Министерство нефтяной промышленности

УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ

СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УТВЕРЖДЕН
Первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И.Игревским
20 апреля 1984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

РД 39-30-1092-84

1984

gost.e-ecolog.ru

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящий проект руководящего документа "Методика расчета основных физических параметров газонасыщенной нефти для определения характеристик центробежных насосов" разработан по заказу Главтранснефти кафедрой "Гидравлика и гидромашины" Уфимского нефтяного института совместно с институтом СибНИИНП и при участии института ВНИИСПТнефть.

Методика устанавливает способы и порядок расчета состава и основных физических параметров газонасыщенных нефтей для определения энергетических и кавитационных характеристик центробежных насосов. Методика предназначена для научных и инженерно-технических работников, связанных с проектированием и эксплуатацией магистральных нефтепроводов и нефтепромыслового обустройства.

В разработке РД 39-30-1092-84 участвовали: д-р тех. наук, профессор П.И.Тугунов, д-р тех. наук, профессор Л.Г.Колпаков, канд. тех. наук, доцент М.К.Рогачев, канд. тех. наук, ассистент А.А.Коршак, канд. тех. наук, доцент Р.А.Брот, аспирант Н.Г.Бурмыгина – Уфимский нефтяной институт; зав. лабораторией института СибНИИНП, канд. тех. наук В.И.Ш[illegible]; зав. лабораторией института ВНИИСПТнефть канд. тех. наук Ш.И.Р[illegible]уллин.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика расчета основных физических параметров газонасыщенных нефтей для определения характеристик центробежных насосов

РД 39-30-1092-84 Вводится впервые
Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 18.06. 1984 г. № 359
Срок введения установлен с 01.08.84
Срок действия до 01.08.89

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика устанавливает способы и порядок расчета состава и основных физических параметров газонасыщенных нефтей для определения энергетических и кавитационных характеристик центробежных насосов. Методика предназначена для научных и инженерно-технических работников, связанных с проектированием и эксплуатацией магистральных нефтепроводов и нефтепромыслового обустройства.

I.2. В число определяемых физических параметров входят: плотность ρ, вязкость μ, поверхностное натяжение σ, относительный объем газа в двухфазной системе $\tilde{\sigma}$, газовый фактор нефти Γ, теплоемкость нефти C_ρ, теплопроводность нефти λ, скрытая теплота парообразования r.

Для определения этих параметров приводятся расчетные формулы, позволяющие определить их при заданных значениях давления, температуры и компонентном составе нефти.

I.3. Указанные параметры газонасыщенной нефти определяются в однородном состоянии для условий, близких к давлению насыщения. В отдельных случаях приводятся формулы для расчета параметров двухфазного состояния или при давлениях, существенно больших давления насыщения. Под газонасыщенной понимается нефть, которая при заданной температуре имеет давление насыщения выше атмосферного.

I.4. Большинство расчетных формул физических параметров газонасыщенных нефтей содержат явно или неявно параметры газожидкостной смеси $M_{см}$, $M_г$, $M_ж$, $\nu_г$, $\nu_ж$ и другие, а также величину мольной концентрации компонентов в жидкой и газовой фазах x_i и y_i. Поэтому в методику включен раздел, в котором изложены методы расчета этих параметров по константам фазового равновесия.

I.5. Предлагаемые расчетные методы применимы при давлениях от 0,I МПа до 7,0 МПа и температурах в интервале от 5 до 90°С (в отдельных случаях диапазон применимости тех или иных выражений оговорен дополнительно).

I.6. Способы прямого экспериментального определения состава, свойств газонефтяных систем и составляющих их компонентов, знание которых необходимо при подготовке исходных данных для расчетов, должны соответствовать требованиям отраслевого стандарта "Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований, форма представления результатов" (ОСТ 39-II2-80) и отраслевой "Инструкции по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр" (РД 39-I-353-80).

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

2.I. Основные выражения для расчета параметров газонасыщенной нефти (ГНН) базируются на минимальном количестве исходных данных. Такими исходными данными являются: давление P, температура T, компонентный состав газонефтяной смеси z_i, и ее молекулярная масса $M_{см}$.

2.2. Если известны экспериментальные значения плотности ρ_g, вязкости μ_g дегазированной нефти и газового фактора, получаемого при однократном разгазировании газонасыщенной нефти, то искомые величины можно рассчитать по приведенным в методике эмпирическим формулам.

2.3. В рекомендуемых методикой расчетах физических свойств фаз используются такие физические свойства индивидуальных компонентов, как критические параметры (температура $T_к$ и давление $P_к$), молекулярная масса, плотность при стандартных условиях. Значение

этих параметров для индивидуальных компонентов приведены в приложении I.

2.4. Последовательность разделов методики определяется необходимостью предварительного расчета параметров ГНН в состоянии равновесия с ее парами. Эти расчеты изложены в разделах 3 и 4. Последующие формулы базируются на сведениях о равновесном состоянии системы. Некоторые дополнительные исходные данные приводятся в тексте методики.

3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ В СОСТОЯНИИ РАВНОВЕСИЯ С ЕЕ ПАРАМИ

Расчет фазовых равновесий

3.I. В общем случае задача определения компонентного состава и молекулярной массы газонасыщенной нефти при условиях сепарации (P_c и T_c) сводится к расчету фазового равновесия исходной газонефтяной смеси (пластовой нефти или нефти с предыдущей ступени сепарации) при заданных термодинамических условиях.

3.2. Расчет фазовых равновесий при давлениях выше 7,0 МПа рекомендуется проводить в соответствии с требованиями руководящих документов "Методика расчета фазовых равновесий и физических свойств фаз нефтегазоконденсатных систем" (РД 39-I-348-80) и "Руководство по расчету фазовых превращений газоконденсатных систем и свойств фаз на ЭВМ" (РД 39-I-579-8I).

3.3. Рекомендуемый настоящей методикой способ расчета фазового равновесия при давлениях ниже 7,0 МПа основан на использовании более доступной исходной информации и имеет простую технику счета. Последовательность расчетов приведена как для ручного счета, так и для ЭВМ. Отдельные разовые и проверочные расчеты могут проводиться вручную. Программа расчетов на ЭВМ ЕС-I022 представлена в приложении 2.

3.4. Исходными данными для работы программы являются:

- компонентный состав ГНН (Z_i), молярная концентрация десяти компонентов в следующей последовательности: CO_2, N_2, CH_4, C_2H_6, C_3H_8, изо-C_4H_{10}, н-C_4H_{10}, изо-C_5H_{12}, н-C_5H_{12}, C_{6+} высшие (совокупность компонентов тяжелее гексана "C_{6+} высшие"

рассматриваются как один гипотетический компонент, обладающий свойствами, средними для всей совокупности входящих в его состав истинных компонентов);

- температура сепарации, T_c , К ;
- абсолютное давление сепарации, P_c , МПа ;
- количество ступеней сепарации;
- молекулярные массы компонентов;
- молекулярная масса комплекса C_{6+} высшие, переходящего в газовую фазу;
- исходная масса ГНН, 1000 кг;
- маркировочные данные (дата проведения расчетов, название месторождения, индекс пласта).

3.5. Относительные количества и составы находящихся в равновесии разделенных жидкой и газовой фаз определяются системой уравнений фазовых концентраций;

$$\sum_{i=1}^{n} x_i = \sum_{i=1}^{n} \frac{Z_i}{K_i - (K_i - 1)\cdot L} = 1 ; \qquad (3.1)$$

$$\sum_{i=1}^{n} y_i = \sum_{i=1}^{n} \frac{Z_i \cdot K_i}{1 + (K_i - 1)\cdot V} = 1 , \qquad (3.2)$$

где n – число компонентов (в данном случае – 10);

Z_i – мольная доля i-того компонента в исходной системе;

x_i, y_i – мольная доля i-того компонента соответственно в жидкой и газовой фазах;

K_i – константа фазового равновесия i-того компонента;

L, V – мольная доля газовой и жидкой фаз в исходной системе.

3.6. Константа фазового равновесия характеризует соотношение мольных долей компонента в газовой и жидкой фазах:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} . \qquad (3.3)$$

В общем случае константа фазового равновесия является функцией независимых переменных, число которых равно числу компонентов системы. В рассматриваемых частных случаях для газонефтяных смесей в диапазоне давлений 0,1 – 7,0 МПа константы фазового равновесия можно считать зависящими только от давлений и температуры. Особенности фазового поведения метана, этана и условного компо-

нента C_{6+} внешие, содержащего практически неделимый хроматографическими методами остаток, учитываются благодаря экспериментально определенным закономерностям, приближенно соблюдающимся для природных систем нефтяных месторождений. Расчет значения константы фазового равновесия i-того компонента сводится к последовательному решению следующих выражений:

$$K_i = \frac{0{,}0069}{P} \cdot 10^{(a + cF_i)}; \qquad (3.4)$$

$$F_i = \beta_i \left(\frac{1}{T_{b_i}} - \frac{1}{T} \right); \qquad (3.5)$$

$$a = 1{,}2 + 652{,}67 \cdot 10^{-4} \cdot P + 31{,}55 \cdot 10^{-4} \cdot P^2; \qquad (3.6)$$

$$c = 0{,}890 - 246{,}56 \cdot 10^{-4} \cdot P - 7{,}36 \cdot 10^{-4} \cdot P^2, \qquad (3.7)$$

где P – заданное давление разгазирования, МПа;

T – заданная температура, К;

T_{b_i}, β_i – независимые от условий разгазирования величины, характеризующие природу i-того компонента.

Величине T_{b_i} представляет собой условную или фактическую температуру кипения i-того компонента, а значение β_i численно равно комплексному параметру

$$\beta_i = \frac{\lg P_{ki} + 1}{\frac{1}{T_{b_i}} - \frac{1}{T_{ki}}}, \qquad (3.8)$$

где P_{ki} и T_{ki} – критические давления и температура i-того компонента.

Рекомендуемые для расчета констант равновесия значения β_i и T_{b_i} приведены в таблице I.

