

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ
Директор ИГНД

_____ А.К. Мазуров
« __ » _____ 2009 г.

СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ФИЗИКЕ ПЛАСТА

Практикум для студентов направления «Прикладная геология»
и направления «Нефтегазовое дело» заочной формы обучения

Составители **А.Т. Росляк, Т.Г. Бжицких, Н.Э. Пулькина**

Издательство
Томского политехнического университета
Томск 2009

УДК 622.276.031:53(076)

ББК 33.361:22я73

С232

С232 Сборник задач по физике пласта: практикум по курсу «Физика пласта» для студентов направления «Прикладная геология» и направления «Нефтегазовое дело» заочной формы обучения / сост. А.Т. Росляк, Т.Г. Бжицких, Н.Э. Пулькина – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 94 с.

УДК 622.276.031:53(076)

ББК 33.361:22я73

Практикум рассмотрен и рекомендован
к изданию методическим семинаром кафедры
ГРНМ ИГНД «02» октября 2008 г., протокол №12.

Зав. кафедрой ГРНМ

канд. физ.-мат. наук

доцент

_____ *Б.Б. Квеско*

Зам. начальника учебного отдела

по заочному обучению ИГНД

_____ *О.В. Маргулис*

Председатель

учебно-методической комиссии

_____ *Л.В. Шишмина*

Рецензент

Кандидат технических наук

доцент кафедры ТХНГ ИГНД ТПУ

В.Г. Крец

© Росляк А.Т., Бжицких Т.Г., Пулькина Н.Э.
составление, 2009

© Составление. Томский политехнический
университет, 2009

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Определение пористости пород коллекторов.....	6
1.1. Типовая задача.....	7
1.2. Задания для самостоятельной работы.....	8
2. Расчет проницаемости неоднородного пласта.....	10
2.1. Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально- линейной фильтрации для изолированных зон.....	11
2.1.1. Типовая задача.....	12
2.1.2. Задания для самостоятельной работы.....	13
2.2. Расчет средней проницаемости пласта при линейной фильтрации для изолированных зон.....	17
2.2.1. Типовая задача.....	18
2.2.2. Задания для самостоятельной работы.....	18
2.3. Расчет средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон.....	22
2.3.1. Типовая задача.....	23
2.3.2. Задания для самостоятельной работы.....	23
3. Расчет дебита фильтрующейся жидкости для различных видов пористости	30
3.1. Оценка дебита жидкости при линейном режиме равномерной фильтрации.....	30
3.1.1. Типовая задача.....	30
3.2. Оценка дебита жидкости при неравномерно-проницаемой фильтрации.....	31
3.2.1. Типовая задача.....	32
3.3. Оценка дебита жидкости при наличии трещиноватой фильтрации.....	33
3.3.1. Типовая задача.....	33
3.4. Задания для самостоятельной работы.....	34
4. Состояние нефтяных газов в пластовых условиях.....	39
4.1. Типовая задача.....	41
4.2. Задания для самостоятельной работы.....	45
5. Растворимость углеводородных газов.....	50
5.1. Типовая задача.....	50

5.2. Задания для самостоятельной работы.....	53
6. Фазовое состояние углеводородных систем.....	60
6.1. Расчет состояния равновесной газовой фазы.....	60
6.1.1. Типовая задача.....	60
6.1.2. Задания для самостоятельной работы.....	63
6.2. Расчет состояния равновесной жидкой фазы.....	66
6.2.1. Типовая задача.....	66
6.2.2. Задания для самостоятельной работы.....	68
6.3. Расчет равновесных смесей с использованием констант фазовых равновесий.....	68
6.3.1. Типовая задача.....	69
6.3.2. Задания для самостоятельной работы.....	74
7. Свойства нефти в пластовых условиях.....	75
7.1. Расчет параметров пластовых нефтей.....	77
7.1.1. Типовая задача.....	77
7.1.2. Задания для самостоятельной работы.....	83
7.2. Сжимаемость нефтей.....	86
7.2.1. Типовая задача.....	86
7.2.2. Задания для самостоятельной работы.....	89
Список литературы.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей связана с фильтрацией огромных масс жидкостей и газов в пористой среде к забоям скважин. От свойств пористых сред, пластовых жидкостей и газов зависят закономерности фильтрации нефти, газа и воды, дебиты скважин, продуктивность коллектора.

По мере эксплуатации залежей условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются. Это сопровождается значительными изменениями свойств пород, пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей. Поэтому эти свойства рассматриваются в динамике – в зависимости от изменения пластового давления, температуры и других условий в залежах.

Современный инженер-нефтяник, занимающийся рациональной разработкой нефтяных и газовых месторождений, должен хорошо знать геологическое строение залежи, ее физические характеристики (пористость, проницаемость, насыщенность и др.), физико-химические свойства нефти, газа и воды, насыщающих породы, уметь правильно обработать и оценить данные, которые получены при вскрытии пласта и при его последующей эксплуатации. Эти данные позволят определить начальные запасы углеводородов в залежи. Они необходимы для объективного представления о процессах, происходящих в пласте при его разработке и на различных стадиях эксплуатации.

Основной целью практикума является изучение основных физических свойств коллекторов нефти и газа, свойств нефти и газа в пластовых условиях, фазовых состояний углеводородных систем, обучение студентов методам расчета основных свойств коллекторов и насыщающих их флюидов.

Практикум предназначен для студентов, обучающихся по направлению «Прикладная геология» и направлению «Нефтегазовое дело» заочной формы обучения.

1. Определение пористости пород коллекторов

Наличие пор и пустот в породе называется пористостью. Пористость нефтесодержащих пород характеризуется коэффициентом пористости.

Коэффициентом пористости (**m**) называется отношение объема пор образца (**V_n**) к видимому объему этого же образца (**V₀**) (формула 1.1).

$$m = \frac{V_n}{V_0}. \quad (1.1)$$

Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.

Пористость породы весьма важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и выяснения процессов фильтрации в пористой среде.

Различают пористость породы следующих видов:

1) **общая (абсолютная, физическая или полная)** пористость, которая включает объем всех пор в образце, т.е. связанные и не связанные между собой поры. Общая пористость определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен;

2) **открытая пористость или пористость насыщения**, включающая все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при заданном давлении (вакууме). Не учитываются те поры, в которые не проникает жидкость при рассматриваемом давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости используется керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) и насыщение происходит под вакуумом;

3) **динамическая (эффективная) пористость**, включающая только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром менее 0,0002 мм) и пор, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами. Динамическая пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации и свойств жидкости.

1.1. Типовая задача

Определить коэффициент открытой пористости образца породы по данным, приведенным в таблице 1.1 (данные измерений открытой пористости получены весовым методом).

Дано:

Таблица 1.1

Наименование	Значение
1. Вес сухого образца на воздухе P_c , г	26,8
2. Вес на воздухе образца, насыщенного керосином P_k , г	28,1
3. Вес в керосине образца, насыщенного керосином $P_{k.k}$, г	20,7
4. Плотность керосина ρ_k , кг/м ³	716

Найти: m_0

Решение:

- 1) Определить объем открытых взаимосвязанных пор:

$$V_{\text{пор}} = \frac{P_k - P_c}{\rho_k} \quad (1.2)$$
$$V_{\text{пор}} = \frac{28,1 - 26,8}{0,716} = 1,82 \text{ см}^3$$

- 2) Определить объем образца исследуемой породы:

$$V_o = \frac{P_k - P_{k.k}}{\rho_k} \quad (1.3)$$
$$V_o = \frac{28,1 - 20,7}{0,716} = 10,34 \text{ см}^3$$

- 3) Определить коэффициент открытой пористости:

$$m_0 = \frac{V_{\text{пор}}}{V_o} \quad (1.4)$$
$$m_0 = \frac{1,82}{10,34} = 0,176 \quad \text{или } 17,6\%$$

1.2. Задания для самостоятельной работы

Определить коэффициент открытой пористости образца породы по данным, приведенным в таблице 1.2 (данные измерений открытой пористости получены весовым методом).

Условные обозначения:

P_c – вес сухого образца на воздухе, г;

P_k – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, г;

$P_{k,k}$ – вес в керосине образца, насыщенного керосином, г;

ρ_k – плотность керосина, кг/м³.

1, ..., 120 – номер варианта.

