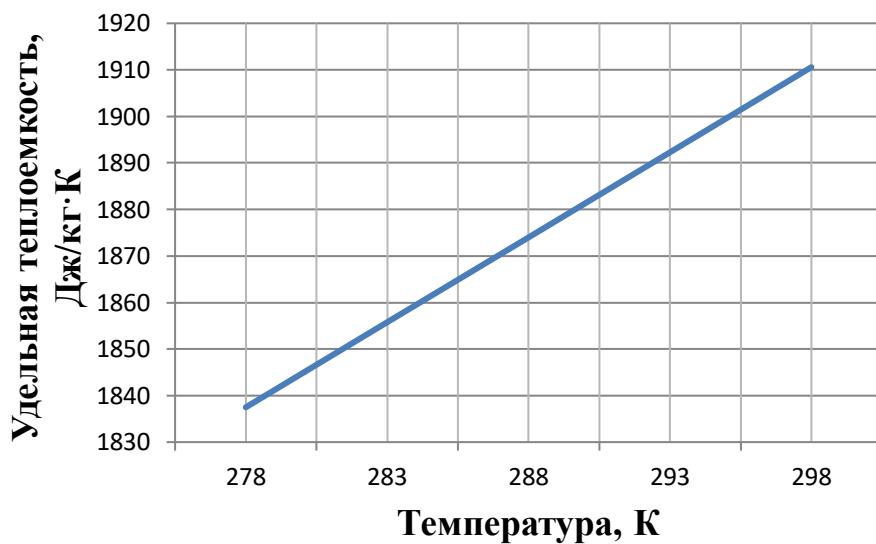


Рис. 1.5. Графическое представление изменения удельной теплоемкости нефти
в зависимости от температуры

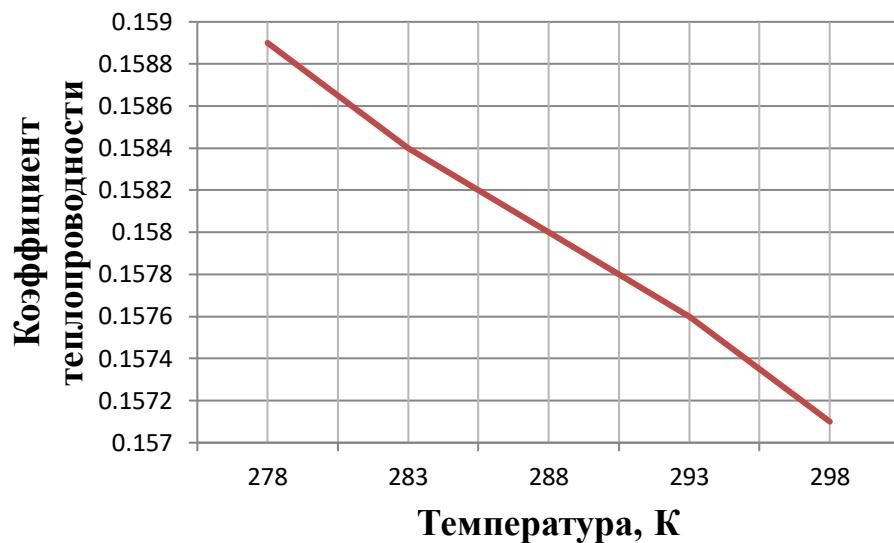


Рис. 1.6. Графическое представление изменения коэффициента теплопроводности нефти в зависимости от температуры

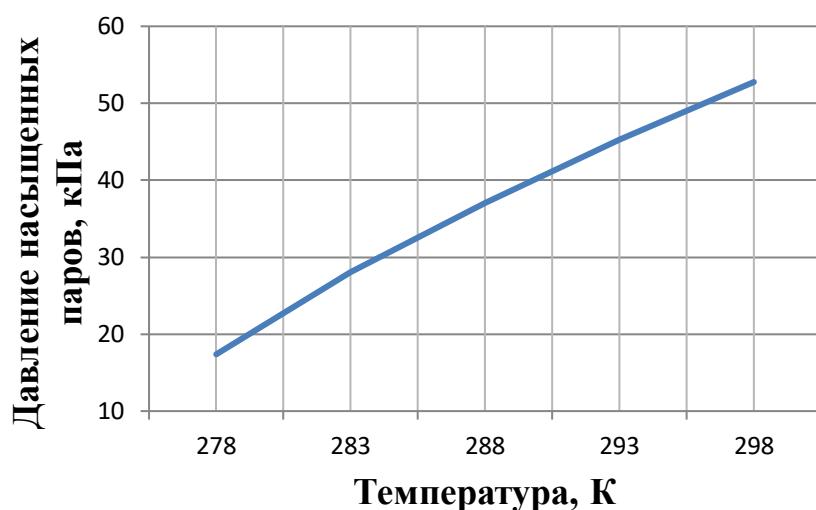


Рис. 1.7. Графическое представление изменения давления насыщенных паров нефти в зависимости от температуры

Таблица 1.2

Исходные данные для расчета свойств нефти

№	I группа				II группа				III группа			
	ρ_{293} , кг/м ³	v_{273} , мм ² /с	v_{323} , мм ² /с	$P_{s_{38}}$, кПа	ρ_{293} , кг/м ³	v_{273} , мм ² /с	v_{323} , мм ² /с	$P_{s_{38}}$, кПа	ρ_{293} , кг/м ³	v_{273} , мм ² /с	v_{323} , мм ² /с	$P_{s_{38}}$, кПа
1	857	76	5,7	54,6	876 ¹⁷	50	4,6	52,2	826	83	7,0	43,9
2	863	62	4,0	48,3	836	81	7,8	43,7	832	57	5,1	45,5
3	864	87	6,8	49,5	846	101	11,3	48,1	860	109	14,0	48,8
4	871	58	3,7	50,6	877	63	5,1	45,3	884	54	5,0	54,9
5	875	60	3,6	55,6	859	52	4,7	46,2	891	78	6,4	54,4
6	844	56	4,9	44,6	847	85	7,3	49,8	897	106	12,5	46,5
7	895	72	4,8	51,6	858	95	9,9	54,2	880	59	5,0	49,7
8	896	102	8,4	47,6	866	80	7,0	46,7	831	45	4,2	55,9
9	883	65	5,2	48,3	838	103	12,2	44,2	870	68	5,1	52,6
10	856	77	6,2	52,3	863	86	7,5	47,2	830	93	9,4	45,0
11	869	54	4,9	45,6	886	66	5,3	51,1	885	62	5,2	47,3
12	845	93	9,6	50,5	852	57	4,9	52,7	890	82	7,1	50,9
13	864	42	3,3	53,6	842	94	9,7	47,9	894	105	12,4	56,1
14	889	128	14,2	47,3	879	84	7,1	55,0	829	52	4,6	49,2
15	855	70	4,6	50,2	858	100	10,9	49,3	892	89	6,5	44,4
16	859	61	5,8	55,2	881	97	10,0	45,9	883	51	4,5	48,5
17	893	90	6,5	45,2	888	59	5,1	53,1	844	81	7,6	50,0
18	872	105	12,6	48,6	834	104	12,5	50,8	862	73	6,8	46,0
19	867	83	7,1	48,7	878	92	6,7	48,9	853	97	9,8	43,6
20	839	78	7,9	53,3	887	67	5,5	55,8	873	66	5,5	47,1
21	873	51	4,3	56,0	840	82	6,9	54,5	828	102	10,6	55,1
22	868	64	5,0	52,1	874	55	4,5	44,8	839	71	6,0	53,8
23	865	68	5,3	49,0	860	107	13,0	51,7	848	99	9,5	46,8
24	848	98	9,4	56,3	851	53	4,3	53,9	867	86	7,3	53,2
25	862	110	8,6	43,5	843	74	6,5	56,2	889	76	5,8	51,3
26	854	69	5,7	49,1	835	88	7,9	45,7	877	64	5,1	44,7
27	837	44	4,6	50,4	850	71	4,8	46,9	886	56	4,7	51,8
28	825	73	6,5	52,4	841	91	8,8	50,3	827	75	6,5	53,5
29	853	89	6,3	57,4	882	96	9,6	52,9	898	91	8,6	47,7
30	857	79	5,7	54,6	833	108	13,5	55,1	857	55	4,7	48,0

$\frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{ж}}} = 1$ - для всех вариантов.

2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

2.1. Основные понятия и определения

В настоящее время для газоснабжения используются в основном природные газы. Природные газы имеют сложный многокомпонентный состав. Основной компонент природных газов – **метан (до 98%)**. В составе природных газов в значительном количестве содержатся также этан, пропан, бутан, пентан и более тяжелые углеводороды. В состав газов всегда входят водяные пары и довольно часто такие компоненты, как азот, сероводород, двуокись углерода и гелий. Каждая залежь имеет свой, неповторимый состав газа, который может изменяться как по площади, так и по толщине. В зависимости от происхождения природные газы подразделяют на три группы:

- газы, добываемые из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана (82...98%);
- газы газоконденсатных месторождений, содержат 80...95% метана, также в их состав входят пары конденсата (тяжелых углеводородов);
- газы нефтяных месторождений (попутные нефтяные газы), содержат 30...70% метана и значительное количество тяжелых углеводородов.