Таблица I

Значения вспомогательных величин для расчета фазового равновесия

Наименование компонента	Численные значения	
	β_i	T_{b_i}
I	2	3
Азот	261,1	60,6
Двуокись углерода	382,2	107,8
Сероводород	631,1	183,9
Метан	166,7	52,2

Продолжение таблицы I

I	2	3
Этан	636,I	I68,3
Пропан	999,4	230,8
Изобутан	II3I,7	26I,4
н-бутан	II96,I	272,7
изопентан	I3I5,5	30I,2
н-пентан	I377,8	309,2
Компонент C_{6+} высшие	I468,7	5I4,0

Для углеводородов (за исключением метана, этана и условного компонента C_{6+} высшие) значение β_i и T_{β_i} могут быть приближенно определены с помощью следующих выражений: для нормальных парафиновых углеводородов

$$\lg T_{\beta_i} = 1{,}8298 + 2{,}4583 \lg\lg M_i ; \qquad (3.9)$$

$$\lg \beta_i = 1{,}9399 + 0{,}64454 \lg M_i ; \qquad (3.10)$$

для изомеров

$$\lg T_{\beta_i} = 1{,}7561\text{5} + 2{,}6813 \lg\lg M_i ; \qquad (3.11)$$

$$\lg \beta_i = 1{,}8434 + 0{,}69687 \lg M_i . \qquad (3.12)$$

Пример расчета констант равновесия приведен в приложении 3.

3.7. По известным значениям содержания компонентов в исходной смеси (z_i), молекулярной массы ($M_{см}$) и констант равновесия (K_i) с помощью уравнений фазовых концентраций рассчитываются мольные доли компонентов в газовой и жидкой фазах при заданных давлениях P_c и температуре T_c . На основании выражений (3.I) и (3.2) для одного моля смеси можно записать систему уравнений:

$$\sum_{i=1}^{n} x_i = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^{n} \frac{z_i}{\left(\frac{L}{V}\right) + K_i} = 1 ; \qquad (3.13)$$

$$V + L = 1. \qquad (3.14)$$

После отыскания значений L и V методом последовательных приближений с заранее заданной точностью по соотношениям (3.I3) и (3.I4) определяют составы газовой y_i и жидкой x_i фаз.

3.3. Молекулярные массы и составы газовой и жидкой фаз свя заны соотношениями:

$$M_г = \sum_{i=1}^{n} M_i \cdot y_i \quad ; \qquad (3.15)$$

$$M_ж = \sum_{i=1}^{n} M_i \cdot x_i \quad ; \qquad (3.16)$$

$$M_{см} = \sum_{i=1}^{n} M_i \cdot Z_i = M_г \cdot V + M_ж \cdot L \quad . \qquad (3.17)$$

Молекулярная масса условного компонента C_{6+} высшие в жидкой фазе рассчитывается путем преобразования выражения (3.17):

$$M^{ж}_{C_{6+}} = \frac{M_{см} - M_г \cdot V - L \sum_{i=1}^{n} M_i \cdot x_i}{L \cdot x_{C_{6+}}} \quad . \qquad (3.18)$$

В газовой фазе компонент $C_{6+высшие}$ имеет переменную молекулярную массу, зависящую от его состава и параметров сепарации. При низких (до 20°С) температурах сепарации молекулярную массу компонента $C_{6+высшие}$ в газе допускается принимать близкой к значению молекулярной массы гексана (86,18). При повышенных температурах молекулярная масса компонента $C_{6+высшие}$ определяется по формуле:

$$M^{г}_{C_{6+}} = 59,81 \cdot K_{C_{6+}} + 6,6 \lg t_c - 0,4 (\lg P_c + 1) + 86,18 \qquad (3.19)$$

Расчет относительного содержания газа
в газонефтяной смеси при заданных P и T

3.9. Одним из важных параметров газонасыщенной нефти при ее транспорте является относительное содержание газа, которое определяет соотношение объемов или масс газовой и жидкой фаз в газонефтяной смеси при заданных давлении и температуре перекачки.

Относительным массовым содержанием газа $\delta_м$ назовем величину

$$\delta_м(P,T) = \frac{M_г \cdot V}{M_ж \cdot L} \quad \left[кг/кг\right] \quad , \qquad (3.20)$$

где $M_г \cdot V$ – доля моля в газовой фазе, находящаяся в равновесии при данном давлении и температуре с долей моля в жидкой фазе $M_ж \cdot L$.

Величина $M_г \cdot V / \rho_г = V'_г$ равна объему доли моля газа, находящегося в равновесии с жидкостью.

Величина $M_ж \cdot L / \rho_ж = V_ж'$ равна объему доли моля жидкости, находящейся в равновесии с газом.

Относительный объем газа δ есть величина, равная отношению

$$\delta = \frac{V_г'}{V_ж'} = \frac{M_г \cdot V \cdot \rho_ж}{M_ж \cdot L \cdot \rho_г} = \frac{V_г^м \cdot V}{V_ж^м \cdot L} \quad [м^3/м^3], \qquad (3.21)$$

где $V_г^м$ – объем, занимаемый при P и T одним молем газа, находящегося в равновесии с жидкостью ;

$V_ж^м$ – объем, занимаемый при P и T одним молем жидкости, находящейся в равновесии с газом.

3.10. Численное значение относительного объема газа в смеси определяется после подстановки в уравнение (3.21) результатов расчета фазовых равновесий. Процедура отыскания плотности жидкой фазы $\rho_ж$ в зависимости от состава, давления и температуры приводится в разделе 5.

Плотность газовой фазы при заданных P и T рассчитывается согласно уравнению состояния :

$$\rho_г(P,T) = \frac{M_г \cdot T_0 \cdot P}{22{,}414 \cdot T \cdot P_0 \cdot Z} = \qquad (3.22)$$

$$= \frac{M_г \cdot 273{,}15 \cdot P}{22{,}414 \cdot T \cdot 0{,}1 \cdot Z} = \frac{121{,}94 \cdot M_г \cdot P}{T \cdot Z} \quad [кг/м^3],$$

где Z – коэффициент сжимаемости газа ;

22.4 – объем одного моля газа при нормальных условиях (P_0=0,1 МПа; T_0=273,15 К)

С достаточной для инженерных целей точностью коэффициент сжимаемости может быть определен из выражения :

$$Z = 1 - \frac{3{,}52 \cdot P_п}{10^{0{,}9813 \cdot T_п}} + \frac{0{,}274 \cdot P_п^2}{10^{0{,}8157 \cdot T_п}}, \qquad (3.23)$$

где приведенные параметры

$$P_п = \frac{P}{P_{кр}} \quad ; \quad T_п = \frac{T}{T_{кр}} .$$

3.II. При заданных условиях разгазирования (давление сепарации P_c , температура сепарации T_c) относительный объем газа в двухфазной системе определяется выражением (3.2I). Для равновесной жидкой фазы давление сепарации P_c одновременно является давлением насыщения при данной температуре. Для определения объема газа, растворенного в нефти при давлении насыщения (газовый фактор), процедура расчета фазовых равновесий повторяется для оставшейся жидкой фазы. В последнем случае величине газового фактора соответствует объему газа, выделившемуся из каждого кубометра нефти при снижении давления до атмосферного (Γ_o).

Определив таким образом газовые факторы данной нефти при различных давлениях насыщения, можно получить кривую зависимости величины Γ_o от давления насыщения. Для набора температур строится семейство таких кривых.

В программе предусмотрен расчет газового фактора нефти при различных значениях давления насыщения и температуры. Метод расчета газового фактора по компонентному составу нефти универсален, пригоден для нефтей любой газонасыщенности, для любого количества ступеней сепарации.

В результате расчета параметров газонасыщенных нефтей по предлагаемой программе на ЭВМ серии ЕС на печать выводятся следующие расчетные величины:

- число молей каждого компонента в исходной пробе нефти;
- молярные доли компонентов в газовой фазе (y_i);
- молярные доли компонентов в жидкой фазе (x_i);
- молекулярная масса газовой фазы $M_г$;
- молекулярная масса жидкой фазы $M_ж$;
- удельный объем газовой фазы $v_г$;
- удельный объем жидкой фазы $v_ж$;
- число молей в газовой фазе;
- число молей в жидкой фазе;
- объем газовой фазы при нормальных условиях;
- объем жидкой фазы;
- молекулярная масса C_{6+} в жидкой фазе;
- относительный объем газа δ при давлении насыщения;
- относительный объем газа δ_o , приведенный к атмосферному давлению;
- газовый фактор Γ_o (P,T);
- доля моля вещества в паровой фазе при P и T - V .

В приложении 3 показан пример расчета параметров ГНН в состоянии равновесия с парами.

4. РАСЧЕТ КРИВОЙ НАСЫЩЕНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ (ГНН)

4.1. Кривая насыщения ГНН имеет самостоятельное значение при расчете характеристик насосов, а также используется при определении некоторых термодинамических параметров.

4.2. Кривая насыщения ГНН соответствует равновесию с бесконечно малым количеством паров ее и строится как функция давления в диапазоне изменения температур перекачки.

4.3. На линии насыщения система находится почти полностью в жидком состоянии, поэтому для нее можно записать уравнение

$$\sum_{i=1}^{n} K_i \cdot x_i = 1 . \qquad (4.1)$$

4.5. Расчет производится при различных температурах T методом последовательных приближений по давлению с использованием результатов расчетов x_i по разделу 3. Для облегчения расчетов методом последовательных итераций прилагаются кривые зависимости констант равновесия от P и T (Приложение 4).

4.5. В качестве первого приближения задаемся значением давления насыщения, используя закон Рауля:

$$P_s = \sum_{i=1}^{n} x_i \cdot P_{si} , \qquad (4.2)$$

где P_{si} – давление насыщения i-го компонента при температуре T.

4.6. Для компонента C_{6+} P_{si} берем из справочника для того предельного углеводорода, молекулярная масса которого равна M_{C6+}.

4.7. Для полученного в пункте 4.5. P_s при T подсчитываем по формулам (3.3) константы равновесия K_i.

4.8. Для рассчитанных значений K_i по уравнению (4.1) находим сумму.

4.9. Если подсчитанная по (4.1) сумма дает величину меньше единицы, расчет повторяем при пониженном давлении P_s. Наоборот, если суммирование дает цифру больше единицы, подбира-

ют более высокое давление. Истинное значение P_s находим затем методом линейной интерполяции.

4.10. Для полученного с заранее заданной степенью точности значения P_s находим константы равновесия K_i и состав бесконечно малого количества пара, используя для каждого компонента зависимость

$$y_i = K_i \cdot x_i \quad . \tag{4.3}$$

4.11. Изложенный выше метод расчета повторяем для каждой температуры с учетом выбранного интервала.

4.12. По полученным данным строим кривую насыщения в координатах $P_s - T$ для ГНН. Следует отметить, что расчет давления насыщения по известному компонентному составу является приближенным.