Таблица 1.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
P_c	27,4	19,3	25,3	23,3	20	19,5	18,7	20,1	19	21,6	23,5
P_k	29,2	20,7	27,7	25,3	22,4	22,1	21,2	23,4	21,9	23,7	26,1
$P_{k,k}$	20,7	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	11	11,6	12,2	13,5	16,2
ρ_k	716	716	716	716	716	684	686	705	705	734	715
<i>B</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
P_c	19,5	20,4	25,5	27,2	19,5	25,3	22,3	20,5	19,7	19,7	20,1
P_k	21,2	23,2	28,1	29,5	20,7	28,7	24,3	22,4	22,1	22,2	22,4
$P_{k,k}$	14,5	14,5	17,2	21,2	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	12,1	11,6
ρ_k	695	695	684	695	716	716	716	705	684	686	705
<i>B</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>
P_c	19,5	21,6	23,5	19,8	20,4	25,5	26,2	27,4	27,2	19,1	25,1
P_k	21,9	23,7	26,1	22,2	22,2	27,1	27,5	29,7	29,5	21	28
$P_{k,k}$	12,2	13,5	16,2	14,5	14,5	17,2	21,2	20,7	21,1	13,6	15,8
ρ_k	705	734	715	715	695	695	684	716	712	716	705
<i>B</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>
P_c	23,1	19,8	19,3	18,5	19,9	18,8	21,4	23,3	19,3	20,2	25,3
P_k	25,6	22,7	22,4	21,5	22,7	21,2	24	25,8	21	22,1	28,4
$P_{k,k}$	16,2	12,7	11,2	11,4	12	12,6	13,9	16,6	14,9	14,9	17,6
ρ_k	704	674	681	700	700	698	715	712	710	695	700
<i>B</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>
P_c	27	19,3	25,1	22,1	20,3	19,5	19,5	19,9	19,3	21,4	23,5
P_k	28,8	21	29	24,6	22,7	22,4	22,5	22,7	22	24	26,4
$P_{k,k}$	21,6	13,6	15,8	16,2	12,7	11,2	12,5	12	12,6	13,9	16,6
ρ_k	702	714	708	712	711	711	705	701	698	695	708

Продолжение табл. 1.2

<i>B</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>65</i>	<i>66</i>
<i>P_c</i>	20,6	20,8	25,3	26	27,2	27,6	19,5	25,5	23,5	20,2	19,7
<i>P_к</i>	22,5	22,5	27,4	27,8	29,5	29,1	21,5	27,8	25,2	22,3	22
<i>P_{к.к}</i>	14,9	14,9	17,6	21,6	21,1	20,9	13,4	15,6	16	12,5	11
<i>ρ_к</i>	712	715	711	707	705	709	713	702	701	671	678
<i>B</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>	<i>71</i>	<i>72</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>
<i>P_c</i>	18,9	20,3	19,2	21,8	23,7	19,7	20,6	25,7	27,4	19,7	25,5
<i>P_к</i>	21,1	23,3	21,8	23,6	26	21,1	23,1	28	29,4	22,1	28,6
<i>P_{к.к}</i>	11,2	11,8	12,4	13,7	16,4	14,7	14,7	17,4	21,4	13,4	15,6
<i>ρ_к</i>	697	697	695	712	709	707	692	697	699	711	705
<i>B</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	<i>80</i>	<i>81</i>	<i>82</i>	<i>83</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>86</i>	<i>87</i>	<i>88</i>
<i>P_c</i>	22,5	20,7	19,9	19,9	20,3	19,7	21,8	23,7	20	20,6	25,7
<i>P_к</i>	24,2	22,8	22	22,1	22,3	21,8	23,6	26	22,1	22,1	28,2
<i>P_{к.к}</i>	16	12,5	11	12,3	11,8	12,4	13,7	16,4	14,7	14,7	17,4
<i>ρ_к</i>	709	708	708	702	698	695	692	705	709	712	708
<i>B</i>	<i>89</i>	<i>90</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>99</i>
<i>P_c</i>	26	27,6	27,3	19,2	24,8	23,2	19,9	19,4	18,6	20	19,5
<i>P_к</i>	27,4	29,6	29,3	20,8	27,8	25,4	22,5	22,2	21,3	23,5	22
<i>P_{к.к}</i>	21,4	20,9	20,6	13,1	15,3	15,7	12,2	10,7	10,9	11,5	12,1
<i>ρ_к</i>	704	702	711	715	704	703	673	680	699	699	697
<i>B</i>	<i>100</i>	<i>101</i>	<i>102</i>	<i>103</i>	<i>104</i>	<i>105</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>110</i>
<i>P_c</i>	21,5	23,4	19,4	21,3	25,4	27,1	19,4	25,2	22,2	20,4	19,6
<i>P_к</i>	23,8	26,2	21,3	23,3	28,2	29,6	20,8	28,8	24,4	22,5	22,2
<i>P_{к.к}</i>	13,4	16,1	14,4	14,4	17,1	21,1	13,1	15,3	15,7	12,2	10,7
<i>ρ_к</i>	714	711	709	694	699	701	713	707	711	710	710
<i>B</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>	
<i>P_c</i>	19,6	20	19,4	21,5	23,4	20,5	20,3	25,4	26,1	27,3	
<i>P_к</i>	22,3	22,5	22	23,8	26,2	22,3	22,3	27,2	27,6	29,8	
<i>P_{к.к}</i>	12	11,5	12,1	13,4	16,1	14,4	14,4	17,1	21,1	20,6	
<i>ρ_к</i>	704	700	697	694	707	711	714	710	706	704	

2. Расчет проницаемости неоднородного пласта

Проницаемость – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия **абсолютной, фазовой и относительной** проницаемости.

Под **абсолютной** принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой либо фазы, химически инертной по отношению к породе.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным **законом фильтрации Дарси**, по которому **скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:**

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (2.1)$$

где v – скорость линейной фильтрации;

Q – объемный расход жидкости в единицу времени;

μ – динамическая вязкость жидкости;

F – площадь фильтрации;

ΔP – перепад давления;

L – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют проницаемостью:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P}. \quad (2.2)$$

За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

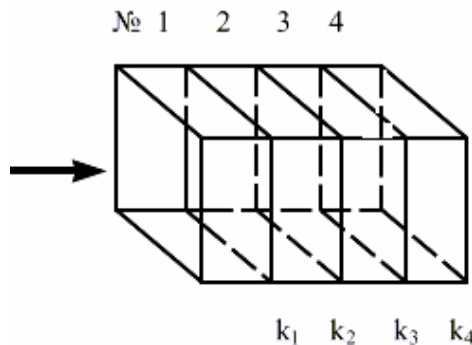
За единицу проницаемости в 1 дарси (1Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью $1 \text{ спз (сантипуаз)}$ составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 10^5 \text{ Па}$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$, получим следующее соотношение:

$$1\text{Д} = \frac{10^{-6}(\text{м}^3/\text{с}) \cdot 10^{-3}(\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2}(\text{м})}{10^{-4}(\text{м}^2) \cdot 10^5(\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

2.1. Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон

Теория к разделу

Слои и участки расположены параллельно-последовательно, вид фильтрации: горизонтально-линейный:



Средняя проницаемость пласта оценивается следующим выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L_i}{k_i} \right)}, \quad (2.3)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта;
 k_i – проницаемость пропластков;
 L_i – длина i -го пропластка;
 $L_{общ}$ – общая длина пласта;
 $L_{общ} = \sum L_i$, (для данного случая $n = 4$).

2.1.1. Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	L_i , м	k_i , мД
1	75	25
2	75	50
3	150	100
4	300	200

Найти: \bar{k}_{np}

Решение:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\sum_{i=1}^4 L_i}{\sum_{i=1}^4 \frac{L_i}{k_i}}$$

$$\bar{k}_{np} = \frac{75 + 75 + 150 + 300}{\frac{75}{25} + \frac{75}{50} + \frac{150}{100} + \frac{300}{200}} = \frac{600}{7,5} = 80 \text{ мД}$$

2.1.2. Задания для самостоятельной работы

Рассчитать среднюю проницаемость $\bar{k}_{пр}$ неоднородного пласта, имеющего i - пропластков, длиной L_i , с проницаемостью k_i для случая горизонтальной фильтрации:

L_i – длина i -го пропластка, м;

k_i – проницаемость i -го пропластка, мД;

N_i – номер пропластков;

$1, \dots, 120$ – номер варианта.

Исходные данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

<i>B</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>		<i>6</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	25	60	48	100	180	58	15	280	280	150	316	80
2	150	150	60	150	140	46	185	100	120	100	130	110
3	65	200	120	45	95	120	49	120	90	80	160	140
4	180	15	320	300	220	300	120	240	115	300	42	320
<i>B</i>	<i>7</i>		<i>8</i>		<i>9</i>		<i>10</i>		<i>11</i>		<i>12</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	98	40	145	150	25	60	180	150	65	150	115	80
2	122	50	280	80	48	100	150	80	120	150	42	110
3	130	300	46	260	180	50	260	280	220	46	240	80
4	240	250	38	185	15	280	150	300	49	100	38	300
<i>B</i>	<i>13</i>		<i>14</i>		<i>15</i>		<i>16</i>		<i>17</i>		<i>18</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	49	140	120	150	42	60	145	300	15	300	25	140
2	90	95	65	140	240	85	300	140	150	120	65	240
3	160	120	180	160	115	300	212	120	48	140	115	180
4	130	180	160	80	39	250	55	215	34	90	220	212

Продолжение табл. 2.1

<i>B</i>	<i>19</i>		<i>20</i>		<i>21</i>		<i>22</i>		<i>23</i>		<i>24</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	120	319	128	300	130	200	120	200	82	95	142	140
2	220	300	143	140	160	400	42	350	34	115	25	160
3	48	205	240	30	39	150	65	180	35	280	48	80
4	50	140	160	220	55	80	240	190	49	330	160	320
<i>B</i>	<i>25</i>		<i>26</i>		<i>27</i>		<i>28</i>		<i>29</i>		<i>30</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	25	150	25	100	32	80	34	80	49	80	130	30
2	45	100	19	150	64	120	64	120	54	120	160	300
3	65	120	105	180	90	180	80	150	90	150	30	90
4	70	140	110	230	110	240	110	185	100	240	65	220
<i>B</i>	<i>31</i>		<i>32</i>		<i>33</i>		<i>34</i>		<i>35</i>		<i>36</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	80	200	80	140	40	35	25	100	35	80	40	120
2	50	115	120	160	60	300	50	150	62	60	80	150
3	35	35	42	80	90	150	60	180	39	60	90	185
4	42	330	50	90	120	220	110	230	100	150	35	190
<i>B</i>	<i>37</i>		<i>38</i>		<i>39</i>		<i>40</i>		<i>41</i>		<i>42</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	49	120	150	80	70	110	40	150	40	300	40	160
2	35	150	160	65	90	150	65	170	20	200	140	220
3	60	60	70	35	35	90	75	180	150	140	180	85
4	70	140	95	160	140	220	90	90	220	180	200	30
<i>B</i>	<i>43</i>		<i>44</i>		<i>45</i>		<i>46</i>		<i>47</i>		<i>48</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	25	160	48	300	180	150	15	110	280	80	316	120
2	150	220	60	200	140	170	185	150	120	65	130	150
3	65	85	120	140	95	180	49	90	90	35	160	60
4	180	30	320	180	220	90	120	220	115	160	42	140