Газы с содержанием тяжелых углеводородов (от пропана и выше) менее 50 г/м³ принято называть *сухими* или «*тощими*», а с большим содержанием углеводородов - «*жирными*».

Основными свойствами природных газов, влияющими на технологию их перекачки по трубопроводам, являются: плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты.

Для выполнения гидравлического и теплового расчета газопроводов и расчета режимов работы компрессорных станций необходимо знать основные свойства природных газов: плотность, вязкость, газовую постоянную, псевдокритическую температуру и давление, коэффициент сжимаемости, теплоемкость, коэффициент Джоуля-Томсона. Свойства газа определяются свойствами отдельных компонентов, входящих в его состав.

Плотность газов зависит от состава газа, давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то и плотность газа снижается, а скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефте- и нефтепродуктопроводов транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением.

Плотность природного газа при стандартных условиях ($P_{ст} = 0,1013$ МПа, $T_{ст} = 293$ К) приблизительно равна $\rho_{ст} = 0,7$ кг/м³. Более точно плотность

природного газа (газовой смеси) при стандартных условиях определяется по правилу аддитивности (пропорционального сложения)

$$\rho_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \rho_i, \quad (2.1)$$

где $a_1 \dots a_n$ – объемные (молярные) концентрации компонентов смеси;

$\rho_1 \dots \rho_n$ – плотности компонентов смеси (табл. 2.1);

n – количество компонентов смеси.

Таблица 2.1

Физические свойства компонентов природных газов

Параметр	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Плотность при стандартных условиях ρ , кг/м ³	0,669	1,264	1,872	2,519	3,228	1,8423	1,1651
Молярная масса M , кг/кмоль	16,04	30,07	44,09	58,12	72,15	44,01	28,02
Критическая температура $T_{\text{кр}}$, К	190,68	305,75	370,00	425,17	460,90	304,26	126,26
Критическое давление $P_{\text{кр}}$, МПа	4,58	4,88	4,34	3,75	3,29	7,28	3,45

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа, численно равной отношению плотности газа ρ к плотности воздуха $\rho_{\text{в}}$ при одних и тех же условиях:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_{\text{в}}}, \quad (2.2)$$

Для стандартных условий можно записать

$$\Delta_{\text{ст}} = \frac{\rho_{\text{ст}}}{1,204}, \quad (2.3)$$

так как плотность воздуха при стандартных условиях равна $\rho_{\text{в}} = 1,204$ кг/м³.

Величина относительной плотности не зависит от давления и температуры.

Кроме стандартных, различают нормальные условия ($T_{\text{n}} = 273,15$ К и $P_{\text{n}} = 0,1013$ МПа).

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе:

$$\rho_{\text{n}} = \frac{M}{22,41}, \quad (2.4)$$

где 22,41 - объем одного киломоля газа при нормальных условиях, м³/кмоль;

М - молярная масса природного газа, кг/кмоль.

Молярная масса природного газа определяется по правилу аддитивности

$$M = \sum_{i=1}^n a_i \cdot M_i, \quad (2.5)$$

где a_i , M_i – объемная доля и молярная масса i -го компонента соответственно (табл. 2.1).

Плотность газа ρ , кг/м³, при любом давлении и температуре вычисляется согласно уравнению Менделеева-Клапейрона (уравнению состояния)

$$\rho = \frac{P}{z \cdot R \cdot T}, \quad (2.6)$$

где Р и Т – давление и температура в системе соответственно;

z – коэффициент сжимаемости;

R – газовая постоянная смеси, Дж/(кг·К).

Пересчет плотности газа с одних параметров состояния (P_1 , T_1 , z_1) на другие (Р, Т, z) можно осуществить по формуле

$$\rho = \rho_1 \cdot \frac{P \cdot T_1 \cdot z_1}{P_1 \cdot T \cdot z} \quad (2.7)$$

где P_1 , T_1 , z_1 – соответственно абсолютное давление, абсолютная температура и коэффициент сжимаемости, при которых известна плотность газа ρ .

Р, Т, z – аналогичные параметры, при которых надо определить плотность газа ρ .

Газовая постоянная природного газа (постоянная газовой смеси) R, Дж/(кг·К) зависит от состава газовой смеси и вычисляется по формуле

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (2.8)$$

где R – универсальная газовая постоянная, $R=8314,3$ Дж/(кмоль·К).

Газовая постоянная для метана равна $R_{CH_4} = 518,33$ Дж/(кмоль·К).

Состояние индивидуального (однокомпонентного) газа определяется зависимостью между давлением Р, объемом V и температурой Т. Графически эта зависимость может быть изображена семейством изотерм (рис. 2.1). При увеличении давления в общем случае сначала наблюдается сжатие газа без образования конденсата (до точки A_i), далее (до точки B_i) имеет место конденсация газа при практически постоянном давлении, а затем, начиная с точки B_i , происходит сжатие конденсата, не содержащего газовой фазы.

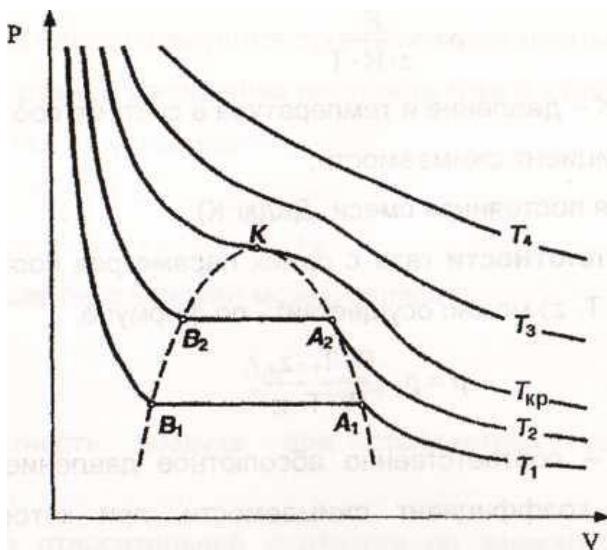


Рис. 2.1. Диаграмма состояния газа

Геометрическое место точек A_i , B_i ограничивает область двухфазного состояния газа. Наивысшая из этих точек (К) соответствует давлению P_{kp} , объему V_{kp} и температуре T_{kp} , которые называются **критическими**. При температуре выше критической газ не переходит в жидкость ни при каких давлениях. И, наоборот, при давлении выше критического конденсат не станет газом ни при какой температуре.

Псевдокритические температура и давление газовой смеси определяются по формулам

$$T_{pk} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot T_{kp_i}, \quad (2.9)$$

$$P_{pk} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot P_{kp_i}, \quad (2.10)$$

где T_{kp_i} , P_{kp_i} – соответственно абсолютные критические температура и давление i -го компонента газовой смеси (табл. 2.1).

Критическая температура T_{kp} – температура, при которой и выше которой при повышении давления нельзя сконденсировать пар.

Критическое давление P_{kp} – давление, при котором и выше которого при повышении температуры нельзя испарить жидкость.

Псевдокритические параметры природного газа в соответствии с нормами технологического проектирования магистральных газопроводов могут быть также найдены по известной плотности газовой смеси при стандартных условиях ρ_{ct} :

$$T_{\text{пк}} = 155,24 - (0,564 + \rho_{\text{ct}}); \quad (2.11)$$

$$P_{\text{пк}} = 0,1737 - (26,831 - \rho_{\text{ct}}) \quad (2.12)$$

Сжимаемость – это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря этому свойству в специальных емкостях – газгольдерах высокого давления – можно хранить количество газа, в десятки раз превышающее геометрический объем емкости

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств реального природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости z определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления, либо по формуле

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3}, \quad (2.13)$$

где $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ – соответственно приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа, которые вычисляются по формулам

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{пк}}}; \quad (2.14)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{пк}}} \quad (2.15)$$

Согласно закону соответственных состояний, различные газы, имеющие равные, приведенные температуру и давление, обладают одинаковыми термодинамическими условиями, в том числе и сжимаемостью.

Вязкость газа является мерой внутреннего трения и определяет величину сопротивления при его движении в газопроводе.

Величина вязкости газа, как правило, значительно меньше, чем вязкость жидкости. В отличие от вязкости жидкостей вязкость газов изменяется прямо пропорционально изменению температуры. Характер изменения вязкости газа от температуры и давления является сложным. При низких давлениях с повышением температуры вязкость газа увеличивается, так как возрастает частота столкновения его молекул, и наоборот. Это свойство используется на практике: охлаждая газ после компримирования, мы увеличиваем объем перекачиваемого газа. При высоких давлениях газ настолько уплотнен, что определяющее влияние на его вязкость, как и у жидкостей, оказывают силы межмолекулярного притяжения, которые с ростом температуры ослабляются, и, соответственно, вязкость газа уменьшается.

Различают динамический и кинематический коэффициенты вязкости газа.

Динамический коэффициент вязкости μ измеряется в Па·с и определяется по формуле

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{ct}(1,1 - 0,25 \cdot \rho_{ct})] \cdot [0,037 + T_{np}(1 - 0,104 \cdot T_{np})] \cdot \left[1 + \frac{P_{np}^2}{30(T_{np} - 1)} \right]. \quad (2.16)$$

Вязкость природных газов изменяется в диапазоне: 0,01–0,016 мПа·с.