4.13. Пример расчета такой кривой по изложенной методике демонстрируется в приложении 4. Расчеты удобно выполнять по специальной подпрограмме, составленной для ЭВМ.

5. ПЛОТНОСТЬ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

5.1. Плотность газонасыщенной нефти уменьшается прямо пропорционально количеству растворенного газа. В условиях трубопроводного транспорта газонасыщенной нефти количество растворенного газа таково, что плотность уменьшается не более чем на 10%.

5.2. Расчет плотности газонасыщенной нефти может быть выполнен двумя методами: по компонентному составу смеси, когда заданы мольные доли x_i, молекулярные массы M_i и плотности в сжиженном состоянии ρ_i компонентов, и по результатам разгазирования проб - в этом случае должны экспериментально определяться плотность дегазирования нефти при температуре перекачки ρ_{gi}, газовый фактор Γ_0 и плотность выделяющегося газа дегазации ρ_{r0}. Величины ρ_{r0} и Γ_0 также могут быть рассчитаны по составу исходной смеси с использованием констант фазового равновесия (см. раздел 3).

Определение плотности газонасыщенной нефти по ее компонентному составу

5.3. Если известен компонентный состав ГНН для атмосферных условий по экспериментальным данным, то оценка величины плотности ГНН выполняется по зависимости, рекомендованной Стендингом и Катцем, в которой поправки на давление и температуру определяются по формулам Гипровостокнефть

$$\rho = \rho_1 + \Delta\rho_t + \Delta\rho_p \ , \qquad (5.1)$$

где ρ_1 – фиктивная плотность газонасыщенной нефти при стандартных условиях

$$\rho_1 = \frac{\sum_{i=1}^{n} z_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{z_i \cdot M_i}{\rho_i}} \ ; \qquad (5.2)$$

$$\Delta\rho_t = (185{,}4 - 0{,}148\,\rho_1)(20 - t)\cdot 10^{-2} ; \qquad (5.3)$$

$$\Delta\rho_p = (187{,}4 - 0{,}154\,\rho_1)(P - 0{,}1)\cdot 10^{-2} . \qquad (5.4)$$

При известной молекулярной массе нефти $M_ж$ поправки к значению плотности на температуру и давление допускается рассчитывать по выражениям:

$$\Delta\rho_t = \frac{9{,}3}{\sqrt{M_ж}}(20 - t) \ ; \qquad (5.5)$$

$$\Delta\rho_p = \frac{8{,}3}{\sqrt{M_ж}}(P - 0{,}1) . \qquad (5.6)$$

5.4. Расчет фиктивной плотности газонасыщенной нефти при стандартных условиях ρ_1 выполняется в предположении, что газонасыщенная нефть представляет собой смесь индивидуальных жидких компонентов. Рекомендуемые величины плотности компонентов приведены в приложении I.

5.5. Молекулярная масса $M_{c_{6+}}$ и плотность $\rho_{c_{6+}}$ компонента "гексан плюс высшие" вычисляется по уравнениям

$$M_{c_{6+}} = \frac{M_{см} - \sum_{i=1}^{n} z_i \cdot M_i}{z_{c_{6+}}} \ ; \qquad (5.7)$$

$$\rho_{c_{6+}} = \frac{M_{c_{6+}} \cdot 10^3}{47{,}409 + 0{,}955 \cdot M_{c_{6+}}} \qquad (5.8)$$

5.6. Фиктивная плотность метана и этана при определении величины плотности ГНН по выражению (5.2) рассчитывается по формулам

$$\rho_{c_1} = (1 - 0{,}1 x_{c_1}) \cdot \frac{M_{c_{2+}} \cdot 10^3}{2{,}14 \cdot M_{c_{2+}} + 8{,}24}\ ; \qquad (5.9)$$

$$\rho_{c_2} = \left(\frac{M_{c_{3+}}}{3{,}04 \cdot M_{c_{3+}} + 125{,}27} + 0{,}242\right) \cdot 10^3\ ; \qquad (5.10)$$

где $M_{c_{2+}}$ – молекулярная масса системы без метана и неуглеводородных газов;

$M_{c_{3+}}$ – молекулярная масса системы без метана, этана и неуглеводородных газов.

5.7. Введение поправок к найденной величине плотности на температуру и давление в системе производится по формулам (5.3), (5.4) или (5.5), (5.6)

Расчет плотности газонасыщенной нефти по результатам разгазирования проб

5.8. Для определения плотности газонасыщенной нефти по известным плотности дегазированной нефти, газовому фактору и плотности газа, выделяющегося из нефти при ее разгазировании, рекомендуется два метода.

5.9. По первому – более точному – плотность газонасыщенной нефти при температуре t и давлении, равном давлению насыщения, вычисляется по уравнению

$$\rho_t = \frac{\rho_{gt} + \rho_{ro} \cdot \Gamma_o}{B_н} \qquad (5.11)$$

где $B_н = 1 + 1{,}322 \cdot 10^{-3}\left[1 + 3{,}7 \cdot 10^{-3}(t + 273)\right] \rho_{ro}^{0{,}5} \cdot \Gamma_o$, (5.12)

объемный коэффициент газонасыщенной нефти при данной температуре.

5.10. Плотность газонасыщенной нефти при давлении, большем давления насыщения, находится по уравнению

$$\rho(P,t)=\rho_t+\Delta\rho_p, \qquad (5.13)$$

где $$\Delta\rho_p=\left\{1{,}874\left[1+1{,}5425(P_s-0{,}1)\right]-1{,}5425\cdot10^{-3}\cdot\rho_{20}\right\}\cdot(P-P_s); \qquad (5.14)$$

$$\rho_{20}=\frac{\rho_t+1{,}825\,(t-20)}{1+0{,}001315(t-20)} \qquad (5.15)$$

– плотность газонасыщенной нефти при температуре 20°С.

Данная формула дает хорошие результаты при газовых факторах от 0 до 30 нм/м³.

5.11. Более удобной для оперативных расчетов является зависимость, аналогичная выражению (5.1), где фиктивная плотность ρ_1 газонасыщенной нефти при стандартных условиях определяется по формуле:

$$\rho_1=\rho_g-(1{,}050-0{,}345\ln\rho_{ro})\cdot\Gamma_o, \qquad (5,16)$$

где ρ_g – плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{ro} – плотность насыщающего нефть газа, кг/м³.

Фактическое значение плотности находится по выражению (5.1), где поправки на давление и температуру рассчитываются по формулам (5.3), (5.4) или (5.5), (5.6).

6. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ НЕФТИ НА ГРАНИЦЕ С ГАЗОМ В РАВНОВЕСНОМ СОСТОЯНИИ

6.1. Расчет поверхностного натяжения нефти на границе с газом ведется по уравнению:

$$\sigma^{1/4}=10^{-3}\sum_{i=1}^{n}P_{ch_i}\left(x_i\frac{\rho_{ж}}{M_{ж}}-y_i\frac{\rho_{гр}}{M_г}\right), \qquad 10^{-3}\left[\frac{Дж}{м^2}\right] \qquad (6.1)$$

где P_{ch_i} – парахор i-го компонента;

x_i, y_i – мольные доли i-го компонента в нефтяной и газовой фазах (см. раздел 3);

$\rho_{нс}, \rho_г$ – плотность нефтяной и газовой фаз, кг/м^3;
$M_{нс}, M_г$ – молекулярные массы нефтяной и газовой фаз.

6.2. Значения парахоров для $N_2, CO_2, C_1, C_2, \ldots, C_5$ находятся по таблице (приложение I), а парахор фракции C_{6+} – с помощью графика (приложение 7) по молекулярной массе дегазированной нефти.

7. ВЯЗКОСТЬ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

7.I. Вязкость газонасыщенной нефти также может быть найдена как по компонентному составу смеси, так и с использованием данных по результатам разгазирования конкретной пробы газонасыщенной нефти. В последнем случае заданы вязкость и плотность дегазированной нефти при температуре перекачки μ_{gt}, ρ_{gt}, газовый фактор Γ_0, плотность газа дегазации ρ_{rg}, приведенная к температуре 273 К.

Определение вязкости ГНН по данным разгазирования проб

7.2. Расчет вязкости газонасыщенной нефти μ по ее компонентному составу должен применяться тогда, когда отсутствуют какие-либо экспериментальные данные по свойствам рассматриваемой системы. Наиболее точно величина μ может быть определена по экспериментально найденным значениям вязкости и плотности дегазированной нефти, количеству и плотности выделяющегося при разгазировании пробы газа.

7.3. Расчет вязкости газонасыщенной нефти при температуре t и давлении насыщения P_s необходимо вести по формуле

$$\mu_t = \frac{\mu_{gt}}{(1+2{,}4\Gamma_0)^a}, \qquad (7.I)$$

где коэффициент a вычисляется по зависимости

$$a = 1{,}5212 \cdot 10^{-4} \left(\rho_{gt} - 750\right)^{1{,}4302} \cdot \mu_{gt}^{0{,}02151} \cdot \rho_{ro}^{0{,}09432} \qquad (7.2.)$$

Формула (7.I) получена обработкой экспериментальных данных

по нефтям , свойства которых изменяются в следующих пределах: плотность – от 770 до 904 кг/м^3 ; динамическая вязкость – от I до 56 мПа с ; газовый фактор – от 0 до 30 нм^3/м^3 ; плотность растворенного газа – от I до 2 кг/м^3.

7.4. В трубопроводах давление превышает величину давления насыщения. Поправка вязкости на давление вносится по уравнению

$$\mu(P) = \mu_t[1+\alpha(P-P_s)], \qquad (7.3)$$

где α – пьезокоэффициент вязкости вычисляется по зависимости

$$\alpha = 8{,}1\cdot10^{-3}\,\mu_t^{0{,}2906}. \qquad (7.4)$$

Расчет вязкости газонасыщенной нефти
по её компонентному составу

7.5. Расчет вязкости газонасыщенной нефти по её компонентному составу должен применяться лишь тогда, когда отсутствуют какие-либо экспериментальные данные по свойствам рассматриваемой системы .

7.6. В основу метода положен расчет по константам равновесия, приведенный в разделе 3. Величины газового фактора и плотности газа берутся по результатам расчета сепарации газонасыщенной нефти при температуре 20^{0}С , а в качестве плотности дегазированной нефти при стандартной температуре ρ_{g20} должна быть взята плотность жидкой фазы, получаемой в результате сепарации газонасыщенной нефти при стандартных условиях .