Продолжение табл. 2.1

<i>B</i>	<i>49</i>		<i>50</i>		<i>51</i>		<i>52</i>		<i>53</i>		<i>54</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	98	120	145	80	25	100	180	35	65	140	115	200
2	122	150	280	60	48	150	150	300	120	160	42	115
3	130	185	46	90	180	180	260	150	220	80	240	35
4	240	190	38	150	15	230	150	220	49	90	38	330
<i>B</i>	<i>55</i>		<i>56</i>		<i>57</i>		<i>58</i>		<i>59</i>		<i>60</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	49	30	120	80	42	80	145	80	15	100	25	150
2	90	300	65	120	240	120	300	120	150	150	65	100
3	160	90	180	150	115	150	212	180	48	180	115	120
4	130	220	160	240	39	185	55	240	34	230	220	140
<i>B</i>	<i>61</i>		<i>62</i>		<i>63</i>		<i>64</i>		<i>65</i>		<i>66</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	120	140	128	95	130	200	120	200	82	300	142	319
2	220	160	143	115	160	350	42	400	34	140	25	300
3	48	80	240	280	39	180	65	150	35	30	48	205
4	50	320	160	330	55	190	240	80	39	220	160	140
<i>B</i>	<i>67</i>		<i>68</i>		<i>69</i>		<i>70</i>		<i>71</i>		<i>72</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	25	140	25	300	32	300	34	60	49	150	130	140
2	45	240	19	120	64	140	64	85	54	140	160	95
3	65	180	105	140	90	120	80	300	90	160	30	120
4	70	212	110	90	110	215	110	250	100	80	65	180
<i>B</i>	<i>73</i>		<i>74</i>		<i>75</i>		<i>76</i>		<i>77</i>		<i>78</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	80	80	80	150	40	150	25	60	35	150	25	160
2	50	110	120	150	60	80	50	100	62	80	80	150
3	35	80	42	46	90	280	60	50	39	260	46	260
4	42	300	50	100	120	300	110	280	100	185	100	80

Продолжение табл. 2.1

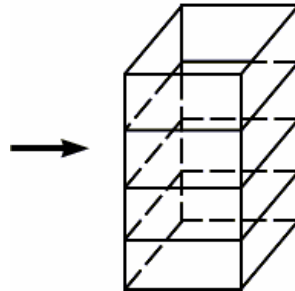
<i>B</i>	<i>79</i>		<i>80</i>		<i>81</i>		<i>82</i>		<i>83</i>		<i>84</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	48	300	180	150	15	110	280	80	316	120	98	120
2	35	150	160	65	90	150	65	170	20	200	140	220
3	180	50	260	280	220	46	240	80	160	120	180	160
4	65	180	42	300	50	100	120	300	110	280	100	185
<i>B</i>	<i>85</i>		<i>86</i>		<i>87</i>		<i>88</i>		<i>89</i>		<i>90</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	80	150	25	60	280	150	25	60	49	140	145	300
2	120	150	60	150	130	110	150	80	65	160	150	120
3	180	50	95	120	110	300	220	46	115	300	115	180
4	180	30	120	240	38	185	49	300	55	215	50	140
<i>B</i>	<i>91</i>		<i>92</i>		<i>92</i>		<i>94</i>		<i>95</i>		<i>96</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	130	200	25	120	49	80	40	35	49	120	40	300
2	42	350	19	150	160	300	50	150	160	65	140	220
3	35	280	90	180	35	35	39	90	35	90	65	85
4	160	320	110	195	50	900	35	190	90	90	320	180
<i>B</i>	<i>97</i>		<i>98</i>		<i>99</i>		<i>100</i>		<i>101</i>		<i>102</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	180	150	98	120	65	140	42	80	120	140	82	300
2	185	140	280	60	42	115	300	120	143	115	25	250
3	90	35	180	180	160	90	48	180	39	180	65	180
4	42	140	150	220	180	240	220	140	240	80	110	90
<i>B</i>	<i>103</i>		<i>104</i>		<i>105</i>		<i>106</i>		<i>107</i>		<i>108</i>	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	32	300	80	80	35	150	15	110	35	190	90	90
2	64	85	120	150	80	170	65	170	60	60	150	140
3	90	160	90	280	180	50	160	120	160	65	140	220
4	65	180	110	250	42	300	100	185	70	110	25	160

Продолжение табл. 2.1

<i>B</i>	109		110		111		112		113		114	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	320	180	38	150	130	200	128	95	120	140	25	150
2	95	160	180	180	143	115	220	160	65	100	150	140
3	185	150	150	300	48	80	115	120	48	180	212	180
4	280	80	65	140	220	140	69	230	55	240	39	120
<i>B</i>	115		116		117		118		119		120	
<i>N_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>	<i>L_i</i>	<i>k_i</i>
1	15	100	34	60	25	35	30	140	80	150	70	80
2	200	120	66	140	45	150	48	300	50	110	90	95
3	115	150	105	130	140	90	35	220	30	120	120	160
4	55	190	70	210	160	240	65	150	100	80	215	185

2.2. Расчет средней проницаемости пласта при линейной фильтрации для изолированных зон

Теория к разделу



Слои и участки расположены параллельно. Допустим, длина и ширина у них одинаковые, а мощности пропластков (высоты) различны. Средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (2.4)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта;
 k_i – проницаемость i -го пропластка;

h_i – мощность (высота) i -го пропластка.

2.2.1. Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	h_i , м	k_i , мД
1	6,0	100
2	4,5	200
3	3,0	300
4	1,5	400

Найти: $\bar{k}_{пр}$

Решение:

$$\bar{k}_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i},$$
$$\bar{k}_{пр} = \frac{100 \cdot 6 + 200 \cdot 4,5 + 300 \cdot 3 + 400 \cdot 1,5}{6 + 4,5 + 3 + 1,5} = 200 \text{ мД}$$

2.2.2. Задания для самостоятельной работы

Рассчитать среднюю проницаемость $\bar{k}_{пр}$ неоднородного пласта, имеющего i - изолированных пропластков, мощностью (высотой) h_i , с проницаемостью k_i для горизонтально-линейной фильтрации:

h_i - мощность i -го пропластка, м;

k_i - проницаемость i -го пропластка, мД;

N_i - число пропластков;

1, ..., 120 - номер варианта.

Исходные данные представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

<i>B</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>		<i>6</i>		<i>7</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	1,0	50	2,0	80	3,0	200	1,2	400	3,8	140	6,0	280	5,0	100
2	6,0	100	3,3	90	4,5	100	1,8	140	3,6	250	5,0	140	1,2	200
3	3,0	120	2,8	140	1,5	300	1,4	150	4,0	380	0,8	400	1,6	420
4	1,2	400	1,2	400	6,0	120	6,0	220	1,2	120	1,4	190	3,8	140
<i>B</i>	<i>8</i>		<i>9</i>		<i>10</i>		<i>11</i>		<i>12</i>		<i>13</i>		<i>14</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	1,8	220	1,3	140	1,5	300	8,2	200	5,0	280	8,0	280	1,3	320
2	1,6	140	4,2	380	4,2	150	1,2	400	4,5	140	6,0	150	2,4	400
3	3,2	180	6,0	300	6,2	120	1,4	140	1,2	300	1,2	300	3,2	120
4	4,8	150	1,8	180	1,4	90	6,0	120	1,5	120	1,4	140	3,8	100
<i>B</i>	<i>15</i>		<i>16</i>		<i>17</i>		<i>18</i>		<i>19</i>		<i>20</i>		<i>21</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	4,2	250	1,4	220	1,2	120	6,0	400	1,5	120	1,2	380	1,0	150
2	4,8	140	1,6	100	0,8	180	5,0	420	4,2	140	3,8	380	3,3	140
3	2,6	400	3,6	420	1,4	300	1,8	130	1,6	300	6,0	420	4,5	200
4	5,3	190	5,0	300	3,8	220	1,3	150	4,8	150	3,6	180	6,0	300
<i>B</i>	<i>22</i>		<i>23</i>		<i>24</i>		<i>25</i>		<i>26</i>		<i>27</i>		<i>28</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	2,0	180	5,0	120	8,0	140	4,8	160	8,0	170	1,2	240	1,4	150
2	1,2	200	1,2	400	2,0	200	2,4	240	0,5	180	2,2	130	6,0	360
3	1,8	300	1,4	120	1,2	80	1,2	30	0,9	120	1,4	140	1,8	140
4	6,0	150	3,8	300	0,9	140	1,4	240	2,7	90	3,8	120	1,4	220
<i>B</i>	<i>29</i>		<i>30</i>		<i>31</i>		<i>32</i>		<i>33</i>		<i>34</i>		<i>35</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	1,5	120	1,2	120	1,2	140	1,4	80	2,0	60	4,2	380	4,8	220
2	4,0	240	1,6	140	1,4	150	6,8	120	5,0	120	5,0	100	2,4	140
3	4,2	150	6,0	80	6,0	240	3,2	310	1,8	140	1,4	80	1,2	450
4	1,6	405	3,6	215	4,5	80	4,1	110	1,2	280	2,9	115	1,4	120