Кинематический коэффициент вязкости газа v определяется как отношение динамической вязкости к плотности газа при одних и тех же значениях температуры и давления:

$$v = \frac{\mu}{\rho}. \quad (2.17)$$

Теплоемкость газа зависит от его состава, давления и температуры. Изобарная теплоемкость C_p (кДж/(кг·К)) природного газа с содержанием метана 85% и более определяется по формуле

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P - 0,1)}{T^3}. \quad (2.18)$$

Удельная теплоемкость природных газов увеличивается с ростом температуры и с уменьшением плотности.

Понижение давления по длине газопровода и дросселирование газа на ГРС сопровождаются охлаждением газа. Количественное изменение температуры при уменьшении его давления характеризуется **коэффициентом Джоуля-Томсона** D_i (К/МПа). Для определения коэффициента Джоуля-Томсона рекомендуется следующая зависимость (для природных газов с содержанием метана 85% и более):

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right) \quad (2.19)$$

где C_p – средняя изобарная теплоемкость газа, определяемая для средних значений температуры и давления в процессе дросселирования, (кДж/(кг·К)).

Температура воспламенения – минимальная начальная температура газа в воздухе, при которой он возгорается (определяется по температуре воспламенения самого низко воспламеняющегося компонента смеси).

Влажность и влагоемкость – реальное и, соответственно, потенциально возможное содержание паров воды в природном газе. Эти свойства имеют большое технологическое значение, влияя, в частности, на процессы гидратообразования.

2.2. Расчет физических свойств природного газа

2.2.1. Задание.

Определить основные физические свойства природного газа при стандартных ($T_{cm} = 293$ К и $P_{cm} = 0,1013$ МПа) и рабочих (T , P) условиях.

2.2.2. Пример расчета основных физических характеристик природного газа

Исходные данные:

$$a_{CH_4} = 98,4\%;$$

$$a_{C_2H_6} = 0,07\%;$$

$$a_{CO_2} = 0,43\%;$$

$$a_{N_2} = 1,1\%;$$

$$P=6,5 \text{ МПа};$$

$$T=304 \text{ К.}$$

Порядок расчета:

1. Плотность при стандартных условиях (2.1)

$$\rho_{ct} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \rho_i;$$

$$\rho_{ct} = \frac{a_{CH_4} \cdot \rho_{CH_4} + a_{C_2H_6} \cdot \rho_{C_2H_6} + a_{C_3H_8} \cdot \rho_{C_3H_8} + a_{C_4H_{10}} \cdot \rho_{C_4H_{10}} + a_{C_5H_{12}} \cdot \rho_{C_5H_{12}} + a_{CO_2} \cdot \rho_{CO_2} + a_{N_2} \cdot \rho_{N_2}}{100};$$

$$\rho_{ct} = \frac{98,4 \cdot 0,669 + 0,07 \cdot 1,264 + 0,43 \cdot 1,8423 + 1,1 \cdot 1,1651}{100} = 0,68 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Молярная масса природного газа (2.5)

$$M = \sum_{i=1}^n a_i \cdot M_i = \frac{98,4 \cdot 16,4 + 0,07 \cdot 30,07 + 0,43 \cdot 44,01 + 1,1 \cdot 28,02}{100} = \\ = 16,656 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

Псевдокритическая температура (2.9)

$$T_{pk} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot T_{kp_i} = \frac{98,4 \cdot 190,68 + 0,07 \cdot 305,75 + 0,43 \cdot 304,26 + 1,1 \cdot 126,26}{100} = 190,54 \text{ К.}$$

Псевдокритическое давление газовой смеси (2.10)

$$P_{pk} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot P_{kp_i} = \frac{98,4 \cdot 4,58 + 0,07 \cdot 4,88 + 0,43 \cdot 7,28 + 1,1 \cdot 3,45}{100} = 4,579 \text{ МПа.}$$

2. Приведенное давление для рабочих условий (2.14)

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{пк}}} = \frac{6,5}{4,579} = 1,419.$$

Приведенная температура для рабочих условий (2.15)

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{пк}}} = \frac{304}{190,54} = 1,595.$$

Коэффициент сжимаемости z (2.13)

$$\begin{aligned} z &= 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3} = \\ &= 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,419}{1 - 1,68 \cdot 1,595 + 0,78 \cdot 1,595^2 + 0,0107 \cdot 1,595^3} = 0,902. \end{aligned}$$

Теплоемкость газа (2.18)

$$\begin{aligned} C_p &= 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P - 0,1)}{T^3} = \\ &= 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 304 + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(6,5 - 0,1)}{304^3} = 2,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}. \end{aligned}$$

Коэффициент Джоуля-Томсона (2.19)

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right) = \frac{1}{2,7} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{304^2} - 1,5 \right) = 3,372 \text{ К/МПа},$$

Динамический коэффициент вязкости (2.16)

$$\begin{aligned} \mu &= 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{\text{ct}} (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{\text{ct}})] \cdot [0,037 + T_{\text{пр}} (1 - 0,104 \cdot T_{\text{пр}})] \cdot \left[1 + \frac{P_{\text{пр}}^2}{30(T_{\text{пр}} - 1)} \right] = \\ &= 5,2 \cdot 10^{-6} [1 + 0,68 \cdot (1,1 - 0,25 \cdot 0,68)] \cdot [0,037 + 304 \cdot (1 - 0,104 \cdot 304)] \cdot \\ &\quad \cdot \left[1 + \frac{1,419^2}{30 \cdot (1,595 - 1)} \right] = 1,267 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Относительная плотность газа по воздуху (2.3)

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\rho_{\text{ct}}}{1,204} = \frac{0,68}{1,206} = 0,564.$$

Расчетная плотность газа (2.7)

$$\rho = \rho_1 \cdot \frac{P \cdot T_1 \cdot z_1}{P_1 \cdot T \cdot z} = 0,68 \cdot \frac{6,5 \cdot 293 \cdot 1}{0,1013 \cdot 304 \cdot 0,902} = 46,625 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Коэффициент кинематической вязкости газа (2.17)

$$v = \frac{\mu}{\rho} = \frac{1,267 \cdot 10^{-5}}{46,625} = 2,718 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Таблица 2.2

Исходные данные для расчета свойств газа (I группа)

№	Состав газа (по объему), %							Расчетные параметры	
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Двуокись углерода	Азот	P, МПа	T, K
1	98,6	0,12	-	-	0,01	0,29	0,98	3,1	290
2	96,6	0,3	-	0,03	0,01	0,06	3	4,1	291
3	99,2	0,12	-	-	0,01	0,01	0,66	5,1	292
4	99	0,03	0,06	-	-	0,06	0,85	6,1	293
5	98,4	0,07	0,01	-	-	0,2	1,3	3,2	294
6	92,8	1,2	0,3	0,1	-	0,5	5,1	4,2	295
7	98,7	0,13	0,01	0,01	-	0,15	1	5,2	296
8	97,2	0,12	0,01	-	0,01	0,1	2,56	6,2	297
9	96,1	0,31	-	-	-	0,19	3,4	3,3	298
10	82,1	8,8	2,8	-	0,9	0,3	5,1	4,3	299
11	98,8	0,07	-	-	0,01	0,29	0,83	5,3	300
12	95,1	0,32	-	-	-	0,28	4,3	6,3	301
13	97,6	0,1	0	0,03	0,01	0,06	2,2	3,4	302
14	94,8	1,2	0,3	0,2	-	0,5	3	4,4	303
15	81,8	8,8	2,8	0,84	0,36	0,3	5,1	5,4	304
16	93,0	1,1	0,01	0,01	0,01	0,11	5,76	6,4	305
17	98,9	0,11	-	0,11	0,02	0,12	0,74	3,5	306
18	98,5	0,15	0,05	0,05	0,05	0,15	1,05	4,5	307
19	98,3	0,33	0,03	0,03	0,03	0,33	0,95	5,5	308
20	99,1	0,01	0,01	-	0,01	0,01	0,86	6,5	309
21	94,5	0,44	0,04	0,04	0,04	0,04	4,9	3,6	310
22	95,7	1,57	0,05	0,09	-	0,55	2,04	4,6	290
23	96,9	1,6	0,03	0,06	0,06	0,66	0,69	5,6	291
24	97,4	0,44	-	0,07	0,07	0,77	1,25	6,6	292
25	98,2	0,22	0,01	0,02	0,02	0,22	1,31	3,7	293
26	94,1	0,41	0,04	-	0,03	0,41	5,01	4,7	294
27	95,6	2,56	0,06	0,05	-	0,56	1,17	5,7	295
28	98,1	0,55	0,02	0,03	0,04	0,22	1,04	6,7	296
29	97,8	0,75	0,06	0,01	0,06	0,27	1,05	3,8	297
30	96,5	1,43	0,03	-	0,05	0,32	1,67	4,8	298

Таблица 2.3

Исходные данные для расчета свойств газа (II группа)