7.7. Выполняется расчет плотности дегазированной нефти при температуре перекачки

$$\rho_{gt} = \rho_{g20} - (1{,}825 - 0{,}001345\,\rho_{g20})(t-20). \qquad (7.5)$$

7.8. Динамическая вязкость дегазированной нефти при температуре перекачки находится по выражению

$$\mu_{gt} = \exp[a_0 + a_1(\rho_{gt} - a_2) + a_3(\rho_{gt} - a_2)^2], \qquad (7.6)$$

где a_0, a_1, a_2, a_3 – коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов на основании экспериментальных данных для каждого района нефтедобычи.

Ориентировочно в области температур от 10 до 40°С можно принять $a_0 = -1{,}04$; $a_1 = 0{,}7286 \cdot 10^{-2}$; $a_2 = 680$; $a_3 = 0{,}658 \cdot 10^{-4}$.

7.9. По формуле (7.1) вычисляется вязкость газонасыщенной нефти.

8. ТЕПЛОЕМКОСТЬ, ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ И ТЕПЛОТА ПАРООБРАЗОВАНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

8.1. Теплоемкость

Удельную теплоемкость газонасыщенной нефти рекомендуется определять по формуле Крего:

$$C_p = \frac{3{,}156}{\sqrt{\rho_{293}}}(762 + 3{,}39\,T) \quad , \qquad [\text{Дж/кг.К}] \qquad (8.1)$$

где ρ_{293} – плотность газонасыщенной нефти при 293 К ; определяется по зависимости , представленной в разделе 5 ;

T – температура нефти (нефтепродукта).

8.2. Коэффициент теплопроводности

Коэффициент теплопроводности рекомендуется определять по формуле

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{15}}(1 - 0{,}00054 \cdot t) \quad , \qquad [\text{Вт/м.°С}] \quad , \qquad (8.2)$$

8.3. Теплота парообразования

Связь между мольной теплотой испарения r , давлением насыщенного пара P_s , температурой T и изменением объема системы следует из уравнения Клапейрона-Клаузиуса:

$$r = \frac{80{,}2 \cdot T_1 \cdot T_2 \cdot \lg \frac{P_{s2}}{P_{s1}}}{T_2 - T_1} \quad . \qquad [\text{кДж/моль}] \qquad (8.3)$$

С помощью представленной зависимости можно приближенно вычислить значение мольной теплоты испарения, когда известны значения P_{s1} и P_{s2} – давления насыщения нефти при температурах T_1 и T_2 (в К).

Определение значений давлений насыщения газонасыщенной нефти от температуры рассмотрено в разделе 4.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Физические свойства компонентов газонефтяных систем

№№ пп	Компонент	Молекулярная масса, M_i	Критическая температура, T_{ki}, K	Критическое давление, МПа P_{ki}	Плотность жидкости при стандартных условиях, ρ_i кг/м³	Парахор компонента, P_{ch_i}
I	2	3	4	5	6	7
I	CO_2	44,0I	304,2	7,50	578	78
2	N_2	28,02	I26,I	3,46	467	4I
3	CH_4	I6,04	I90,7	4,58	-*	70,38
4	C_2H_6	30,07	306,0	4,86	-*	II0,86
5	C_3H_8	44,09	369,8	4,34	508	I50,8
6	i-C_4H_{I0}	58,I2	407,2	3,72	563	I8I,5
7	n-C_4H_{I0}	58,I2	425,2	3,57	584	I90,3
8	i-C_5H_{I0}	72,I5	46I,0	3,28	625	229,8
9	n-C_5H_{I0}	72,I5	470,4	3,30	63I	23I,3

Примечание: * Величины плотности метана и этана при стандартных условиях рассчитываются по данным о составе жидкой фазы

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПРОГРАММА РАСЧЕТА РАВНОВЕСНОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТИ С ВЕ ПАРАМИ

```
      INTEGER M,M1,N,KS,I1,I2,PN,KP
      REAL A,G,V,GL,GLG,CV,VNIS,SGM,SGML,AMB,VM,VG,SV,TN
      REAL K(20),L(20)
      DIMENSION D(20),Z(20),R(20),DZ(20),GSO(20),GSON(20),B(10),TP(10),
     *Y(20),X(20),GM(20),VGL(20),FL1(20),D1(3),D2(7),M1(3),B2(20)
      REAL GF
      DIMENSION S(6,20),S1(1,10)
   62 FORMAT(///8X,'УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ'/8X,'КАФЕДРА ГИДРАВЛИКИ И
     * ГИДРОМЕХАНИКИ'/8X,3A4//20X,'РАСЧЕТ ГАЗОВОГО ФАКТОРА СТУПЕНИ СЕПАРАЦИ
     *И'//8X,7A4,3A4)
   63 FORMAT(8X,'МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ИСХОДНОЙ НЕФТИ=',F8.4/8X,'PN=',
     *I3/8X,'TN=',F6.2)
   64 FORMAT(//58X,'ТАБЛИЦА N',I3)
  655 FORMAT(8X,62('-')/8X,'! N !МОЛЕКУЛ.! ЧИСЛО !МОЛ. ДОЛЯ!МОЛ. ДОЛЯ!МО
     *Л. ДОЛЯ! КОНСТ. !'/8X,'!   ! ВЕС   !!/8X,'! КОМПОН. !КОМПОН. !ЖК
     *ОМПОН. !',9X,'!'/8X,'!ПЛЕ !КОМПОН.! МОЛЕР ! В СМЕСИ !ГАЗ. ФАЗЕ!ЖИ
     *Д. ФАЗЕ!РАВНОВЕС.!'/8X,62('-'))
   67 FORMAT(8X,'!',I2,1X,'!',F8.4,'!',I6.4,1X,'!',F8.4,1X,'!',F8.5,1X,'
     *!',F8.5,1X,'!',F9.4,'!')
   69 FORMAT(8X,62('-')/14X,'ИТОГО! !',F6.4,1X,'!',F8.4,1X,'!',F8.5
     *,1X,'!',F8.5,1X,'!')
  150 FORMAT(/8X,'МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ГАЗА=',F8.4/
     *8X,'МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ЖИДК.ФАЗЫ=',F8.4/
     **X,'УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗ. ФАЗЫ=',F7.4/
     *8X,'УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ=',F9.4/
     **X,'V=',F9.7/8X,'ЧИСЛО МОЛЕЙ В ГАЗ. ФАЗЕ=',F8.4/
     **X,'ЧИСЛО МОЛЕЙ В ЖИДКОЙ ФАЗЕ',F8.4/8X,'ОБЪЕМ ГАЗ.ФАЗЫ ПРИ Н. У. =
     *',F8.4/8X,'ОБЪЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ=',F8.4/
     *8X,'МОЛЕК. ВЕС РЕКСАНА-РЕСН. В ЖИДКОЙ ФАЗЕ=',F8.4/
     **X,'ОБЪЕМНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ=',F8.4/
     *8X,'ОБЪЕМНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ ПРИ АТМ.ДАВЛЕНИИ=',F9.4//)
  531 FORMAT(8X,'ГАЗОВЫЙ ФАКТОР=',F9.5)
  532 FORMAT(8X,'СУММАРНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФАКТОР=',10F8.4)
  333 FORMAT(3A4,7A4,3A4)
  622 FORMAT(F6.2)
    7 FORMAT(I10)
    8 FORMAT(I10,F8.4,F8.2)
    9 FORMAT(2F8.4/2F8.4)
  712 FORMAT(10F8.4)
  715 FORMAT(10F8.4)
   10 FORMAT (2F5.0)
   15 FORMAT(10F9.4)
  155 FORMAT(10F9.7)
  156 FORMAT(10F9.6)
      READ(1,333)D1,D2,M1
    3 READ(1,8)N,A,G


  615 READ(1,715)(R(I),I=1,N)
    5 READ(1,9) (Z(I),I=1,N)
    4 READ(1,9)(D(I),I=1,N)
      I6=1
  222 I1=1
```

```
      JJ=0
      READ(1,7)KP
    2 READ(1,7)KS
      READ(1,10) (B(I),TB(I),I=1,N)
 2111 CONTINUE
  522 READ(1,622)TN
      TK=1.8*TN
      DO 51 I4=1,7,6
      PN=I4
      CX=0.89-(246.50E-5*PN)-(7.36E-6*(PN**2))
      AX=1.2+(852.67E-5*PN)+(31.55E-6*(PN**2))
   53 DO 50 I=1,N
      F=B(I)*((1./TB(I))-(1./TK))
   50 K(I)=6.0E-2/PN*(10.**(AX+(CX*F)))
   11 SZ=0
   12 DO 14 I=1,N
   13 SZ=SZ+Z(I)
   14 CONTINUE
   18 VMIS=0
   19 DO 21 I=1,N
   20 VMIS=VMIS+Z(I)*D(I)
   21 CONTINUE
   23 VNIS=G/VMIS
  331 SDZ=0
  332 DO 335 I=1,N
  340 DZ(I)=Z(I)*D(I)
  334 SDZ=SDZ+DZ(I)
  335 CONTINUE
   24 SL=0
   25 DO 28 I=1,N
   26 L(I)=VNIS*Z(I)
   27 SL=SL+L(I)
   28 CONTINUE
   29 A2=0
   30 V=0
   31 A1=0.00001
   32 DO 33 I=1,N
  232 A2(I)=(10000.*Z(I)*K(I))/((1./A1)+K(I)-1.)
  233 A2=A2+A2(I)
   33 CONTINUE
   34 V=A2/10000.
   35 A3=A1-V
   36 A5=ABS(A3)

   37 IF(A5-0.0000001)40,40,38
   38 A1=V
      A2=0
   39 GO TO 32
   40 GL=V*VNIS
   71 SY=0
   74 DO 78 I=1,N
   75 Y(I)=Z(I)*K(I)/(1+(K(I)-1)*V)
   76 SY=SY+Y(I)
   78 CONTINUE
   72 CM=0
   73 AY=Y(N)*A
  733 NS=N-1
  734 DO 736 I=1,NS
  735 CM=CM+D(I)*Y(I)
  736 CONTINUE
  164 CM=CM+AY
   79 GLG=VNIS-GL
   80 SX=0
   81 DO 84 I=1,N
```

```
   82 X(I)=Y(I)/K(I)
   83 SX=SX+X(I)
   84 CONTINUE
   85 SGM=0
   86 DO 88 I=1,NS
   87 SGM=SGM+D(I)*Y(I)*GL
   88 CONTINUE
  166 SGM=SGM+AY*GL
   89 SGML=G-SGM
   90 U=0
   91 NK=N-1
   92 DO 94 I=1,NK
   93 U=U+X(I)*D(I)
   94 CONTINUE
   95 AMB=SGML/GLG
      VM=(AMB-U)/X(N)
   96 DL1(N)=VM
  100 DO 107 I=1,N
  101 S(1,I)=D(I)
  102 S(2,I)=L(I)
  103 S(3,I)=Z(I)
  104 S(4,I)=Y(I)
  105 S(5,I)=W(I)
  106 S(6,I)=X(I)
  107 CONTINUE
      VG=(22,4/PN)/CM
      SV=GL*22,4
  108 R(N)=1030,*DL1(N)/(44,2+DL1(N))

  109 SVGL=0
  110 DO 113 I=3,NK
  111 VGL(I)=X(I)*D(I)/R(I)
  112 SVGL=SVGL+VGL(I)
  113 CONTINUE
 1013 SVGL=SVGL+X(N)*D(N)/R(N)
  114 VGLU=SVGL/AMB
  115 GSO(I4)=0,CR314*0,99*TN*V/(PN*SVGL*(1,-V))
      GSON(I4)=GSO(I4)*PN
      GSON(KP)=GSON(1)
  118 WRITE(3,62)D1,D2,M1
  999 WRITE(3,73)VMIS,PN,TN
      WRITE(3,64)I6
      I6=I6+1
  120 WRITE(3,655)
   65 DO 121 I=1,N
   66 WRITE(3,67) I,(S(J1,I),J1=1,6)
  121 CONTINUE
   70 WRITE(3,69) SL,SZ,SV,SX
  122 WRITE(3,150)CM,AMB,VG,VGLU,V,GL,GLG,SV,SVGL,DL1(N),GSO(I4),GSON(I4
     *)
      GF=GSON(KP)-GSO(I4)
      WRITE(3,531) GF
   51 CONTINUE
  123 I1=I1+1
  124 IF(I1-K5)2111,2111,125
  125 CONTINUE
      STOP
      END
```