Продолжение табл. 2.2

B	36		37		38		39		40		41		42	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	8,0	140	4,2	140	2,8	90	1,5	180	1,8	130	1,6	60	4,6	300
2	0,5	60	4,8	260	3,6	40	1,6	150	1,9	160	1,7	120	1,7	95
3	0,9	180	1,6	170	1,5	180	1,4	400	3,6	240	1,8	140	2,9	150
4	1,1	320	1,7	80	1,6	220	1,7	120	3,4	320	2,9	280	4,2	210
B	43		44		45		46		47		48		49	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,0	300	2,0	60	3,0	130	1,2	180	3,8	90	6,0	140	5,0	140
2	6,0	95	3,3	120	4,5	160	1,8	150	3,6	40	5,0	260	1,2	60
3	3,0	150	2,8	140	1,5	240	1,4	400	4,0	180	0,8	170	1,6	180
4	1,2	210	1,2	280	6,0	320	6,0	120	1,2	220	1,4	80	3,8	320
B	50		51		52		53		54		55		56	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,4	220	8,0	380	5,0	60	8,2	80	1,5	140	1,3	120	1,8	120
2	2,4	140	6,0	100	4,5	120	1,2	120	4,2	150	4,2	140	1,6	240
3	3,2	450	1,2	80	1,2	140	1,4	310	6,2	240	6,0	80	3,2	150
4	3,8	120	1,4	115	1,5	280	6,0	110	1,4	80	1,8	215	4,8	405
B	57		58		59		60		61		62		63	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	4,2	150	1,4	240	1,2	170	6,0	160	1,5	140	1,2	120	1,0	180
2	4,8	360	1,6	130	0,8	180	5,0	240	4,2	200	3,8	400	3,3	200
3	2,6	140	3,6	140	1,4	120	1,8	30	1,6	80	6,0	120	4,5	300
4	5,3	220	5,0	120	3,8	90	1,3	240	4,8	140	3,6	300	6,0	150
B	64		65		66		67		68		69		70	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	2,0	150	5,0	380	8,0	120	4,8	400	8,0	120	1,2	220	1,4	250
2	1,2	140	1,2	380	2,0	140	2,4	420	0,5	180	2,2	100	6,0	140
3	1,8	200	1,4	420	1,2	300	1,2	130	0,9	300	1,4	420	1,8	400
4	6,0	300	3,8	180	0,9	150	1,4	150	2,7	220	3,8	300	1,4	190

Продолжение табл. 2.2

B	71		72		73		74		75		76		77	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,5	320	1,2	280	1,2	280	1,4	200	2,0	300	4,2	140	4,8	220
2	4,0	400	1,6	150	1,4	140	6,8	400	5,0	150	5,0	380	2,4	140
3	4,2	120	6,0	300	6,0	300	3,2	140	1,8	120	1,4	300	1,2	180
4	1,6	100	3,6	140	4,5	120	4,1	120	1,2	90	2,9	180	1,4	150
B	78		79		80		81		82		83		84	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,5	120	1,2	120	1,2	140	1,4	80	2,0	60	4,2	380	4,8	220
2	0,5	60	4,8	260	3,6	40	1,6	150	1,9	160	1,7	120	1,7	95
3	4,2	120	6,0	300	6,0	300	3,2	140	1,8	120	1,4	300	1,2	180
4	6,0	300	3,8	180	0,9	150	1,4	150	2,7	220	3,8	300	1,4	190
B	85		86		87		88		89		90		91	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,5	120	1	50	3,8	120	1,3	140	8	280	1,2	120	1	150
2	0,5	60	3,3	90	5	140	4,2	150	2,4	400	5	420	1,2	200
3	4,2	120	1,5	300	1,6	420	1,4	180	2,6	360	1,6	300	1,4	120
4	6,0	300	6	220	4,8	150	1,5	120	5	300	3,6	180	0,9	140
B	92		93		94		95		96		97		98	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	4,8	160	1,5	120	2	60	4,2	140	1,6	60	3	130	5	140
2	0,5	180	1,6	140	5	100	3,6	40	1,7	95	1,8	150	2,4	160
3	1,4	140	6	240	1,2	450	1,4	400	3	150	4	180	1,2	80
4	1,8	220	4,1	110	1,1	320	3,4	320	1,2	280	1,4	170	1,5	280
B	99		100		101		102		103		104		105	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	8,2	80	4,2	150	1,5	140	5	380	1,2	220	1,2	280	4,8	220
2	4,2	150	1,6	130	3,8	400	2	140	6	140	6,8	400	0,5	60
3	6	100	1,4	120	4,5	300	1,2	130	4,2	120	1,8	120	6	300
4	4,8	405	1,3	240	6	360	2,7	220	3,6	140	2,9	180	0,9	150

Продолжение табл. 2.2

<i>B</i>	<i>106</i>		<i>107</i>		<i>108</i>		<i>109</i>		<i>110</i>		<i>111</i>		<i>112</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	1,4	80	3,8	120	1,4	80	3,8	180	3,8	220	1,0	180	1,2	120
2	1,9	160	1,2	180	6	100	1,2	300	1,8	420	3,8	400	4,2	200
3	1,2	300	4,5	140	1,6	240	2,4	420	4	140	1,6	80	1,8	90
4	1,3	190	8,2	110	4,2	150	8	120	1,2	320	1,3	240	3,8	240
<i>B</i>	<i>113</i>		<i>114</i>		<i>115</i>		<i>116</i>		<i>117</i>		<i>118</i>		<i>119</i>	
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>
1	6	140	1,2	170	1,4	240	1,4	250	1,2	220	8	120	4,8	400
2	1,2	240	1,6	130	4,8	360	2,2	100	0,5	180	2,4	420	2	300
3	3,6	120	2,6	140	3,3	200	2,7	300	1,2	130	1,2	300	1,4	180
4	5,3	130	3,3	300	3,6	300	1,4	150	0,9	150	3,5	180	2,4	200
<i>B</i>	<i>120</i>													
<i>N_i</i>	<i>h_i</i>	<i>k_i</i>												
1	5	380												
2	1,2	140												
3	1,8	400												
4	3,8	190												

2.3. Расчет средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон

Теория к разделу

Слои и участки представляют собой цилиндрические дренируемые зоны, изолированные между собой. Если радиус скважины обозначить – r_c , а радиус контура питания – r_k , средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}} \quad (2.5)$$

где $\bar{k}_{\text{пр}}$ – средняя проницаемость пласта, мД;
 k_i – проницаемость зон, мД;
 r_i – радиус i -той зоны, м;
 r_c – радиус скважины, см;
 r_k – радиус контура питания, м.

2.3.1. Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	r_i , м	k_i , мД	$r_c = 15 \text{ см} = 0,15 \text{ м}$ $r_k = 600 \text{ м}$
1	75	25	
2	150	50	
3	300	100	
4	600	200	

Найти: $\bar{k}_{\text{пр}}$

Решение:

$$\bar{k}_{\text{пр}} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}}$$

$$\bar{k}_{\text{пр}} = \frac{\ln\left(\frac{600}{0,15}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{75}{0,15}\right)}{25} + \frac{\ln\left(\frac{150}{75}\right)}{50} + \frac{\ln\left(\frac{300}{150}\right)}{100} + \frac{\ln\left(\frac{600}{300}\right)}{200}} = 30,4 \text{ мД.}$$

2.3.2. Задания для самостоятельной работы

Рассчитать среднюю проницаемость неоднородного пласта, состоящего из i – цилиндрических дренируемых, изолированных между собой зон, если радиус скважины – r_c , радиус контура питания – r_k ; радиусы дренируемых зон – r_i ; с проницаемостью k_i , мД:

r_i – радиусы дренируемых зон, м;

k_i – проницаемость дренируемых зон, мД;

r_c – радиус скважины, см;

r_k – радиус контура питания, м;

$1, \dots, 120$ – номер варианта.

Исходные данные представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

<i>B</i>	<i>1</i>			<i>2</i>			<i>3</i>			<i>4</i>		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	60	45	$r_c=$	140	35	$r_c=$	80	45	$r_c=$	70	54	$r_c=$
2	300	80	18	180	90	20	180	60	15	210	80	15
3	400	120	$r_k=$	300	180	$r_k=$	400	120	$r_k=$	315	120	$r_k=$
4	650	220	650	550	300	550	600	200	600	450	220	450
<i>B</i>	<i>5</i>			<i>6</i>			<i>7</i>			<i>8</i>		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	120	40	$r_c=$	90	60	$r_c=$	100	90	$r_c=$	90	85	$r_c=$
2	180	200	14	220	120	18	180	130	20	120	130	15
3	400	210	$r_k=$	420	200	$r_k=$	220	140	$r_k=$	400	230	$r_k=$
4	500	240	500	650	220	650	320	280	320	480	300	480
<i>B</i>	<i>9</i>			<i>10</i>			<i>11</i>			<i>12</i>		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	40	60	$r_c=$	60	80	$r_c=$	52	100	$r_c=$	45	40	$r_c=$
2	120	120	20	120	200	25	100	120	25	128	150	24
3	410	200	$r_k=$	320	400	$r_k=$	280	320	$r_k=$	340	300	$r_k=$
4	620	220	620	500	180	500	450	100	450	520	250	520