№	Состав газа (по объему), %							Расчетные параметры	
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Двуокись углерода	Азот	P, МПа	T, K
1	96,1	0,31	0,01	0,02	0,02	0,15	3,39	4,4	304
2	98,4	0,16	0,04	-	-	0,4	1	4,5	303
3	96,6	0,4	0,02	0,03	0,01	0,24	2,7	4,6	302
4	97,2	0,11	0,01	0,01	0,01	0,16	2,5	4,7	301
5	98,5	0,05	0,02	-	-	0,17	1,26	4,8	300
6	99,2	0,12	-		0,01	0,03	0,64	4,9	299
7	92,8	1,0	0,3	0,1	0,5	0,7	4,6	5,0	298
8	82,1	7,8	2,8	1,0	0,8	0,2	5,3	5,1	297
9	98,6	0,06	-	-	0,03	0,19	1,12	5,2	296
10	97,6	0,15	0,01	0,02	0,01	0,15	2,06	5,3	295
11	94,8	0,2	0,03	0,2	0,04	0,55	4,18	5,4	294
12	81,8	7,8	2,5	0,94	0,55	0,35	6,06	5,5	293
13	93,0	3,3	0,03	0,03	0,03	0,33	3,28	5,6	292
14	98,7	0,15	0,01	-	0,01	0,13	1	5,7	291
15	98,9	0,1	0,11	0,01	-	0,11	0,77	5,8	290
16	98,3	0,23	0,13	-	0,13	0,34	0,87	5,9	310
17	95,1	0,3	0,01	0,03	0,02	0,64	3,9	3	309
18	99,1	0,1	0,06	-	-	0,19	0,55	3,1	308
19	94,5	0,44	0,04	-	0,44	0,44	4,14	3,2	307
20	95,7	0,95	0,05	0,05	0,05	0,75	2,45	3,3	306
21	99	0,02	-	0,03	-	0,06	0,89	3,4	305
22	98,8	0,06	0,01	0,01	0,01	0,26	0,85	3,5	304
23	97,4	0,47	0,07	-	0,04	0,47	1,55	3,6	303
24	94,1	1,44	-	0,07	0,03	0,41	3,95	3,7	302
25	95,6	1,56	0,06	-	0,05	0,65	2,08	3,8	301
26	98,2	0,12	0,02	0,04	0,02	0,23	1,37	3,9	300
27	97,8	0,55	-	0,06	0,01	0,46	1,12	4,0	299
28	98,1	0,65	0,04	0,02	0,05	0,51	0,63	4,1	298
29	98,6	0,15	0,03	0,02	-	0,2	1	4,2	297
30	96,9	0,66	0,06	0,07	0,07	0,16	2,08	4,3	296

Таблица 2.4

Исходные данные для расчета свойств газа (III группа)

№	Состав газа (по объему), %							Расчетные параметры	
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Двуокись углерода	Азот	P, МПа	T, K
1	96,6	0,25	0,02	0,03	0,02	0,07	3,01	4,0	290
2	92,8	0,8	0,4	0,3	0,4	0,55	4,75	4,1	291
3	99	0,2	0,07	0,03	-	0,1	0,6	4,2	292
4	82,1	8,4	2,4	2,2	-	0,4	4,5	4,3	293
5	98,3	0,03	0,03	-	0,03	0,21	1,4	4,4	294
6	96,1	0,21	0,02	0,03	0,02	0,17	3,45	4,5	295
7	98,8	0,05	0,01	0,02	0,01	0,23	0,88	4,6	296
8	98,9	0,12	0,11	0,01	-	0,13	0,73	4,7	297
9	98,5	0,16	-	0,05	0,05	0,05	1,19	4,8	298
10	98,6	0,14	0,03	0,02	0,01	0,2	1	4,9	299
11	94,5	0,25	0,07	0,04	0,02	0,45	4,67	5,0	300
12	98,7	0,15	0,01	-	0,01	0,13	1	5,1	301
13	95,7	2,55	0,05	0,05	-	0,56	1,09	5,2	302
14	99,1	0,11	-	0,01	0,11	0,14	0,53	5,3	303
15	97,2	0,22	-	0,02	0,03	0,15	2,38	5,4	304
16	96,9	0,16	0,06	0,06	-	0,36	2,46	5,5	305
17	99,2	0,12	-	-	0,02	0,06	0,6	5,6	306
18	97,4	1,07	0,07	0,04	0,07	0,47	0,88	5,7	307
19	94,1	1,41	0,01	0,03	0,04	1,11	3,3	5,8	308
20	94,8	0,42	0,13	0,12	0,11	0,35	4,07	5,9	309
21	97,8	0,65	0,04	0,03	-	0,37	1,11	3	310
22	98,4	0,07	-	-	-	0,43	1,1	3,1	290
23	98,1	0,45	0,01	0,02	-	0,17	1,25	3,2	291
24	97,6	0,12	0,02	0,05	0,02	0,12	2,07	3,3	292
25	81,8	9,2	0,98	0,88	0,38	0,99	5,77	3,4	293
26	93,3	0,34	0,33	0,33	0,33	0,33	5,04	3,5	294
27	98,6	0,08	-		0,01	0,19	1,12	3,6	295
28	96,5	1,23	0,05	0,01	0,03	0,62	1,56	3,7	296
29	98,2	0,28	0,08	0,01	-	0,82	1,61	3,8	297
30	95,1	0,22	0,03	0,04	0,01	0,16	4,44	3,9	298

Таблица 2.5

Исходные данные для расчета свойств газа (IV группа)

№	Состав газа (по объему), %							Расчетные параметры	
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Двуокись углерода	Азот	P, МПа	T, K
1	92,8	1,11	0,23	0,23	0,23	0,6	4,8	3	304
2	98,7	0,13	0,01	0,01	0,01	0,12	1,02	3,1	303
3	82,1	8,33	1,86	0,53	0,66	0,22	6,3	3,2	302
4	98,8	0,1	-	-	0,01	0,29	0,8	3,3	301
5	99,1	0,16	0,11	-	0,11	0,52	-	3,4	300
6	99	0,1	0,17	0,03	0,1	0,1	0,5	3,5	299
7	93,3	1,03	0,02	0,01	0,03	0,35	5,26	3,6	298
8	95,7	1,57	0,07	0,07	-	0,77	1,82	3,7	297
9	97,6	0,30	0,13	0,05	0,04	0,16	1,72	3,8	296
10	98,9	0,14	0,03	-	0,02	0,15	0,76	3,9	295
11	81,8	6,8	2,85	1,82	1,33	1,3	4,1	4,0	294
12	96,9	0,19	0,09	0,09	-	0,69	2,04	4,1	293
13	98,4	0,07	0,01	-	0,02	0,2	1,3	4,2	292
14	98,5	0,18	0,04	0,04	-	0,14	1,1	4,3	291
15	95,1	0,12	0,02	0,01	-	0,68	4,07	4,4	290
16	98,3	0,32	0,23	-	0,21	0,13	0,81	4,5	310
17	97,8	0,85	-	0,02	0,06	0,12	1,15	4,6	309
18	98,1	0,35	0,01	-	0,03	0,46	1,05	4,7	308
19	96,5	1,13	-	0,03	0,04	0,47	1,83	4,8	307
20	97,1	1,22	0,04	-	0,05	0,52	1,07	4,9	306
21	98,6	0,15	0,03	0,02	-	0,2	1	5,0	305
22	97,4	1,17	0,06	0,07	0,07	0,17	1,06	5,1	304
23	94,1	1,04	0,07	-	0,01	0,79	3,99	5,2	303
24	96,6	0,56	0,01	0,02	0,04	0,66	2,11	5,3	302
25	98,2	0,38	0,05	-	0,05	0,28	1,04	5,4	301
26	97,2	0,20	0,03	0,04	0,03	0,5	2,00	5,5	300
27	96,1	0,11	0,02	0,02	0,02	0,21	3,52	5,6	299
28	94,5	0,65	-	0,03	0,01	0,48	4,33	5,7	298
29	99,2	0,11	0,01	0,01	0,02	0,06	0,59	5,8	297
30	94,8	0,25	0,23	0,22	0,12	0,98	3,4	5,9	296

3. КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ. СРЕДНЯЯ ТЕМПЕРАТУРА КИПЕНИЯ. ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ ФАКТОР

Компонентный состав.

Нефть и нефтепродукты можно рассматривать как смесь, состоящую из n компонентов. Их число и свойства определяют физико-химическую характеристику смеси в целом. В практических расчетах состав многокомпонентной смеси выражается волях или процентах. Соотношение между долями и процентами 1:100. В нефтепереработке принято обозначать доли, характеризующие состав жидкой смеси, буквой x , а состав газовой или паровой смеси – буквой y . Физический смысл величин при этом сохраняется.

Массовая доля $x_i(y_i)$ компонента представляет собой отношение его массы m^i к массе смеси m : $x_i = m_i/m$.

Очевидно, $\sum x_i = 1$.

Пример 3.1 Смешали три масляных фракции в следующих количествах: $m_1=81$ кг; $m_2=135$ кг; $m_3=54$ кг.

Определить массовую долю каждой фракции в смеси.