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Пример расчета параметров газонасыщенной нефти в состоянии равновесия с парами

По изложенной программе выполнен расчет параметров сепарации пластовой нефти Ромашковского месторождения при следующих условиях:

$$P_c = 0{,}7\ МПа\ ; \qquad T_c = 293{,}15\ К\ .$$

Результаты расчета приведены в таблице 2 и таблице 3.

В качестве примера на рис. I приводятся расчетные зависимости газового фактора нефти при различных значениях давления насыщения и температуры.

На рис. 2 приведены результаты сопоставления расчетных значений газового фактора с экспериментальными данными.

Определение относительного объема газа методом ручного счета выполнено в табл. 4.

Расчет выполнен для случая разгазирования пластовой нефти до давления 0,59 МПа при температуре 25°С. Расчет констант газового равновесия выполнен по формулам раздела 3. Значения вспомогательных коэффициентов a и c соответственно составили I,2396 и 0,8752. В табл. 4 приведены расчеты величины y_i для пробных значений V = 0,5; 0,4; 0,407. В нижней строчке таблицы приведены суммы этих величин по компонентам. За искомое значение V принято 0,407. Дальнейшие итерации не приводят к уточнению расчета. Молекулярную массу C_{6+} в газе принимаем близкой к молекулярной массе гексана и равной 87,0. Молекулярная масса C_{6+} в жидкой фазе рассчитывается из выражения (3.I8). В данном примере эта величина равна 215,3. Относительный объем газа определяется на основе полученных значений V и L. Рассчитанная плотность жидкой фазы 827 кг/м^3; плотность газа при условиях сепарации - 4,90I кг/м^3.

Относительный объем газа δ равен:

$$\delta = \frac{M_г \cdot V \cdot \rho_ж}{M_ж \cdot L \cdot \rho_г} = \frac{20{,}311 \cdot 0{,}407 \cdot 827}{184{,}5209 \cdot 0{,}593 \cdot 4{,}901} = 12{,}748 \quad [м^3/м^3]$$

Таблица 2

УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА ГИДРАВЛИКИ И ГИДРОМАШИН
28-04-1982Г.

РАСЧЕТ ГАЗОВОГО ФАКТОРА

ЕФИМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ В2(Т2)
МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ИСХОДНОЙ НЕФТИ=139,0000
PN= 7
TN=293,15

ТАБЛИЦА N 18

N П/П	МОЛЕКУЛ. ВЕС КОМПОН.	ЧИСЛО МОЛЕЙ	МОЛ. ДОЛЯ КОМПОН. В СМЕСИ	МОЛ. ДОЛЯ КОМПОН. В ГАЗ. ФАЗЕ	МОЛ. ДОЛЯ КОМПОН. В ЖИД. ФАЗЕ	КОНСТ. РАВНОВЕС.
1	44,0100	0,0252	0,0035	0,01425	0,00114	12,4441
2	28,0200	0,3050	0,0424	0,22966	0,00137	168,1055
3	16,0400	0,7547	0,1049	0,51422	0,01520	33,8214
4	30,0700	0,2478	0,0414	0,11326	0,02566	4,4117
5	44,0900	0,5640	0,0784	0,08440	0,07709	1,0949
6	58,1200	0,1813	0,0252	0,01240	0,02800	0,4428
7	58,1200	0,4036	0,0561	0,02053	0,06390	0,3212
8	72,1400	0,2388	0,0332	0,00539	0,03929	0,1372
9	72,1400	0,2331	0,0324	0,00409	0,03860	0,1059
10	209,1206	4,1906	0,5825	0,00185	0,70974	0,00261
	ИТОГО:	17,1942	1,00000	1,00000	1,00000	

МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ГАЗА= 45,2101
МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ЖИДК.ФАЗЫ=163,9349
УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗ. ФАЗЫ= 0,1269
УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ= 0,001234
V=0,1797441
ЧИСЛО МОЛЕЙ В ГАЗ. ФАЗЕ= 1,2931
ЧИСЛО МОЛЕЙ В ЖИДКОЙ ФАЗЕ 5,9011
ОБЪЕМ ГАЗ.ФАЗЫ ПРИ Н. У. = 28,9659
ОБЪЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ= 0,2024
МОЛЕК. ВЕС ГЕКСАНА+ВЫСШ. В ЖИДКОЙ ФАЗЕ=209,1915
ОБЪЕМНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ= 3,5946
ОБЪЕМНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ ПРИ АТМ.ДАВЛЕНИИ= 25,8625

ГАЗОВЫЙ ФАКТОР= 22,32272

Таблица 3

УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА ГИДРАВЛИКИ И ГИДРОМАШИН
25-05-1982Г.

РАСЧЕТ ГАЗОВОГО ФАКТОРА СТУПЕНИ СЕПАРАЦИИ ПО ДАННЫМ РАСЧЕ

ЕФИМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ В2(Т2)
МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ИСХОДНОЙ НЕФТИ=163.9277
PN= 7
TN=293.15

ТАБЛИЦА N 2

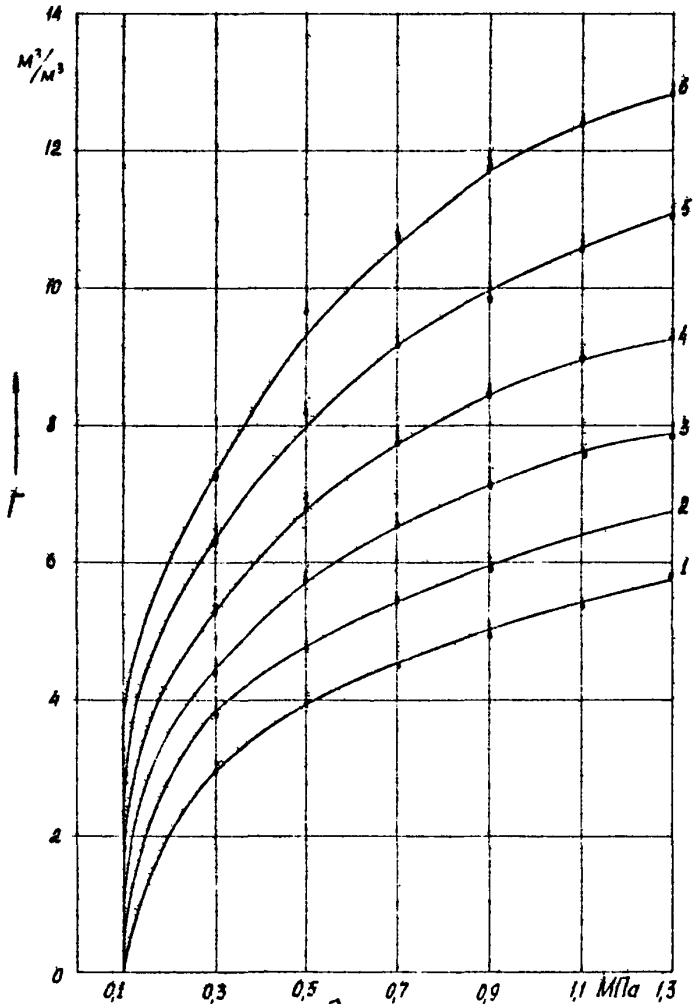
N П/П	МОЛЕКУЛ. ВЕС КОМПОН.	ЧИСЛО МОЛЕЙ	МОЛ. ДОЛЯ КОМПОН. В СЧЕСИ	МОЛ. ДОЛЯ КОМПОН. В ГАЗ. ФАЗЕ	МОЛ. ДОЛЯ КОМПОН. В ЖИД. ФАЗЕ	КОНСТ. РАВНОВЕС.
1	44.0100	0.0067	0.0011	0.01369	0.00110	12.4441
2	28.0200	0.0085	0.0014	0.23405	0.00140	168.1055
3	16.0400	0.0927	0.0152	0.51392	0.01519	33.8214
4	30.0700	0.1563	0.0257	0.11338	0.02570	4.4117
5	44.0900	0.4703	0.0771	0.08462	0.07710	1.0949
6	58.1200	0.1708	0.0280	0.01240	0.02800	0.4428
7	58.1200	0.3898	0.0639	0.02053	0.06390	0.3212
8	72.1400	0.2397	0.0393	0.00539	0.03930	0.1372
9	72.1400	0.2355	0.0386	0.00409	0.03860	0.1059
10	209.1915	4.3293	0.7097	0.00155	0.70971	0.0026
	ИТОГО:	6.1002	1.0000	1.00460	1.00000	

МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ГАЗА= 25.3344
МОЛЕКУЛЯРНЫЙ ВЕС ЖИДК.ФАЗЫ=163.9291
УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗ. ФАЗЫ= 0.1263
УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ= 0.001235
V=0.0000100
ЧИСЛО МОЛЕЙ В ГАЗ. ФАЗЕ= 0.0001
ЧИСЛО МОЛЕЙ В ЖИДКОЙ ФАЗЕ 6.1002
ОБЪЕМ ГАЗ.ФАЗЫ ПРИ Н. У. = 0.0014
ОБЪЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ= 0.2024
МОЛЕК. ВЕС ГЕКСАНА+ВЫСШ. В ЖИДКОЙ ФАЗЕ=209.1915
ОБЪЕМНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ= 0.0002
ОБЪЕМНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ ПРИ АТМ.ДАВЛЕНИИ= 0.0012

ГАЗОВЫЙ ФАКТОР= 11.54155

```
IEF285I   SYS82100.T000800.RF000.GIGMA.GOSET                PASSED
IEF285I   VOL SER NOS= BRESLR.
IEF285I   SYSOUT                                            SYSOUT
IEF285I   VOL SER NOS=
IEF285I   SYS82100.T000800.SF000.GIGMA.R0000026             DELETED
IEF285I   VOL SER NOS= MFT41B.
IEF285I   SYSOUT                                            SYSOUT
IEF285I   VOL SER NOS=
IEF285I   SYS82100.T000800.RF000.GIGMA.S0000028             SYSIN
IEF285I   VOL SER NOS= BRESLR.
IEF285I   SYS82100.T000800.RF000.GIGMA.S0000028             DELETED
IEF285I   VOL SER NOS= BRESLR.
IEF373I STEP /GO      / START 82100.0920
IEF374I STEP /GO      / STOP  82100.0921 CPU    0MIN 06.06SEC MAIN  46K
IEF285I   SYS82100.T000800.RF000.GIGMA.GOSET                DELETED
IEF285I   VOL SER NOS= BRESLR.
IEF375I JOB /GIGMA    / START 82100.0914
IEF376I JOB /GIGMA    / STOP  82100.0921 CPU    1MIN 02.40SEC
```

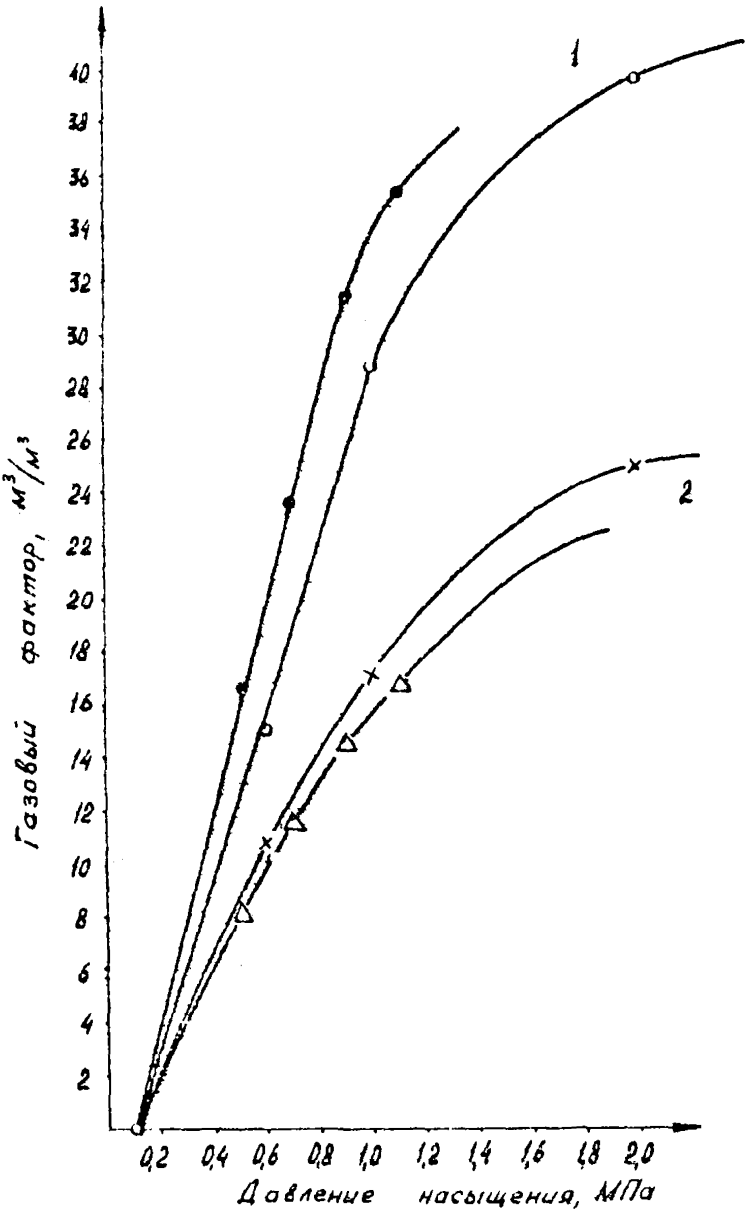
Зависимость газового фактора пластовой нефти Мишкинского месторождения от давления и температуры



I - T=273,I5 K; 2 - 283,I5 K; 3 - 293,I5 K; 4 - 303,I5 K; 5 - 3I3,I5 K; 6 - 323,I5 K

Рис.I

Зависимость газового фактора от давления насыщения



1 – Подгорненское месторождение, пласт C_2
● – расчет ○ – факт
2 – Ефимовское месторождение, пласт B_2T_2
× – расчет △ – факт

Рис. 2

Таблица 4

Расчет фазового равновесия газонасыщенной нефти при 0,59 МПа и 25°С

Наименование компонента	Z_i	M_i	F_i	K_i	$y_i = \frac{Z_i \cdot K_i}{1+(K_i-1)\cdot V}$ при $V=0,5$	при $V=0,4$	при $V=0,407$	$x_i = \frac{y_i}{K_i}$	$y_i \cdot M_i$	$x_i \cdot M_i$
Двуокись углерода	0,0011	44,01	2,1451	15,31	0,0021	0,0025	0,0025	0,00016	0,1100	0,0070
Азот	0,0066	25,02	3,4328	205,11	0,0111	0,0139	0,0137	0,00007	0,3839	0,0020
Метан	0,3599	16,04	2,6344	41,04	0,6769	0,8580	0,8540	0,0208	13,6962	0,3336
Этан	0,0170	30,07	1,5460	5,60	0,0288	0,0335	0,0331	0,0059	0,9953	0,1774
Пропан	0,0333	44,09	0,9781	1,46	0,0446	0,0485	0,0483	0,0331	2,1296	1,4594
Изобутан	0,0149	58,12	0,5336	0,595	0,0111	0,0106	0,0106	0,0178	0,6161	1,0345
Н-бутан	0,0407	58,12	0,3744	0,432	0,0246	0,0228	0,0229	0,0530	1,3309	3,0804
Изопентан	0,0196	72,14	0,0447	0,186	0,0061	0,0054	0,0055	0,02960	0,3968	2,1353
Н-пентан	0,0273	72,14	0,1761	0,142	0,0068	0,0059	0,0060	0,0422	0,4328	3,0443
Остаток C_{6+}	0,4746	214,84	2,0687	0,0031	0,0029	0,0024	0,0025	0,80640	0,2175	173,2470
Сумма	1,0000				0,8170	1,0135	0,9991	1,0091	20,3110	184,5209

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Пример расчета давления насыщения

Газонасыщенная нефть имеет состав, представленный в таблице 4. Требуется найти давление насыщения газонефтяной системы при температуре 20°С.

В качестве первого приближения возьмем уравнение Антуана для насыщенных паров:

$$\lg 10\ P_i = 10\left(A - \frac{B}{C+t}\right), \qquad (П.4.I)$$

где A,B,C - коэффициенты, характеризующие индивидуальный углеводород;

t - температура процесса, °С.

Для парафиновых углеводородов эти коэффициенты приведены в табл. 5.

Таблица 5

Значения коэффициентов уравнения Антуана

	A, МПа	B	C
C_1	0,443522	60,0I75	298,422
C_2	0,467281	I03,0628	3I2,233
C_3	0,443I20	I04,8900	278,960
C_4	0,430613	II2,0I65	27I,853
C_4	0,4II248	I03,0340	25I,04I
C_5	0,390896	I02,00I2	233,097
C_5	0,399291	I07,58I6	233,359

Неуглеводородные компоненты на этом этапе в расчет не принимаются.

По выражению (П.4.I) определяются значения давления паров компонентов P_i и по закону Рауля рассчитывается приближенная величина давления насыщения:

$$P_s = \sum_{i=3}^{n} x_i \cdot P_i = 0{,}513\ \text{МПа}\ . \qquad (П.4.2)$$

Для полученного давления по формулам раздела 3 или по графикам, приведенным в приложении 5, определяются константы фазового равновесия для всех компонентов смеси.

На линии насыщения должно выполняться равенство:

$$\sum_{i=1}^{n} K_i \cdot X_i = 1 , \qquad (П.4.3)$$

Как следует из табл. 6, в нашем случае эта сумма равна

$$\sum_{i=1}^{n} K_i \cdot X_i = 1,40285 .$$

Повторяем операцию определения констант, задавшись большим значением давления насыщения (0,9 МПа). Рассчитанные значения K_i приведены в табл. 6. Сумма произведений $K_i \cdot X_i$ для выбранного давления меньше единицы. Для следующего приближения воспользуемся методом деления отрезка пополам, выбранное давление составляет 0,7 МПа. При этом давлении вновь определяются значения K_i и проверяется условие (П.4.3). Как следует из табл. 6, выбранное давление соответствует критериальному условию. Следовательно, давление насыщения нефти данного состава при температуре 20°С составляет 0,7 МПа.