Продолжение табл. 2.3

<i>B</i>	<i>13</i>			<i>14</i>			<i>15</i>			<i>16</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	140	r_c=	50	120	r_c=	100	140	r_c=	120	320	r_c=
2	85	200	18	120	300	20	160	250	25	160	400	18
3	280	300	r_k=	240	150	r_k=	320	160	r_k=	420	200	r_k=
4	540	240	540	600	200	600	480	100	480	560	110	560
<i>B</i>	<i>17</i>			<i>18</i>			<i>19</i>			<i>20</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	80	150	r_c=	40	100	r_c=	70	300	r_c=	60	400	r_c=
2	140	100	15	140	150	17	140	100	25	140	140	24
3	380	320	r_k=	240	160	r_k=	180	200	r_k=	280	150	r_k=
4	420	400	420	400	200	400	510	180	510	610	250	610
<i>B</i>	<i>21</i>			<i>22</i>			<i>23</i>			<i>24</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	40	100	r_c=	60	200	r_c=	70	180	r_c=	40	40	r_c=
2	140	400	19	200	100	38	90	200	20	80	180	24
3	280	200	r_k=	310	220	r_k=	280	300	r_k=	315	200	r_k=
4	315	130	315	400	120	400	520	350	520	480	160	480
<i>B</i>	<i>25</i>			<i>26</i>			<i>27</i>			<i>28</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	180	r_c=	70	400	r_c=	70	100	r_c=	90	100	r_c=
2	140	200	24	220	150	28	230	200	22	115	120	18
3	280	300	r_k=	415	220	r_k=	480	300	r_k=	410	140	r_k=
4	520	400	520	610	400	610	710	350	710	510	400	510
<i>B</i>	<i>29</i>			<i>30</i>			<i>31</i>			<i>32</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	200	r_c=	110	180	r_c=	90	120	r_c=	70	150	r_c=
2	140	220	28	280	140	24	140	140	26	110	200	20
3	520	400	r_k=	315	300	r_k=	315	200	r_k=	450	140	r_k=
4	720	180	720	550	400	550	450	400	450	550	180	550

Продолжение табл. 2.3

<i>B</i>	33			34			35			36		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	220	<i>r_c</i> =	40	320	<i>r_c</i> =	80	420	<i>r_c</i> =	60	320	<i>r_c</i> =
2	185	250	25	220	380	20	180	100	18	140	300	24
3	380	400	<i>r_k</i> =	315	100	<i>r_k</i> =	280	120	<i>r_k</i> =	220	400	<i>r_k</i> =
4	700	180	700	800	140	800	420	190	420	320	100	320
<i>B</i>	37			38			39			40		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	110	<i>r_c</i> =	60	140	<i>r_c</i> =	90	120	<i>r_c</i> =	40	140	<i>r_c</i> =
2	180	140	25	140	180	18	120	140	24	140	160	19
3	420	180	<i>r_k</i> =	540	200	<i>r_k</i> =	320	180	<i>r_k</i> =	480	180	<i>r_k</i> =
4	480	300	480	720	320	720	420	250	420	780	400	780
<i>B</i>	41			42			43			44		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	30	100	<i>r_c</i> =	60	120	<i>r_c</i> =	80	120	<i>r_c</i> =	90	120	<i>r_c</i> =
2	180	140	18	140	215	25	140	140	22	180	150	20
3	410	180	<i>r_k</i> =	420	280	<i>r_k</i> =	320	220	<i>r_k</i> =	250	220	<i>r_k</i> =
4	620	220	620	520	310	520	480	400	480	560	260	560
<i>B</i>	45			46			47			48		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	120	<i>r_c</i> =	60	120	<i>r_c</i> =	80	120	<i>r_c</i> =	70	100	<i>r_c</i> =
2	300	150	18	300	140	24	180	215	25	210	140	19
3	400	220	<i>r_k</i> =	400	220	<i>r_k</i> =	400	280	<i>r_k</i> =	315	180	<i>r_k</i> =
4	650	260	650	650	400	650	600	310	600	450	220	450
<i>B</i>	49			50			51			52		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	120	140	<i>r_c</i> =	90	120	<i>r_c</i> =	100	140	<i>r_c</i> =	90	110	<i>r_c</i> =
2	180	160	15	220	140	20	180	180	18	120	140	14
3	400	180	<i>r_k</i> =	420	180	<i>r_k</i> =	220	200	<i>r_k</i> =	400	180	<i>r_k</i> =
4	500	400	500	650	250	650	520	320	520	480	300	480

Продолжение табл. 2.3

<i>B</i>	53			54			55			56		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	40	320	<i>r_c</i>	60	120	<i>r_c</i>	50	320	<i>r_c</i>	45	220	<i>r_c</i>
2	120	300	15	120	100	15	100	380	20	120	250	18
3	410	400	<i>r_k</i>	320	120	<i>r_k</i>	280	190	<i>r_k</i>	340	400	<i>r_k</i>
4	620	100	620	500	190	500	450	140	450	520	280	520
<i>B</i>	57			58			59			60		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	150	<i>r_c</i>	50	120	<i>r_c</i>	100	180	<i>r_c</i>	120	200	<i>r_c</i>
2	85	200	20	120	140	25	160	140	18	160	220	18
3	280	140	<i>r_k</i>	240	200	<i>r_k</i>	320	300	<i>r_k</i>	420	400	<i>r_k</i>
4	540	180	540	600	400	600	480	400	480	560	180	560
<i>B</i>	61			62			63			64		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	80	100	<i>r_c</i>	40	100	<i>r_c</i>	70	400	<i>r_c</i>	60	180	<i>r_c</i>
2	140	120	24	140	200	20	140	150	18	140	200	25
3	380	140	<i>r_k</i>	240	300	<i>r_k</i>	180	220	<i>r_k</i>	280	300	<i>r_k</i>
4	420	400	420	400	350	400	510	400	510	610	400	610
<i>B</i>	65			66			67			68		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	40	40	<i>r_c</i>	60	180	<i>r_c</i>	70	200	<i>r_c</i>	40	100	<i>r_c</i>
2	140	180	25	200	200	19	90	100	24	80	400	28
3	280	200	<i>r_k</i>	300	300	<i>r_k</i>	280	220	<i>r_k</i>	315	200	<i>r_k</i>
4	510	300	510	400	350	400	520	120	520	480	430	480
<i>B</i>	69			70			71			72		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	400	<i>r_c</i>	70	80	<i>r_c</i>	70	100	<i>r_c</i>	90	150	<i>r_c</i>
2	140	140	20	220	100	24	230	150	18	115	100	25
3	280	160	<i>r_k</i>	415	200	<i>r_k</i>	480	160	<i>r_k</i>	410	320	<i>r_k</i>
4	520	250	520	610	180	610	710	200	710	510	400	510

Продолжение табл. 2.3

<i>B</i>	<i>73</i>			<i>74</i>			<i>75</i>			<i>76</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	320	<i>r_c</i> =	110	120	<i>r_c</i> =	90	120	<i>r_c</i> =	70	120	<i>r_c</i> =
2	140	400	25	280	200	20	140	300	16	110	300	24
3	520	200	<i>r_k</i> =	315	160	<i>r_k</i> =	315	150	<i>r_k</i> =	450	150	<i>r_k</i> =
4	720	110	720	550	100	550	450	200	450	550	200	550
<i>B</i>	<i>77</i>			<i>78</i>			<i>79</i>			<i>80</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	40	<i>r_c</i> =	70	100	<i>r_c</i> =	40	180	<i>r_c</i> =	30	100	<i>r_c</i> =
2	185	150	28	140	150	20	120	100	18	180	150	22
3	380	300	<i>r_k</i> =	520	160	<i>r_k</i> =	410	200	<i>r_k</i> =	410	160	<i>r_k</i> =
4	700	250	700	720	200	720	620	180	620	620	200	620
<i>B</i>	<i>81</i>			<i>82</i>			<i>83</i>			<i>84</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	120	<i>r_c</i> =	140	200	<i>r_c</i> =	45	120	<i>r_c</i> =	40	40	<i>r_c</i> =
2	140	300	20	180	220	20	128	140	25	120	150	18
3	410	150	<i>r_k</i> =	300	100	<i>r_k</i> =	340	200	<i>r_k</i> =	380	160	<i>r_k</i> =
4	620	180	620	550	180	550	520	400	520	700	200	700
<i>B</i>	<i>85</i>			<i>86</i>			<i>87</i>			<i>88</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	120	<i>r_c</i> =	60	45	<i>r_c</i> =	120	40	<i>r_c</i> =	40	60	<i>r_c</i> =
2	200	140	24	140	90	15	220	120	20	120	200	25
3	310	200	<i>r_k</i> =	400	120	<i>r_k</i> =	180	140	<i>r_k</i> =	280	320	<i>r_k</i> =
4	500	400	500	450	220	450	480	300	480	520	250	520
<i>B</i>	<i>89</i>			<i>90</i>			<i>91</i>			<i>92</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	140	<i>r_c</i> =	80	150	<i>r_c</i> =	50	100	<i>r_c</i> =	100	140	<i>r_c</i> =
2	120	150	24	140	160	15	128	150	25	120	400	15
3	320	300	<i>r_k</i> =	180	200	<i>r_k</i> =	280	220	<i>r_k</i> =	380	320	<i>r_k</i> =
4	560	110	560	610	250	610	600	250	600	400	200	400