Решение. Найдем общую массу смеси:

$$m = m_1 + m_2 + m_3 = 81 + 135 + 54 = 270 \text{ кг.}$$

Определим массовую долю каждой фракции:

$$x_1 = 81/270 = 0,3;$$

$$x_2 = 135/270 = 0,5;$$

$$x_3 = 54/270 = 0,2;$$

Молярная доля $x'_i(y'_i)$ компонента выражается отношением числа молей N_i этого компонента к общему числу молей N смеси: $x'_i = N_i / N$

Аналогично массовой доле $\sum x'_i = 1$

Пересчет массового состава в молярный и обратный пересчет осуществляются по формулам

$$x'_i = \frac{x_i/M}{\sum(x_i/M_i)} \quad (3.1)$$

$$x_i = x'_i M_i / \sum x'_i M_i \quad (3.2)$$

где M_i – молярная масса компонента, кг/моль.

Пример 3.2. Пересчитать массовые доли фракций, найденные в примере 3.1, в молярные, если молярные массы (в килограммах на киломоль)

компонентов равны: $M_1=320$; $M_2=360$; $M_3=390$.

Решение. Определим вначале сумму отношений массовых долей фракций к их молярным массам:

$$0,3/320+0,5/360+0,2/390=2,84 \cdot 10^{-3}$$

Находим молярные доли каждой фракции:

$$x'_1 = \frac{\frac{0,3}{320}}{2,84 \cdot 10^{-3}} = 0,33$$

$$x'_2 = \frac{\frac{0,5}{360}}{2,84 \cdot 10^{-3}} = 0,349$$

$$x'_3 = \frac{\frac{0,2}{390}}{2,84 \cdot 10^{-3}} = 0,18$$

Для проверки правильности полученных результатов суммируем молярные доли: $0,33+0,49+0,18=1$.

Сумма равна единице, следовательно, пересчет выполнен верно.

Объемная доля $x_{Vi}(y_{Vi})$ компонента есть отношение его объема V_i к объему всей смеси V : $x_{Vi} = V_i/V$.

Аналогично массовой и молярной долям $\sum x_{Vi} = 1$.

Для пересчета объемного состава в массовый и обратно необходимо знать плотность ρ_i каждого компонента

$$x_{Vi} = \frac{x_i/\rho}{\sum(\frac{x_i}{\rho_i})}$$

$$x_i = x_{Vi} \cdot \rho_i / \sum x_{Vi} \cdot \rho_i$$

Для жидкой смеси прямой пересчет объемных долей в молярные довольно сложен, поэтому лучше его проводить с помощью массовых долей.

Для газовой смеси состав, выраженный объемными и молярными долями, одинаков.

Пример 3.3. Газовая смесь получена из 95 м^3 пропана и 23 м^3 этана. Плотности пропана и этана равны $2,0037 \text{ кг}/\text{м}^3$ и $1,3560 \text{ кг}/\text{м}^3$ соответственно. Выразить состав смеси в объемных и массовых долях.

Решение. Найдем общий объем смеси: $V = 95 + 23 = 118 \text{ м}^3$

Объемная доля пропана $x_{V1} = \frac{95}{118} = 0,805$, этана $x_{V2} = \frac{23}{118} = 0,195$.

Массовые доли компонентов будут равны:

$$x_1 = \frac{0,805 \cdot 2,0037}{0,805 \cdot 2,0037 + 0,195 \cdot 1,3560} = 0,859$$

$$x_2 = \frac{0,195 \cdot 1,3560}{0,805 \cdot 2,0037 + 0,195 \cdot 1,3560} = 0,141$$

Средняя температура кипения нефтяной фракции. Любая нефтяная фракция (равно как и нефть) представляет собой сложную смесь углеводородов, выкипающих в некотором температурном интервале. Однако во многие расчетные формулы входит определенная температура, характеризующая кипение нефтепродукта. Поэтому в практике используется понятие средней температуры кипения нефтяной фракции. Существует несколько ее модификаций, но наиболее употребительной является средняя молярная $t_{cp.m}$, которая рассчитывается по формуле

$$t_{cp.m} = \frac{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n}{N_1 + N_2 + \dots + N_n} = \sum x'_i t_i \quad (3.3)$$

где t_i – среднеарифметическая температура кипения узких фракций, °C.

Приближенно среднюю температуру можно также определить как температуру 50%-го отгона фракции по кривой истинных температур кипения (ИТК) или как среднее арифметическое начальной и конечной температур кипения.

Характеризующий фактор. Характеризующий фактор К является условной величиной, отражающей химическую природу и степень парафинистости нефтепродукта.

Характеризующий фактор определяется по формуле

$$K = \frac{1,216 \sqrt[3]{T_{cp.m}}}{\rho_{15}^{15}} \quad (3.4)$$

где $T_{cp.m}$ – средняя молярная температура кипения, К;

ρ_{15}^{15} – относительная плотность нефтепродукта.

Уравнение достаточно точно для прямогонных нефтяных фракций; использование его для вторичных продуктов нефтепереработки, содержащих значительные количества ароматических и непредельных углеводородов, ограничено из-за значительной погрешности [1]. Средние значения характеризующего фактора следующие:

- парафинистые нефтепродукты (12,5-13,0);
- нафтоароматические (10-11);
- ароматизированные (10);

– продукты крекинга (10-11).

Характеризующий фактор применяется в некоторых расчетах для повышения их точности.

Задачи для самостоятельной работы студента

3.4 Ароматический концентрат представляет собой смесь, состоящую из 120 кг бензола, 75 кг толуола и 25 кг этилбензола. Найти массовый и молярный состав смеси.

3.5 Для приготовления пробы товарного бензина смешали в соотношении 1:1 по массам прямогонную бензиновую фракцию ($M=113$ кг/кмоль, $\rho=732$ кг/м³) и бензин каталитического риформинга ($M=106$ кг/кмоль, $\rho=791$ кг/м³). Определить молярный и объемный состав полученной смеси.

3.6 Даны смесь двух нефтяных фракций. Объем первой фракции $V_1=36$ м³, ее плотность $\rho_1=802$ кг/м³, соответственно для второй фракции $V_2=76,5$ м³, $\rho_2=863$ кг/м³. Найти массовую долю каждой фракции.

4. ПЛОТНОСТЬ. МОЛЯРНАЯ МАССА

Плотность.

Для нефти или нефтепродукта плотность является важнейшей физической величиной, определяемой отношением массы вещества к его объему. В качестве единицы плотности в СИ применяют килограмм на кубический метр ($\text{кг}/\text{м}^3$) и дольные единицы. На практике чаще используют относительную плотность. Относительная плотность жидкого нефтепродукта – это безразмерная величина, представляющая собой отношение его истинной плотности к плотности дистиллированной воды, взятых при определенных температурах. При этом относительная плотность обозначается символом $\rho_{t_1}^{t_2}$, где t_1 – температура воды, $^\circ\text{C}$ (К), t_2 – температура нефтепродукта, $^\circ\text{C}$ (К). В Советском Союзе стандартными приняты температуры: для воды 4°C , для нефтепродукта 20°C (ρ_{20}^4). В США, Англии и некоторых других странах стандартные температуры для нефтепродукта и воды одинаковы – $15,6^\circ\text{C}$ (ρ_{15}^{15}).

Известно, что плотность уменьшается с ростом температуры. Для большинства нефтей и нефтяных фракций эта зависимость носит линейный характер и определяется формулой Д.И.Менделеева.

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \alpha(t - 20) \quad (4.1)$$

где ρ_4^t – относительная плотность при температуре t ;

ρ_4^{20} – относительная плотность при 20°C ;

α – средняя температурная поправка относительной плотности на один градус.

Значения температурной поправки необходимо взять у преподавателя.

Формула Д.И. Менделеева применима в сравнительно узком интервале температур от 0 до 50°C для нефтепродуктов, содержащих относительно небольшие количества твердых парафинов и ароматических углеводородов. Плотность жидких нефтепродуктов при высоких температурах можно определить по графику (рис.4.1). Указанные номограммы дают хорошие результаты при давлении до 1,5 МПа.

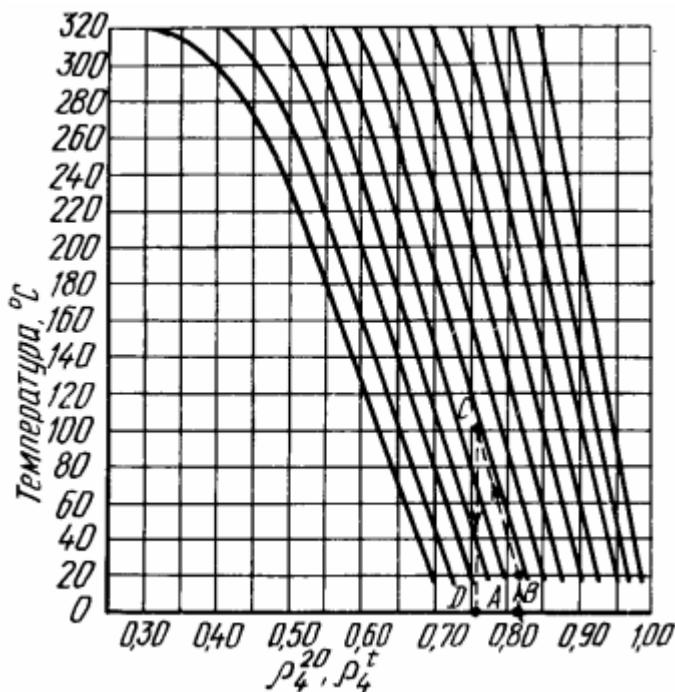


Рис. 4.1. Зависимость относительной плотности жидких нефтепродуктов от температуры

Пример 4.1. Определить относительную плотность жидкой нефтяной фракции при 100°C , если ее $\rho_4^{20} = 0,811$.