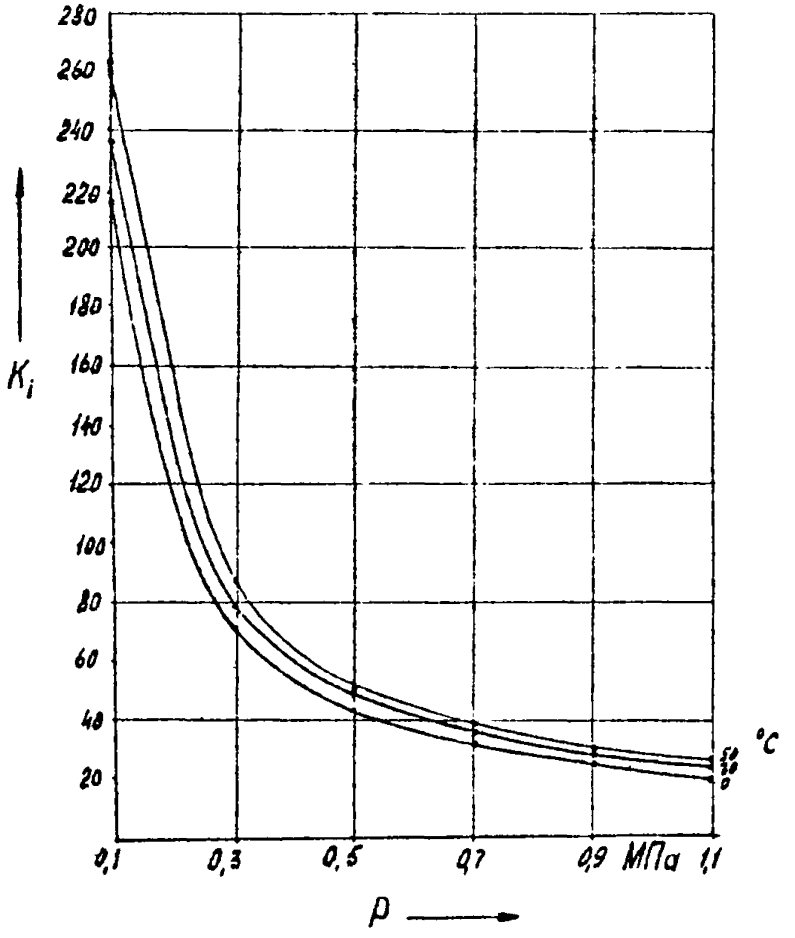
При машинном расчете операции могут быть выполнены для различных температур. По результатам строится кривая давления насыщения в зависимости от температуры.

Расчет давления насыщения нефти при 20°С

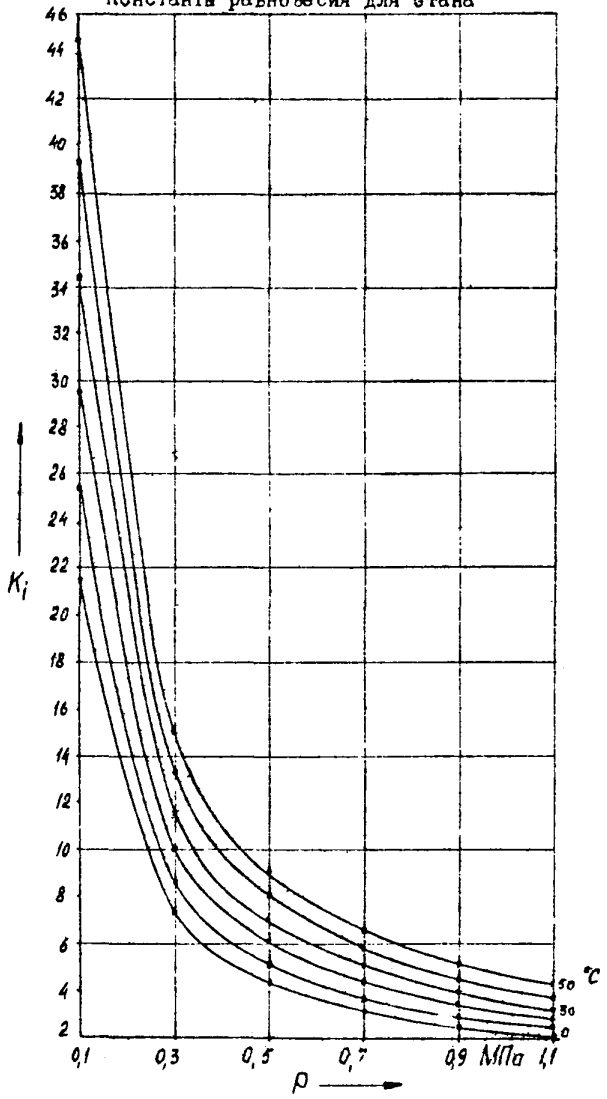
Наименование компонента	X_i	Значения давления, МПа					
		0,5		0,9		0,7	
		K_i	$K_i \cdot x_i$	K_i	$K_i \cdot x_i$	K_i	$K_i \cdot x_i$
Двуокись углерода	0,0011	17,304	0,01903	9,745	0,01072	12,444	0,01369
Азот	0,0014	237,342	0,33228	129,665	0,18153	168,196	0,23535
Метан	0,0152	47,305	0,71904	26,336	0,40031	33,821	0,51408
Этан	0,0257	6,097	0,15669	3,477	0,08936	4,412	0,11339
Пропан	0,0771	1,501	0,11573	0,870	0,06708	1,095	0,08442
Изобутан	0,0280	0,604	0,01691	0,354	0,00991	0,443	0,01240
Н-пентан	0,0336	0,143	0,00552	0,065	0,00328	0,106	0,00409
Н-бутан	0,0639	0,437	0,02792	0,257	0,01642	0,321	0,02051
Изопентан	0,0393	0,186	0,00731	0,110	0,00432	0,137	0,00538
Остаток C_{6+}	0,7097	0,0034	0,00241	0,0021	0,00149	0,0026	0,00185
Сумма	1,0000		1,40385		0,78443		1,0051