Продолжение табл. 2.3

<i>B</i>	<i>93</i>			<i>94</i>			<i>95</i>			<i>96</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	300	<i>r_c</i> = 18	70	180	<i>r_c</i> = 24	70	100	<i>r_c</i> = 20	90	120	<i>r_c</i> = 16
2	140	140		80	200		115	120		110	200	
3	310	200	<i>r_k</i> = 350	280	320	<i>r_k</i> = 410	520	220	<i>r_k</i> = 610	380	400	<i>r_k</i> = 700
4	350	120		410	400		610	400		700	140	
<i>B</i>	<i>97</i>			<i>98</i>			<i>99</i>			<i>100</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	80	420	<i>r_c</i> = 24	90	120	<i>r_c</i> = 18	80	520	<i>r_c</i> = 20	80	120	<i>r_c</i> = 25
2	140	300		140	160		180	150		210	140	
3	420	180	<i>r_k</i> = 720	410	180	<i>r_k</i> = 540	400	220	<i>r_k</i> = 550	400	180	<i>r_k</i> = 650
4	720	320		540	310		550	400		650	250	
<i>B</i>	<i>101</i>			<i>102</i>			<i>103</i>			<i>104</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	45	220	<i>r_c</i> = 18	100	180	<i>r_c</i> = 15	70	400	<i>r_c</i> = 25	70	200	<i>r_c</i> = 24
2	85	200		160	220		140	200		80	400	
3	240	280	<i>r_k</i> = 480	380	140	<i>r_k</i> = 400	280	240	<i>r_k</i> = 400	280	250	<i>r_k</i> = 610
4	480	400		400	350		400	350		610	200	
<i>B</i>	<i>105</i>			<i>106</i>			<i>107</i>			<i>108</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	70	100	<i>r_c</i> = 18	90	120	<i>r_c</i> = 24	40	300	<i>r_c</i> = 20	120	140	<i>r_c</i> = 25
2	115	150		110	300		180	150		210	150	
3	120	200	<i>r_k</i> = 450	380	320	<i>r_k</i> = 720	410	180	<i>r_k</i> = 550	400	280	<i>r_k</i> = 650
4	450	100		720	200		550	220		650	400	
<i>B</i>	<i>109</i>			<i>110</i>			<i>111</i>			<i>112</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	420	<i>r_c</i> = 18	100	180	<i>r_c</i> = 20	90	120	<i>r_c</i> = 28	110	140	<i>r_c</i> = 22
2	120	140		120	140		180	160		210	150	
3	400	300	<i>r_k</i> = 450	280	160	<i>r_k</i> = 520	315	180	<i>r_k</i> = 600	400	280	<i>r_k</i> = 650
4	450	320		520	280		600	280		650	400	

Продолжение табл. 2.3

<i>B</i>	<i>113</i>			<i>114</i>			<i>115</i>			<i>116</i>		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	50	100	r_c = 20	80	120	r_c = 18	120	200	r_c = 22	100	180	r_c = 25
2	180	215		120	140		160	140		120	140	
3	400	290	r_k = 600	300	160	r_k = 400	240	240	r_k = 300	280	250	r_k = 520
4	600	400		400	190		300	180		520	400	
<i>B</i>	<i>117</i>			<i>118</i>			<i>119</i>			<i>120</i>		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	50	120	r_c = 25	40	40	r_c = 15	60	180	r_c = 22	70	110	r_c = 25
2	85	200		140	200		130	150		140	250	
3	310	400	r_k = 420	180	220	r_k = 420	170	300	r_k = 480	380	320	r_k = 510
4	420	280		420	400		480	410		510	450	

3. Расчет дебита фильтрующейся жидкости для различных видов пористости

3.1. Оценка дебита жидкости при линейном режиме равномерной фильтрации

Теория к разделу

Рассмотрим случай субкапиллярной фильтрации, т.е. фильтрация равномерная и проходит через всю площадь образца, имеющего субкапиллярную пористость.

Дебит жидкости при линейном режиме оценивается *уравнением Дарси*:

$$Q = k_{\text{пр}} \cdot F \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}, \quad (3.1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость, Д;
 F – площадь фильтрации, см²;
 ΔP – перепад давления, атм;
 μ – вязкость, спз;
 L – длина, см.

3.1.1. Типовая задача

Дан кубик породы размером 10х10х10 см, имеющий проницаемость 10 мД, через который фильтруется жидкость вязкостью 1 спз при градиенте давления ($\Delta P/L$), равном 0,25 атм/м. Определить дебит жидкости.

Дано:

$k_{\text{пр}} = 10 \text{ мД} = 0,01 \text{ Д};$

$F = 100 \text{ см}^2;$

$\Delta P/L = 0,25 \text{ атм/м} = 0,0025 \text{ атм/см};$

$\mu = 1 \text{ спз}.$

Найти: Q_1

Решение:

$$Q_1 = k_{\text{пр}} \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}$$

$$Q_1 = 0,01 \cdot 100 \cdot \frac{0,0025}{1} = 0,0025 \text{ см}^3/\text{с}$$

3.2. Оценка дебита жидкости при неравномерно-проницаемой фильтрации

Теория к разделу

Проницаемость жидкости при фильтрации через капилляр оцениваем из соотношения уравнений Дарси:

$$Q = k_{\text{пр.кап}} \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}, \quad (3.2)$$

и Пуазейля:

$$Q = \frac{F \cdot r^2 \cdot \Delta P}{8 \cdot \mu \cdot L}, \quad (3.3)$$

откуда:

$$k_{\text{пр.кап}} = \frac{r^2}{8}, \quad (3.4)$$

где $k_{\text{пр.кап}}$ – проницаемость при фильтрации жидкости через капилляр, Д;

F – площадь фильтрации, см²;

ΔP – перепад давления, атм;

μ – вязкость, спз;

L – длина, см.

После преобразования коэффициента проницаемости и радиуса капилляра к одной размерности получим эмпирическое уравнение для оценки коэффициента проницаемости при фильтрации жидкости через капилляр:

$$k_{\text{пр.кап}} = 12,5 \cdot 10^6 \cdot r^2, \quad (3.5)$$

3.2.1. Типовая задача

Дан кубик породы размером 10х10х10 см, имеющий проницаемость 10 мДарси, через который фильтруется жидкость вязкостью 1 спз при градиенте давления ($\Delta P/L$), равном 0,25 атм/м. В этом кубике существует один капилляр диаметром 0,2 мм. На сколько увеличится суммарный дебит при прочих равных параметрах μ и $\Delta P/L$?

Дано:

$$D_k = 0,2 \text{ мм} = 0,02 \text{ см};$$

$$\Delta P/L = 0,25 \text{ атм/м} = 0,0025 \text{ атм/см};$$

$$\mu = 1 \text{ спз.}$$

$$N_k = 1$$

Найти: Q_2 - дебит при фильтрации через капилляр;

Q_3 - суммарный дебит за счёт субкапиллярной и капиллярной фильтрации.

Решение:

$$Q_2 = N_k \cdot k_{\text{пр.кап}} \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}$$

$$k_{\text{пр.кап}} = 12,5 \cdot 10^6 \cdot r^2, \quad r = \frac{D_k}{2}$$

$$F = \pi \cdot r^2$$

Рассчитаем дебит через этот капилляр:

$$Q_2 = 1 \cdot 12,5 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{0,02}{2}\right)^2 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,02}{2}\right)^2 \cdot \frac{0,0025}{1} = 0,001 \text{ см}^3 / \text{с},$$

$$Q_3 = Q_1 + Q_2 = 0,0025 + 0,001 = 0,0035 \text{ см}^3 / \text{с}.$$

По сравнению с субкапиллярной проницаемостью ($k_{\text{пр}} = 10$ мД) дебит увеличится при наличии одного такого канала на 40% (Q_2 / Q_1), а если бы субкапиллярная проницаемость была $k_{\text{пр}} = 1$ мД, то дебит увеличился бы на 400% ($Q_2 / Q_1 \cdot k_{\text{пр}}$).

3.3. Оценка дебита жидкости при наличии трещиноватой фильтрации

Теория к разделу

Допустим, в кубике с субкапиллярной проницаемостью вместо канала имеется трещина вдоль всего образца шириной $L_{тр}$, высотой $h_{тр}$. Оценить проницаемость трещины (щели) для жидкости, фильтрующейся через образец, можно, используя соотношение уравнений Буссинеска и Дарси:

$$\Delta P = \frac{12 \cdot \mu \cdot v \cdot L_{тр}}{h_{тр}^2}, \quad (3.6)$$

$$\Delta P = \frac{v \cdot \mu \cdot L_{тр}}{k_{пр.тр}}, \quad (3.7)$$

где $k_{пр.тр}$ – проницаемость при наличии трещиноватой фильтрации, Д;
 v – линейная скорость движения жидкости, см/с;
 ΔP – перепад давления, атм;
 μ – вязкость, спз;
 $L_{тр}$ – ширина трещины, см;
 $h_{тр}$ – высота трещины, см.

Приведя параметры к одной размерности в единицах измерения нефтепромысловой геологии, получим эмпирическое уравнение для оценки коэффициента проницаемости при трещиноватой фильтрации:

$$k_{пр.тр} = 84,4 \cdot 10^5 \cdot h^2 \quad (3.8)$$

3.3.1. Типовая задача

Дан кубик породы размером 10х10х10 см, имеющий проницаемость 10 мДарси, через который фильтруется жидкость вязкостью 1 спз при градиенте давления ($\Delta P/L$), равном 0,25 атм/м. В этом кубике будет существовать одна трещина шириной 10 см, высотой 0,2 мм. На сколько увеличится суммарный дебит при прочих равных параметрах μ и $\Delta P/L$?

Дано:

$$h_{тр} = 0,2 \text{ мм} = 0,02 \text{ см};$$

$$\Delta P/L = 0,25 \text{ атм/м} = 0,0025 \text{ атм/см};$$

$$\mu = 1 \text{ спз};$$

$$L_{тр} = 10 \text{ см};$$

$$M_{тр} = 1$$

Найти: Q_4 - дебит при фильтрации через трещину;

Q_5 - суммарный дебит жидкости за счет субкапиллярной и трещиноватой фильтрации.