Решение. Воспользуемся графиком (рис.4.1), который позволяет по известной плотности найти любую другую. На оси абсцисс отложим значение плотности 0,811. Из полученной точки А восставим перпендикуляр до пересечения с горизонталью, соответствующей температуре 20°C , при которой определена заданная плотность (точка В). Из точки В параллельно ближайшей наклонной кривой проводим линию до пересечения с горизонталью, соответствующей искомой температуре (точка С). Опустив из точки С перпендикуляр на ось абсцисс (точка D), находим требуемую плотность $\rho_4^{120} = 0,755$.

В некоторые формулы, применяемые в практических расчетах нефтезаводских процессов, входит значение плотности ρ_{15}^{15} . Пересчитать ее можно следующим образом:

$$\rho_4^{20} = \rho_{15}^{15} - 5\alpha \quad (4.2)$$

Плотность является аддитивным свойством, поэтому при смешении различных нефтепродуктов смеси может быть легко определена. В зависимости от способа выражения состава смеси для расчета применяются следующие уравнения:

по заданным массам компонентов

$$\rho_{\text{см}} = \frac{m}{\sum(m_i/\rho_i)} \quad (4.3)$$

по массовым долям

$$\rho_{\text{см}} = \frac{1}{\sum(x_i/\rho_i)} \quad (4.4)$$

по объемным долям

$$\rho_{\text{см}} = \sum(x_{Vi}\rho_i) \quad (4.5)$$

Если состав выражен в молярных долях, их следует вначале пересчитать в массовые доли и затем определить плотность смеси.

Молярная масса. В СИ необходимо четко различать безразмерную величину – молярную массу M с единицей СИ – килограмм на моль (кг/моль) и дольными единицами. Численные значения относительной молекулярной массы и молярной массы, выраженной в граммах на моль (килограммах на киломоль), совпадают. В нефтезаводских расчетах обычно используют единицу измерения молярной массы килограмм на киломоль (кг/кмоль).

Для нефти, нефтяных фракций и нефтепродуктов под понятием «молярная масса» подразумевается ее среднее значение, которое находится экспериментально или расчетом по эмпирическим зависимостям. С повышением температуры кипения нефтяных фракций молярная масса растет. Эта закономерность лежит в основе формулы Б.М. Воинова для определения молярной

массы M нефтяной фракции.

Для парафиновых углеводородов и узких бензиновых фракций она записывается в виде

$$M = 60 + 0,3t_{cp.m} + 0,001t^2_{cp.m} \quad (4.6)$$

Или

$$M = 52,63 - 0,246 T_{cp.m} + 0,001 T^2_{cp.m} \quad (4.7)$$

Более точные результаты дает эта формула с учетом характеризующего фактора K :

$$M = (40,28K - 411,6) + (2,0977 - 0,208K) \quad (4.8)$$

$$T_{cp.m} + (0,0003K - 0,00245) t^2_{cp.m} \quad (4.9)$$

По формуле (4.3) можно определить молярную массу фракций, выкипающих до 350°C со средней относительной ошибкой 5%.

Пример 4.2. В качестве сырья каталитического риформинга для получения ксиолов используется узкая бензиновая фракция 120-140°C плотность $\rho_4^{20}=0,7513$. Известно содержание (в молярных долях) в сырье 5-ти градусных фракций: 120-125°C – 0,20; 125-130°C – 0,24; 130-135°C – 0,30; 135-140°C – 0,26.

Найти среднюю молярную массу сырья.

Решение. Вначале определим средние арифметические температуры кипения 5-градусных фракций:

$$t_1 = \frac{120+125}{2} = 122,5 \text{ °C}$$

$$t_2 = \frac{120+130}{2} = 127,5 \text{ °C}$$

$$t_3 = 132,5 \text{ °C}$$

$$t_4 = 137,5 \text{ °C}$$

Найдем среднюю молярную температуру кипения сырья:

$$t_{cp.m} = \sum x'_i t_i = 0,20 \times 122,5 + 0,24 \times 127,5 + 0,30 \times 132,5 + 0,26 \times 137,5 = 10,6 \text{ °C}$$

Пересчитаем ρ_4^{20} на ρ_{15}^{15} .

Определим характеризующий фактор:

$$K = \frac{1,216 \sqrt[3]{130,6 + 273}}{0,7554} = 11,9$$

Теперь можно подсчитать среднюю молярную массу сырья

$$M = (7 \times 11,9 - 21,5)(0,76 - 0,04 \times 11,9)130,6 + (0,0003 \times 11,9 - 0,00245) \times \\ \times (130,6)^2 = 117,99 = 118 \text{ кг/кмоль}$$

Зависимость между молярной массой и плотностью выражает формула Крэга

$$M = \frac{44,29 \rho_{15}^{15}}{1,03 - \rho_{15}^{15}}$$

Молярную массу смеси рассчитывают по правилу аддитивности исходя из известного состава и молярных масс компонентов,

$$M = \sum M_i x'_i, \quad M = \frac{1}{\sum (x_i / M_i)}.$$

Пример 4.3. Смешали 27 кг масляной фракции I ($\rho_4^{20} = 0,8647$) и 63 кг масляной фракции II ($\rho_4^{20} = 0,8795$). Определить молярную массу смеси.

Решение. Найдем плотность ρ_{15}^{15} для фракции I:

$$\rho_{15}^{15} = 0,8795 + 5 \times 0,00067 = 0,8829$$

для фракции II

$$\rho_{15}^{15} = 0,8795 + 5 \times 0,00067 = 0,8829$$

Определим молярную массу каждой фракции:

$$M_1 = \frac{44,29 \times 0,8681}{1,03 - 0,8681} = 237,5 \text{ кг / кмоль}$$

$$M_2 = \frac{44,29 \times 0,8829}{1,03 - 0,8829} = 265,8 \text{ кг / кмоль}$$

Зная количество фракций, определим их массовые доли:

$$x_1 = \frac{27}{27+63} = 0,3$$

$$x_2 = \frac{263}{27+63} = 0,7$$

Молярная масса смеси

$$M = \frac{1}{\frac{0,3}{237,5} + \frac{0,7}{265,8}} = 256,6 \text{ кг/кмоль}$$

Задачи для самостоятельного решения

4.4 Нефть находится в резервуаре при температуре 12°C. Определить ее плотность (относительную) в данных условиях, если $\rho_4^{20} = 0,8675$.

4.5 При перекачке нефти по нефтепроводу ее температура изменяется от 8 до 15°C. Найти относительную плотность нефти в начальной и конечной точках транспортировки, если ее $\rho_4^{20} = 0,851$.

4.6 Нефть закачали в резервуар при температуре 15°C; плотность, определенная нефтеденсиметром, составила 0,845. На следующий день температура нефти поднялась до 25°C. Определить ее плотность при этой температуре.

4.7 Дизельная фракция 180-230°C на выходе из холодильника атмосферно-вакуумной трубчатки (установка АВТ) имеет температуру 30°C. Найти ее относительную плотность при этой температуре, если $\rho_4^{20} = 0,8364$.

4.8 Самотлорская нефть имеет плотность при 20°C 852,5 кг/м³. Определить ее относительную плотность ρ_{15}^{15} .

4.9 Найти молярные массы прямогонных бензиновых фракций, если их средние температуры кипения $t_{\text{ср.м}}$ равны 115°C и 132°C.

4.10 Компонент дизельного топлива имеет среднюю молярную температуру кипения 274°C, его характеризующий фактор 10,8. Рассчитать молярную массу компонента.

4.11 Бензин-растворитель БР-1 "Галоша" характеризуется $t_{\text{ср.м}} = 97^\circ\text{C}$ и $K = 12,5$. Какова его молярная масса?

4.12 Плотность авиакеросина при 20°C составляет 776 кг/м³. Определить его среднюю молярную массу.

4.13 Эталонная смесь приготовлена из изо-октана и н-гептана, взятых в отношении 9:1 по массам. Найти среднюю молярную массу смеси.

5. КОНСТАНТЫ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ

Для расчета процессов нефте- и газопереработки необходимы сведения о состоянии равновесия между существующими паровой (газовой) и жидкой фазами [8]. Равновесное состояние - такое существование равновесных паровой и жидкой фаз, при котором не происходит никаких видимых изменений качественного или количественного характера. В равновесной системе жидкость – пар комбинированное уравнение Дальтона-Рауля имеет вид

$$k_i = \frac{y'_i}{x'_i} = \frac{p_i}{P} \quad (5.1)$$

где k_i – константа фазового равновесия;

y'_i и x'_i - мольные доли компонента в паровой и жидкой фазах;

p_i – давление насыщенных паров компонента, Па;

P – общее давление в системе, Па.

Уравнение адекватно для идеальных систем, но также может быть в приближении использовано и для расчета реальных систем близко кипящих гомологов при давлении до 0,3 МПа.