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

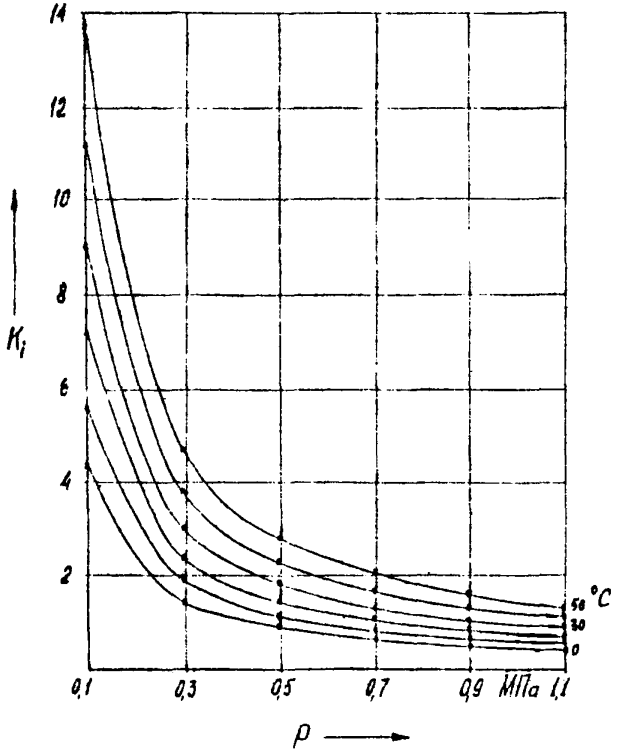
Константы равновесия для метана



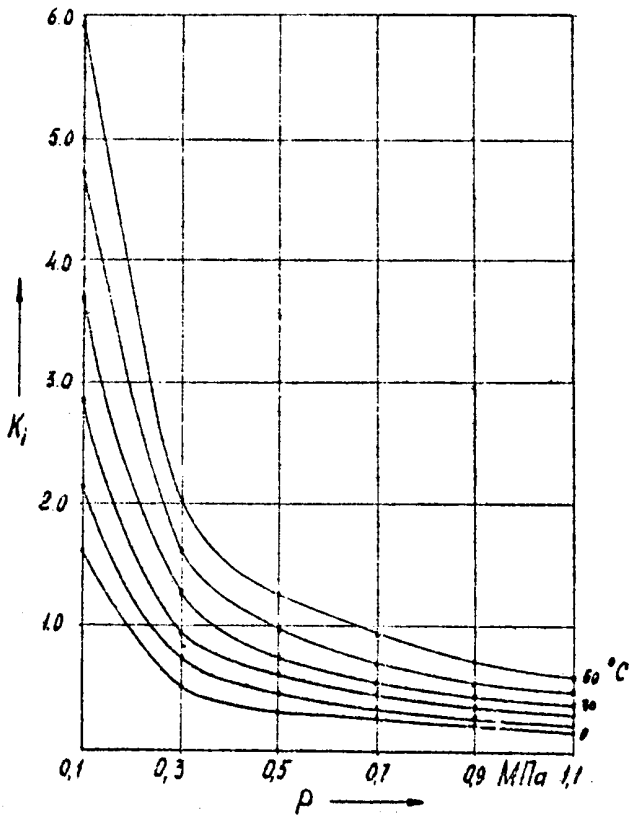
Константы равновесия для этана



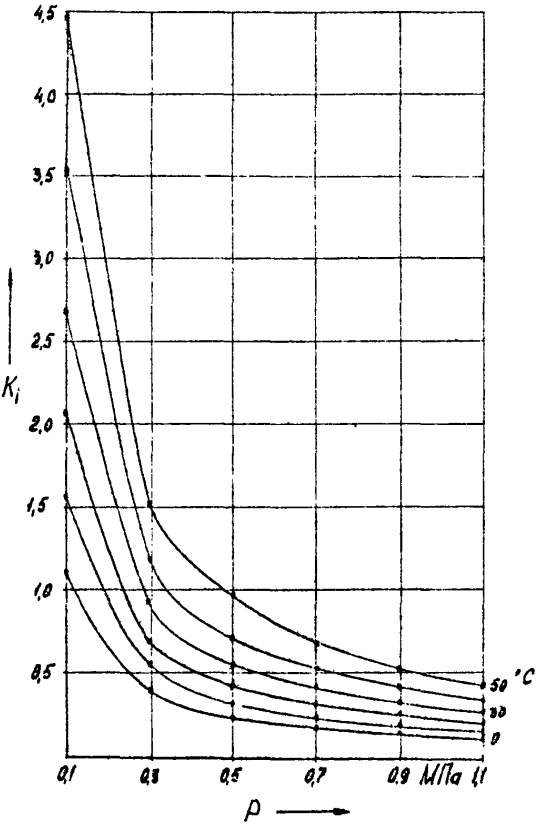
Константы равновесия для пропана



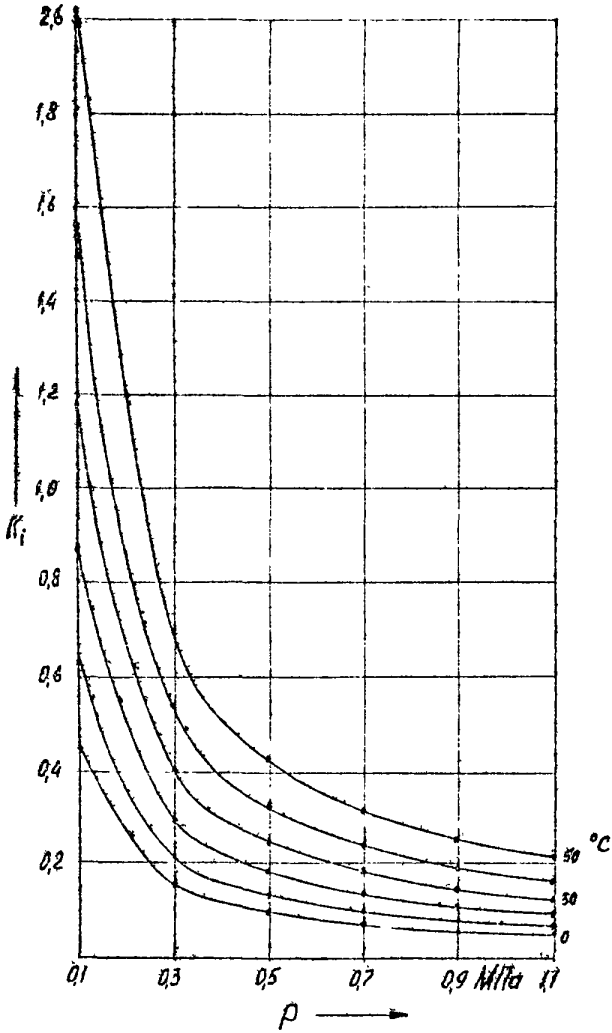
Константы равновесия для н-бутана



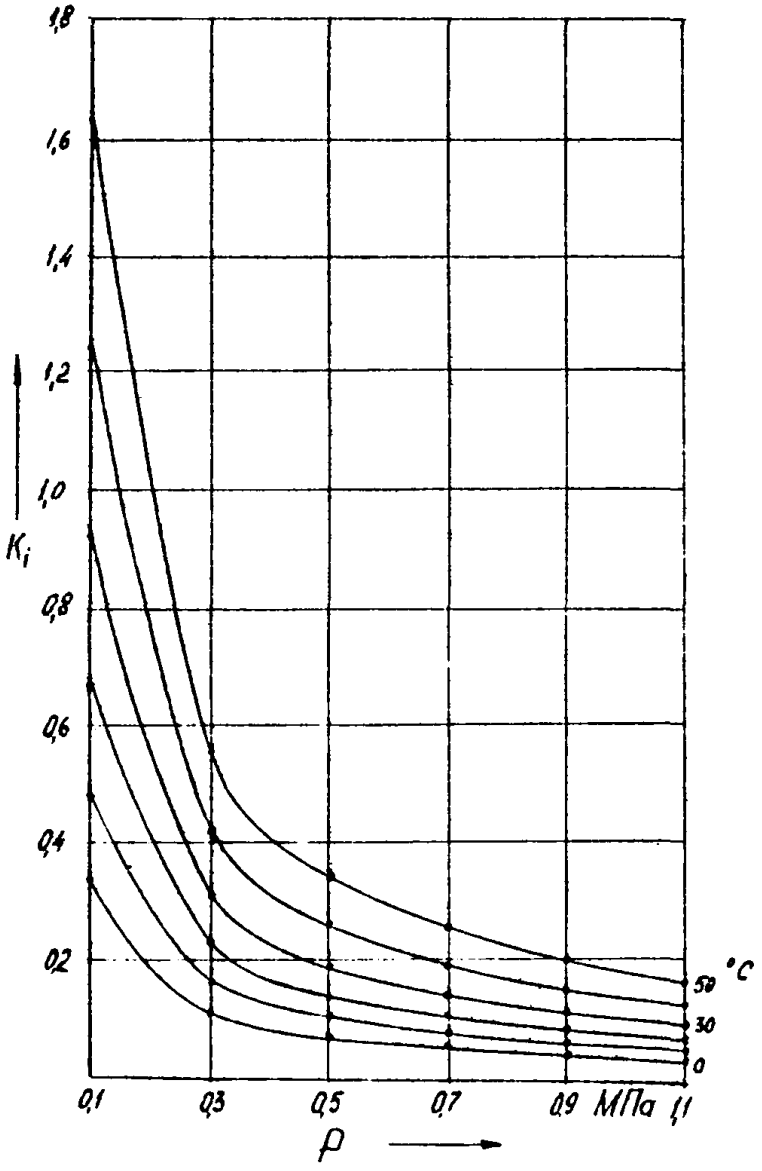
Константы равновесия для н-бутана



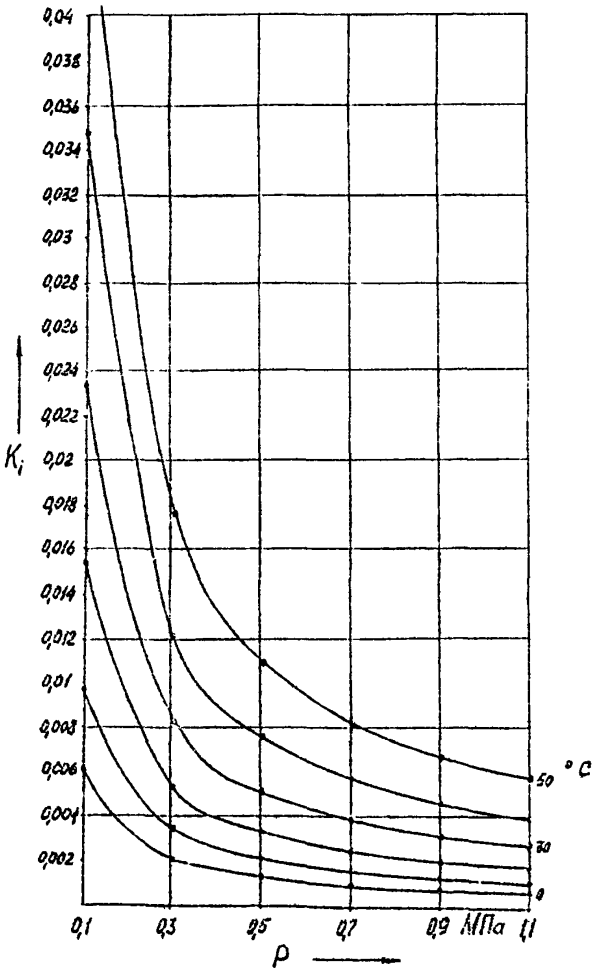
Константы равновесия для и-пентана



Константы равновесия для н-пентана

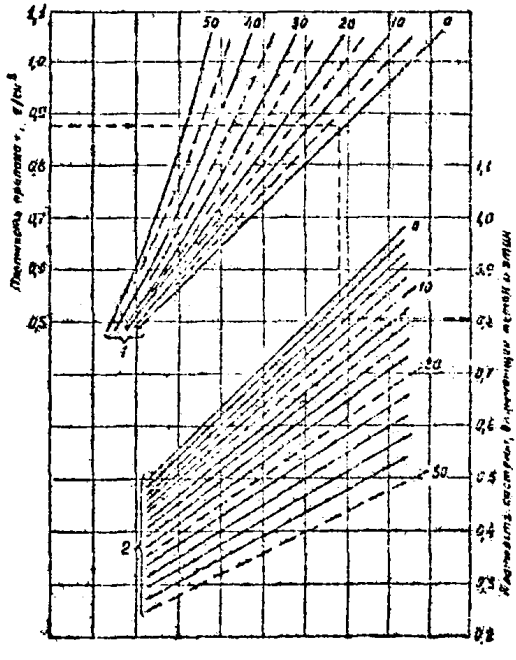


Константы равновесия для "гексана + высшие"



ПРИЛОЖЕНИЕ 6

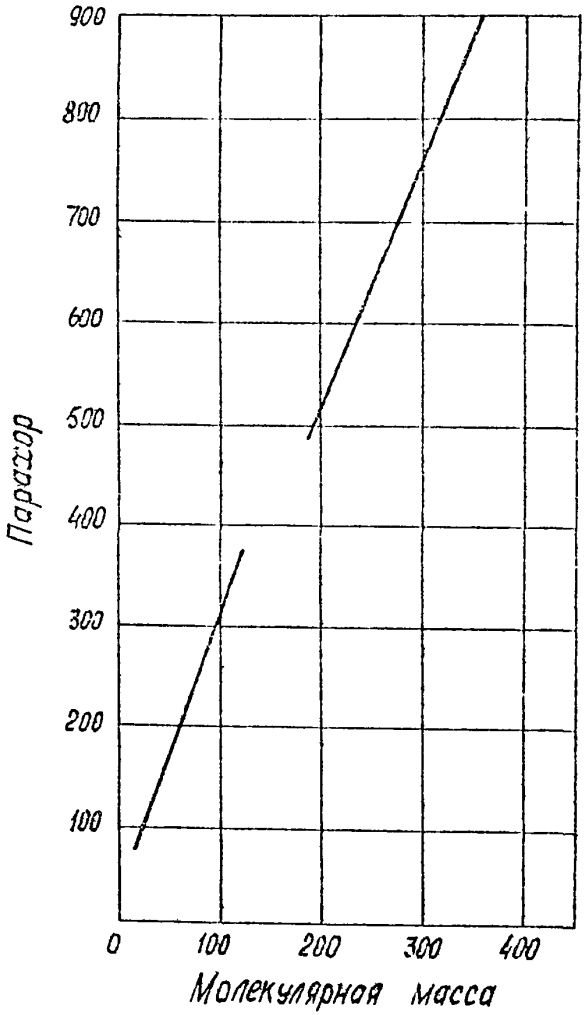
Номограмма определения плотности системы, содержащей метан и этан



I --весовые % этана во фракции "этан +";
2 -весовые % метана в системе

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Номограмма парахоров углеводородов



П03358.
Подписано к печати 13.05.85.
Тираж 100 экз.
Заказ 309 .
Ротапринт УНИ.
450062, Уфа, Космонавтов,1

gost.e-ecolog.ru