Решение:

$$Q_4 = M_{тр} \cdot k_{пр.тр} \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L},$$

$$k_{пр.тр} = 84,4 \cdot 10^5 \cdot h^2$$

$$F = h \cdot L_{тр}$$

$$Q_4 = 1 \cdot 84,4 \cdot 10^5 \cdot 0,02^2 \cdot 0,02 \cdot 10 \cdot \frac{0,0025}{1} = 1,688 \text{ см}^3/\text{с},$$

а суммарный дебит с учетом субкапиллярной фильтрации:

$$Q_5 = Q_4 + Q_1 = 1,688 + 0,0025 = 1,6905 \text{ см}^3/\text{с}.$$

Сравнивая дебиты Q_4 и Q_1 , получим, что наличие общей трещины приводит к увеличению дебита в 675 раз ($1,688 / 0,0025$).

3.4. Задания для самостоятельной работы

Дан кубик породы размером 10x10x10 см. Определить дебиты (Q_1), (Q_2), (Q_3), (Q_4), (Q_5) при:

1. равномерной субкапиллярной и неравномерно-проницаемой фильтрациях;

2. равномерной субкапиллярной и трещиноватой фильтрациях

и сравнить их для условий, представленных в таблице 3.1, имеющих следующие обозначения:

$k_{пр}$ – проницаемость при субкапиллярной фильтрации, мД;

μ – вязкость жидкости, спз;

$\Delta P/L$ – перепад давления, атм/м;

N_k – число капилляров;

D_k – диаметр капилляра, мм;

$L_{тр}$ – длина трещин, см;

$h_{тр}$ – высота трещины, мм;

$M_{тр}$ – число трещин;

1, ..., 120 – номер варианта.

Таблица 3.1

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
k_{np}	8	12	10	11	15	9	18	13	14	10	11
μ	2,0	1,3	3,0	2,5	3,0	1,5	2,0	1,3	3,0	1,2	1,4
$\Delta P/L$	0,3	0,26	0,31	0,32	0,33	0,35	0,3	0,36	0,31	0,28	0,26
N_k	1	2	1	2	3	2	1	3	2	1	3
D_k	0,18	0,2	0,22	0,24	0,25	0,16	0,3	0,27	0,28	0,24	0,16
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,15	0,16	0,18	0,17	0,19	0,22	0,21	0,28	0,27	0,28	0,23
$M_{тр}$	2	1	2	1	1	2	2	1	2	2	1
<i>B</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
k_{np}	13	17	20	12	13	11	9	13	16	17	8
μ	1,8	2,0	2,2	2,5	3,0	2,8	2,2	1,1	1,3	1,1	1,8
$\Delta P/L$	0,3	0,24	0,22	0,23	0,26	0,25	0,3	0,36	0,26	0,27	0,24
N_k	2	1	1	2	1	2	1	2	1	2	1
D_k	0,15	0,22	0,23	0,24	0,33	0,28	0,26	0,3	0,18	0,19	0,21
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,22	0,21	0,23	0,19	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28	0,22
$M_{тр}$	1	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2
<i>B</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>
k_{np}	9	12	13	10	11	9	15	14	16	11	17
μ	1,6	1,9	2,0	3,0	1,4	1,8	1,6	2,2	2,0	2,1	1,3
$\Delta P/L$	0,2	0,22	0,24	0,25	0,31	0,32	0,28	0,24	0,25	0,28	0,31
N_k	2	1	2	1	2	3	2	1	1	2	3
D_k	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28	0,3	0,31	0,29	0,28	0,18
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,24	0,26	0,28	0,16	0,25	0,26	0,27	0,18	0,23	0,24	0,22
$M_{тр}$	1	2	1	2	1	1	1	2	2	1	1

Продолжение табл. 3.1

<i>B</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>
<i>k_{np}</i>	9	20	13	17	9	16	18	19	15	12	13
<i>μ</i>	1,6	1,7	3,0	1,6	1,8	1,9	2,8	3,0	2,0	2,0	1,3
<i>ΔP/L</i>	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,22	0,28	0,3	0,28	0,24
<i>N_k</i>	2	1	2	1	2	3	2	1	1	1	2
<i>D_k</i>	0,22	0,26	0,3	0,31	0,28	0,29	0,26	0,2	0,25	0,18	0,2
<i>L_{tp}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{tp}</i>	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,3	0,18	0,26	0,24	0,27	0,18
<i>M_{tp}</i>	1	2	1	2	1	1	1	2	2	1	2
<i>B</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>
<i>k_{np}</i>	11	9	13	16	17	8	9	12	13	10	11
<i>μ</i>	3,0	2,5	3,0	1,5	2	1,3	3,0	1,2	1,4	1,8	2,0
<i>ΔP/L</i>	0,25	0,28	0,31	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,22	0,28
<i>N_k</i>	1	2	3	2	1	3	2	1	3	2	1
<i>D_k</i>	0,22	0,24	0,25	0,16	0,3	0,27	0,28	0,24	0,16	0,15	0,22
<i>L_{tp}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{tp}</i>	0,23	0,24	0,22	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,3	0,18	0,26
<i>M_{tp}</i>	2	1	1	1	2	1	2	1	1	1	2
<i>B</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>65</i>	<i>66</i>
<i>k_{np}</i>	9	8	12	10	11	15	9	18	13	14	10
<i>μ</i>	2,2	2,5	3,0	2,8	2,2	1,1	1,3	1,1	1,8	1,6	1,9
<i>ΔP/L</i>	0,3	0,23	0,26	0,25	0,3	0,36	0,26	0,27	0,24	0,2	0,22
<i>N_k</i>	1	2	1	1	2	3	2	1	2	1	2
<i>D_k</i>	0,23	0,24	0,33	0,28	0,26	0,3	0,22	0,19	0,21	0,22	0,23
<i>L_{tp}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{tp}</i>	0,24	0,15	0,16	0,18	0,17	0,19	0,18	0,21	0,28	0,27	0,28
<i>M_{tp}</i>	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2

Продолжение табл. 3.1

<i>B</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>	<i>71</i>	<i>72</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>
<i>k_{np}</i>	11	13	17	20	15	14	16	11	17	9	20
<i>μ</i>	2,0	3,0	1,4	1,8	1,6	2,2	2,0	2,1	1,3	1,6	1,7
<i>ΔP/L</i>	0,24	0,25	0,31	0,32	0,3	0,26	0,31	0,32	0,33	0,35	0,3
<i>N_k</i>	3	2	1	1	2	2	2	1	2	1	2
<i>D_k</i>	0,25	0,26	0,27	0,28	0,3	0,31	0,29	0,28	0,18	0,2	0,26
<i>L_{тп}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{тп}</i>	0,23	0,22	0,21	0,23	0,19	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28
<i>M_{тп}</i>	1	2	1	1	2	2	2	1	1	2	2
<i>B</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	<i>80</i>	<i>81</i>	<i>82</i>	<i>83</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>86</i>	<i>87</i>	<i>88</i>
<i>k_{np}</i>	17	9	16	18	19	15	12	13	8	12	10
<i>μ</i>	3	2,8	2,2	1,1	1,3	1,1	1,8	1,6	1,3	3	2,5
<i>ΔP/L</i>	0,28	0,31	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,3	0,32	0,33
<i>N_k</i>	1	2	3	2	1	2	1	2	2	3	2
<i>D_k</i>	0,26	0,3	0,18	0,19	0,21	0,22	0,23	0,25	0,25	0,16	0,3
<i>L_{тп}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{тп}</i>	0,23	0,24	0,22	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,21	0,28	0,27
<i>M_{тп}</i>	2	1	1	1	2	1	2	1	1	2	2
<i>B</i>	<i>89</i>	<i>90</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>99</i>
<i>k_{np}</i>	11	15	9	18	13	14	10	11	13	17	13
<i>μ</i>	3	1,5	2	1,3	3	1,2	1,4	1,8	2	2,2	2,8
<i>ΔP/L</i>	0,35	0,3	0,36	0,31	0,28	0,26	0,3	0,24	0,22	0,23	0,3
<i>N_k</i>	1	3	2	1	3	2	1	1	2	1	2
<i>D_k</i>	0,27	0,28	0,24	0,16	0,15	0,22	0,23	0,24	0,33	0,28	0,18
<i>L_{тп}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{тп}</i>	0,28	0,23	0,22	0,21	0,23	0,19	0,22	0,25	0,25	0,26	0,22
<i>M_{тп}</i>	1	1	2	2	1	2	1	1	1	2	1

Продолжение табл. 3.1

<i>B</i>	<i>100</i>	<i>101</i>	<i>102</i>	<i>103</i>	<i>104</i>	<i>105</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>110</i>
<i>k_{np}</i>	11	9	13	16	17	8	12	16	11	17	9
<i>μ</i>	2,2	1,1	1,3	1,1	1,8	1,6	2	2,1	1,3	1,6	1,7
<i>ΔP/L</i>	0,36	0,26	0,27	0,24	0,2	0,22	0,25	0,31	0,4	0,28	0,35
<i>N_k</i>	1	2	1	2	1	2	2	2	1	2	1
<i>D_k</i>	0,19	0,21	0,22	0,23	0,25	0,26	0,28	0,26	0,3	0,31	0,28
<i>L_{TP}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>h_{TP}</i>	0,24	0,26	0,28	0,16	0,28	0,25	0,18	0,28	0,29	0,3	0,18
<i>M_{TP}</i>	2	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2
<i>B</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>	
<i>k_{np}</i>	11	11	10	12	8	9	11	12	9	12	
<i>μ</i>	2	2,8	3	2,5	2,2	2	1,8	3	1,3	2	
<i>ΔP/L</i>	0,26	0,26	0,23	0,3	0,28	0,22	0,4	0,35	0,28	0,25	
<i>N_k</i>	1	2	1	1	2	3	1	1	2	2	
<i>D_k</i>	0,24	0,23	0,22	0,15	0,16	0,24	0,28	0,21	0,25	0,29	
<i>L_{TP}</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
<i>h_{TP}</i>	0,22	0,18	0,3	0,28	0,28	0,26	0,22	0,27	0,24	0,28	
<i>M_{TP}</i>	2	1	2	2	1	2	1	1	1	2	

4. Состояние нефтяных газов в пластовых условиях

Теория к разделу

В пластовых условиях газы в зависимости от их состава, давления и температуры (термобарического режима в пласте) могут находиться в различных агрегатных состояниях – газообразном, жидком, в виде газожидкостных смесей.