Более точные результаты дает уравнение Льюиса и Ренделла, но применимо оно для систем с давлением до 2 МПа

$$k_i = \frac{f_i^{\text{Ж}}}{f_i^{\text{П}}} \quad (5.2)$$

где $f_i^{\text{Ж}}$ и $f_i^{\text{П}}$ – фугитивности жидкости и пара, Па.

Ниже на рис. 5.1 – 5.3 представлены номограммы, необходимые для определения констант фазового равновесия при различных температурах.

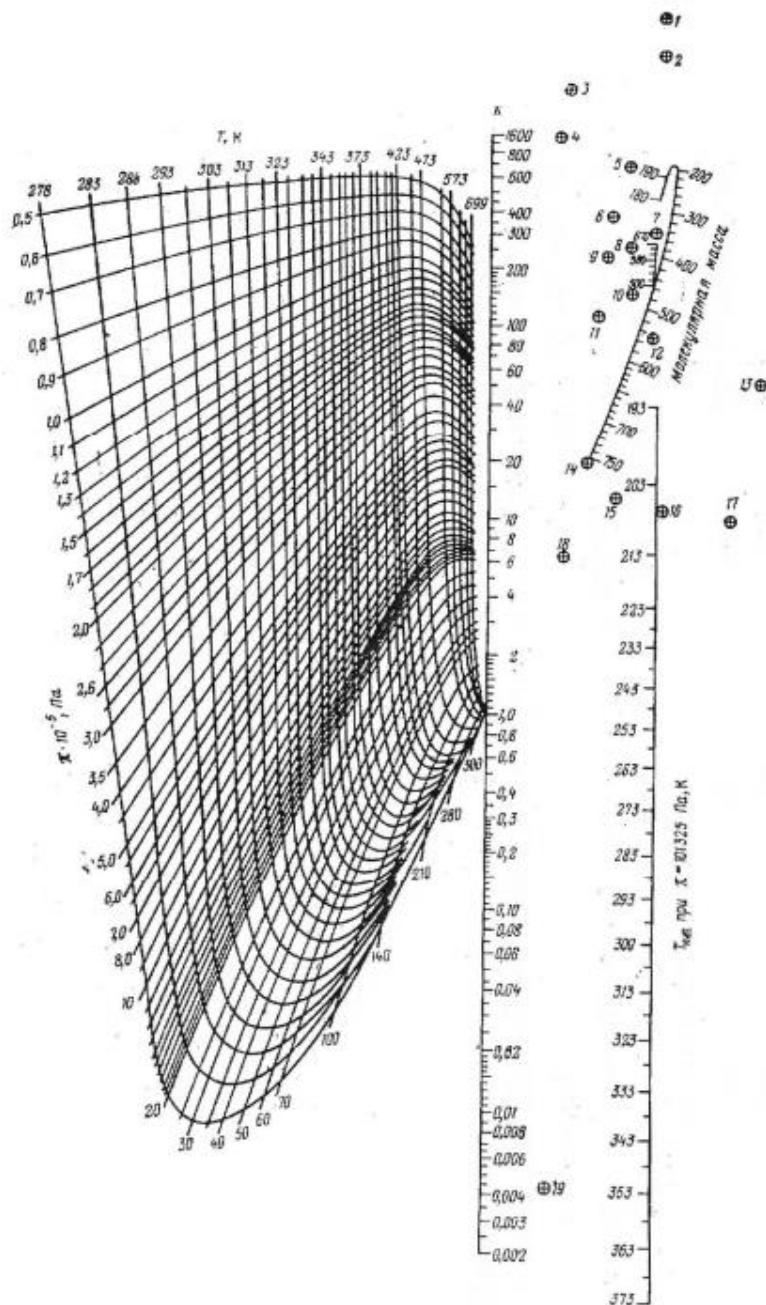


Рис. 5.1. Номограмма Уинна для определения констант фазового равновесия при повышенных температурах в зависимости от давления и нормальной температуры кипения соединения

1 – водород в лигроине; 2 – азот; 3 – водород в бензоле; 4 – водород в толуоле; 5 – окись углерода в декане; 6 – метан в бензоле; 7 – метан в углеводородах С7 – С12; 8 – метан в риформате; 9 – метан в толуоле; 10 – метан в легких углеводородах (отложена плотность в $\text{кг}/\text{м}^3$ при 293 К); 11 – метан в циклогексане; 12 – углекислый газ в природном газе и конденсате; 13 - водяной пар в бензине и керосине; 14 – метан в нефти; 15 – сероводород в бензине; 16 – сероводород в природном газе; 17 – пропан в бензоле; 18 - сероводород в газойле; 19 – толуол в метане

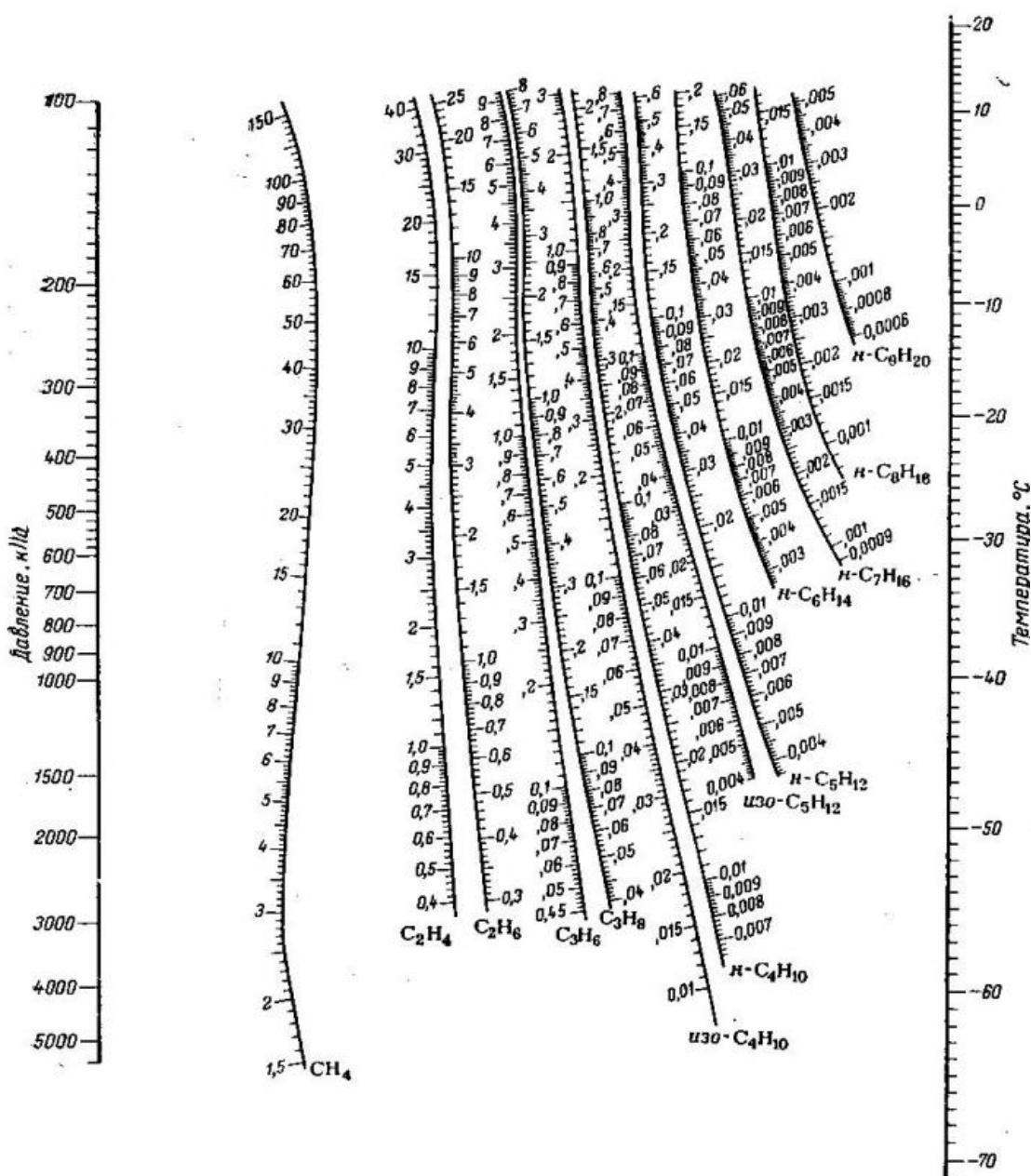


Рис. 5.2. Номограмма для определения констант фазового равновесия углеводородов при низких температурах

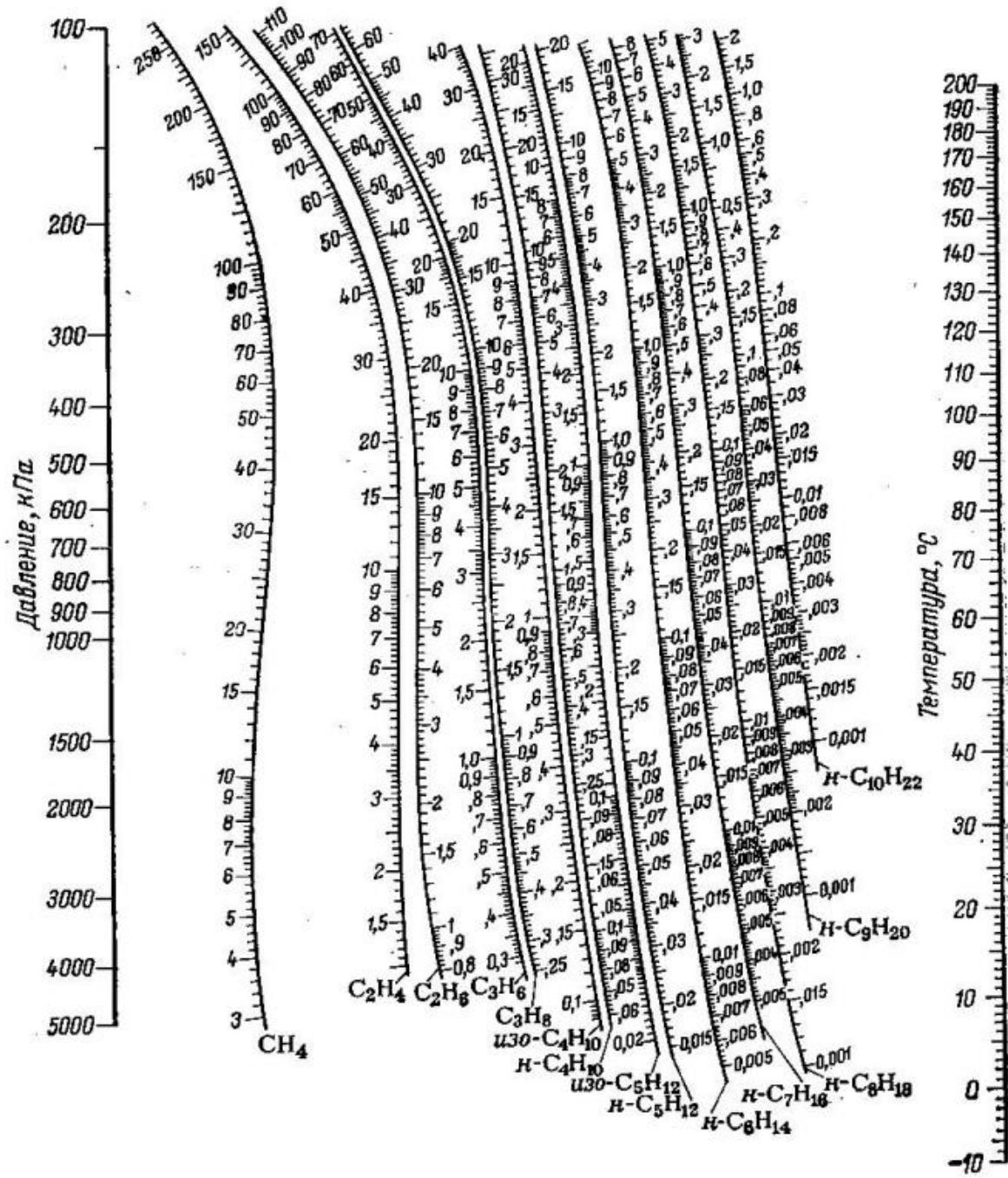


Рис. 5.3. Номограмма для определения констант фазового равновесия углеводородов при высоких температурах

Пример. Определить константу фазового равновесия для примера 5.1 по уравнениям для идеальной и реальной систем.

Решение. Константа фазового равновесия для идеальной системы вычисляется по уравнению (5.1), используя давление насыщенных паров и общее давление в системе – 0,46.

Константа фазового равновесия для реальной системы рассчитывается по уравнению Льюиса и Ренделла (5.2) – 0,49.

Задачи для самостоятельного решения

5.1. Рассчитать константу фазового равновесия узкой нефтяной фракции 64 – 79 °С плотностью $d_{20}^4=0,6925$ при 100 °С и 3,0 атм и определить её значение по номограмме.

5.2 Рассчитать константу фазового равновесия узкой нефтяной фракции 79 – 90 °С плотностью $d_{20}^4=0,7182$ при 110 °С и 830 мм рт. ст. и определить её значение по номограмме.

5.3. Рассчитать константу фазового равновесия узкой нефтяной фракции 90 – 104 °С плотностью $d_{20}^4=0,7240$ при 120 °С и 1,9 кгс/см² и определить её значение по номограмме.

5.4. Рассчитать константу фазового равновесия узкой нефтяной фракции 104 – 117 °С плотностью $d_{20}^4= 0,7330$ при 140 °С и 0,25 МПа и определить её значение по номограмме.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

- 1 Дайте определение плотности.
- 2 В каких пределах изменяется плотность нефти, нефтепродуктов?
- 3 Как меняется плотность нефти или нефтепродуктов а) при увеличении температуры; б) уменьшении температуры?
- 4 Какие приборы используются для измерения плотности жидкости? Поясните принцип их работы.
- 5 Дайте определение вязкости.
- 6 В каких единицах измеряется а) динамический коэффициент вязкости в системе СИ; б) кинематический коэффициент вязкости?
- 7 Какие приборы используются для измерения вязкости жидкости? Поясните принцип работы этих приборов.
- 8 Как меняется вязкость нефти и нефтепродуктов а) при увеличении температуры; б) уменьшении температуры?
- 9 Какой характер носит зависимость кинематического коэффициента вязкости жидкости от температуры?
- 10 Какие формулы применяются для вычисления кинематического коэффициента вязкости? Каковы области применения этих формул?
- 11 Дайте определение изобарной теплоемкости.
- 12 В каких пределах изменяется изобарная теплоемкость нефти и нефтепродуктов?
- 13 В каких единицах измеряется изобарная теплоемкость?
- 14 Как изменяется изобарная теплоемкость нефти и нефтепродуктов а) при увеличении температуры; б) уменьшении температуры?
- 15 Какой процесс характеризует коэффициент теплопроводности?
- 16 В каких пределах изменяется коэффициент теплопроводности для нефти и нефтепродуктов?
- 17 В каких единицах измеряется коэффициент теплопроводности?
- 18 Как изменяется коэффициент теплопроводности нефти и нефтепродуктов а) при увеличении температуры; б) уменьшении температуры?
- 19 Дайте определение давления насыщенных паров
- 20 В каких единицах измеряется давление насыщенных паров?
- 21 Как изменяется давление насыщенных паров а) при увеличении температуры; б) уменьшении температуры?
- 22 Дайте определение температуры застывания.
- 23 Какие параметры нефти влияют на выбор способа перекачки?

- 24 Дайте определение испаряемости.
- 25 Дайте определение температуры вспышки.
- 26 Какие жидкости называются а) горючими; б) негорючими?
- 27 Дайте определение температуры воспламенения.
- 28 Дайте определение температуры самовоспламенения.
- 29 Какая величина называется а) верхним пределом взрываемости; б) нижним пределом взрываемости; в) интервалом взываемости?
- 30 Каковы пределы взрываемости нефти?
- 31 Какие компоненты входят в состав природного газа?
- 32 Какой компонент природного газа является основным?
- 33 От чего зависит компонентный состав природного газа?
- 34 Какие типы месторождений, на которых добываются природные газы, вы знаете?
- 35 Какие газы называются а) сухими или тощими; б) насыщенными или жирными?
- 36 Какие основные параметры газа влияют на его транспорт?
- 37 Как изменяется плотность газа при уменьшении давления, увеличении давления?
- 38 Какие температура и давление характеризуют а) стандартные условия; б) нормальные условия?
- 39 Дайте определение критической температуры газа.
- 40 Дайте определение критического давления газа.
- 41 Что учитывает коэффициент сжимаемости?
- 42 Чему равен коэффициент сжимаемости при стандартных условиях?
- 43 Как определить а) приведенную температуру; б) приведенное давление?
- 44 Как изменится вязкость газа а) при увеличении температуры; б) уменьшении температуры?
- 45 Какое явление учитывает коэффициент Джоуля-Томсона?

ЛИТЕРАТУРА

- 1 *Васильев Г.Г.* Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е Коробков, А.А Коршак и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1. – 407 с.
- 2 *Тугунов П.И.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
- 3 *Лурье М.В.* Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2003. – 349 с.
- 4 *Коршак А.А.* Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 516 с.
- 5 *Муфтахов Е.М.* Расчеты специальных методов перекачки / Е.М. Муфтахов, Р.А. Фазлетдинов, М.А. Иляева. – Уфа: УГНТУ, 2005. – 54 с.
- 6 МИ 2632-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета. – Казань: ВНИИР, 2001.
- 7 *Иляева М.А.* Расчет физических параметров нефти, нефтепродуктов и газа / М.А. Иляева, Р.А. Фазлетдинов, Т.В. Дмитриева. – Уфа: УГНТУ, 2007. – 36 с.
- 8 *Моисеев А.В.* Расчетные методы определения физико-химических свойств углеводородных систем, нефти и нефтепродуктов: Примеры и задачи / А. В. Моисеев. – Комсомольск-на-Амуре : ГОУВПО «КнАГТУ», 2010. – 179 с.

Учебное издание

**Гимаева Алина Рашитовна
Ганиева Гузель Рафиковна
Маннанов Ильдар Илгизович
Варфоломеев Михаил Алексеевич**

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗОВ**

Учебно - методическое пособие