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов (УВ) метанового ряда $\text{CH}_4\text{--C}_4\text{H}_{10}$: метана, этана, пропана, изобутана и н-бутана, а также неуглеводородных компонентов: H_2S , N_2 , CO , CO_2 , H_2 , Ar , He , Kr , Xe и других.

Состав газовых смесей выражается в виде массовой или объемной концентрации компонентов в процентах и мольных долях:

$$y_i = \frac{N_i}{\sum N_i} \quad (4.1)$$

где N_i - масса i -го компонента;
 $\sum N_i$ - суммарная масса смеси.

$$V = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100 \quad (4.2)$$

где V_i - объем i -го компонента в смеси;
 $\sum V_i$ - суммарный объем газа.

$$N_i = \frac{n_i}{\sum n_i} \quad (4.3)$$

где n_i - число молей i -го компонента в смеси;
 $\sum n_i$ - суммарное число молей газа в системе.

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

$$P \cdot V = G \cdot R \cdot T, \quad (4.4)$$

где P – давление, Па;
 V – объем газа, м^3 ;
 G – масса газа, кг;
 R – газовая постоянная, Дж/(кг • К);
 T – абсолютная температура, К.

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

Уравнение состояния Клайперона–Менделеева справедливо для идеального газа и для нефтяных систем работает в области давлений, близких к атмосферному. При давлениях $P > 10$ атм нефтяной газ из идеальной системы переходит в неидеальную и описывается уравнением Клайперона-Менделеева с коэффициентом сжимаемости **z**, который учитывает отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов.

Ниже записано уравнение состояния смеси газов в пластовых условиях, выраженное через мольные доли компонентов:

$$P \cdot V = \sum_{i=1}^n N_i \cdot R_i \cdot T \Rightarrow P \cdot V = z \cdot \sum_{i=1}^n N_i R_i \cdot T \quad (4.5)$$

Коэффициент сжимаемости газа z функционально зависит от приведенных давлений и температур, $z = f(T_{\text{прив}}, P_{\text{прив}})$.

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидких фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются.

Критическая температура ($T_{\text{кр}}$) – максимальная температура, при которой свойства газовой и жидкой фаз находятся в равновесии.

Критическое давление ($P_{\text{кр}}$) – давление паров вещества при критической температуре.

Среднекритические (псевдокритические) параметры смеси газов определяются по правилу аддитивности:

$$P_{\text{ср.кр}} = \sum (N_i \cdot P_{i\text{кр}}) \quad (4.6)$$

$$T_{\text{ср.кр}} = \sum (N_i \cdot T_{i\text{кр}}) \quad (4.7)$$

Приведенными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа: температура, давление, объем, плотность и другие больше или меньше критических.

$$P_{\text{прив}} = P_{\text{пл}} / P_{\text{ср.кр}} \quad (4.8)$$

$$T_{\text{прив}} = T_{\text{пл}} / T_{\text{ср.кр}} \quad (4.9)$$

В соответствии с законом Авогадро один моль газа занимает объем при нормальных условиях 22,414 л, а при стандартных условиях 24,055 л.

Нормальным условиям (н.у.) соответствуют абсолютная температура 273,15 К и абсолютное давление 0,1 МПа.

Стандартным условиям (с.у.) соответствуют температура 20°C (293,15 К) и абсолютное давление 0,1 МПа.

Объем газа в пластовых условиях определяем из соотношения Бойля-Мариотта:

$$\frac{V_o \cdot P_o}{T_o} = \frac{V_{пл} \cdot P_{пл}}{t_{пл}} \quad (4.10)$$

$$V_{пл} = \frac{V_o \cdot P_o \cdot t_{пл}}{T_o \cdot P_{пл}} \quad (4.11)$$

$$V_{пл} = \frac{z \cdot V_o \cdot P_o \cdot (273,15 + t_{пл})}{273,15 \cdot P_{пл}} \quad (4.12)$$

Объемный коэффициент газа оценивается отношением объема газа в пластовых условиях к объему, занимаемому газом при н.у.:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_o} = z \frac{t_{пл} \cdot P_o}{P_{пл} \cdot T_o} \quad (4.13)$$

$$B = \frac{V_{пл}}{V_o} = \frac{z \cdot P_o \cdot (273,15 + t_{пл})}{273,15 \cdot P_{пл}} \quad (4.14)$$

4.1. Типовая задача

Дана исходная таблица. Используя ее, мы можем найти коэффициенты сжимаемости (z) и объемный коэффициент газа (B), занимающего первоначальный объем (V_o) 1000 м³ при нормальных условиях для пластовых условий: $P_{пл} = 100$ атм, $t_{пл} = 50^\circ\text{C}$, следующего состава ($V_i, \%$) (табл. 4.1):

Таблица 4.1

Компонент, V_i	%
метан (CH_4)	82
этан (C_2H_6)	9
пропан (C_3H_8)	5,1
изобутан ($i-C_4H_{10}$)	0,8
н-бутан ($n-C_4H_{10}$)	1,7
изопентан ($i-C_5H_{12}$)	0,6
н-пентан ($n-C_5H_{12}$)	0,3
гексаны (C_6H_{12})	0,5

Решение:

1) Рассчитываем приведенное давление по формуле:

$$P_{пр} = \frac{P_{пл}}{\sum(N_i \cdot P_{iкр})} \quad (4.15)$$

Для расчета $P_{пр}$ и $T_{пр}$ используем критическое давление и критическую температуру смеси газов. Данные для каждого компонента представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Компонент	N_i , доли	$P_{кр}$, атм	$T_{кр}$, К	$N_i \cdot P_{iкр}$, атм	$N_i \cdot T_{iкр}$, К
CH_4	0,82	47,32	191	38,80	156,62
C_2H_6	0,09	49,78	305	4,48	27,45
C_3H_8	0,051	43,38	370	2,21	18,87
$i-C_4H_{10}$	0,008	38,25	407	0,31	3,26
$n-C_4H_{10}$	0,017	38,74	425	0,66	7,23
$i-C_5H_{12}$	0,006	33,89	461	0,20	2,77
$n-C_5H_{12}$	0,003	34,1	470	0,10	1,41
C_6H_{12}	0,005	30,52	508	0,15	2,54
				$\Sigma = 46,92$	$\Sigma = 220,14$

$$P_{np} = \frac{100}{0,82 \cdot 47,32 + 0,09 \cdot 49,78 + 0,051 \cdot 43,38 + 0,008 \cdot 38,25 + \frac{100}{+ 0,017 \cdot 38,74 + 0,006 \cdot 33,89 + 0,003 \cdot 34,1 + 0,005 \cdot 30,52} = \frac{100}{46,92} = 2,13$$

2) Рассчитываем приведенную температуру по формуле:

$$\dot{O}_{i\bar{o}} = \frac{t_{i\bar{e}} + 273,15}{\Sigma (N_i \cdot \dot{O}_{i\bar{o}})} \quad (4.16)$$

Для расчета T_{np} используем критическое давление $T_{кр}$. Данные для каждого компонента представлены в таблице 4.2.

$$T_{np} = \frac{50 + 273,15}{0,82 \cdot 191 + 0,09 \cdot 305 + 0,051 \cdot 370 + 0,008 \cdot 407 + \frac{50 + 273,15}{+ 0,017 \cdot 425 + 0,006 \cdot 461 + 0,003 \cdot 470 + 0,005 \cdot 508} = \frac{323,15}{220,14} = 1,47$$

3) Определяем z по графикам $z = f(P)$ при $T = \text{const}$ (рис.4.1), (Оркин К. Г. стр. 90, Гиматудинов Ш.К. стр. 97, Амикс Дж. стр. 237). Для нашего случая $z = 0,81$.

4) Объем газа в пластовых условиях определяем, используя закон Бойля–Мариотта (формула 4.12):

$$V_{пл} = \frac{z \cdot V_o \cdot P_o \cdot (273,15 + t_{пл})}{273,15 \cdot P_{пл}}$$

$$V_{пл} = \frac{0,81 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot (273,15 + 50)}{273,15 \cdot 100} = 9,58 \text{ м}^3$$

5) Объемный коэффициент газа оценивается отношением объемов газа в пластовых условиях к объему при н.у. (формула 4.14):

$$B = \frac{V_{пл}}{V_o} = \frac{z \cdot P_o \cdot (273,15 + t_{пл})}{273,15 \cdot P_{пл}}$$

$$B = \frac{9,58}{1000} = \frac{0,81 \cdot 1 \cdot (273,15 + 50)}{273,15 \cdot 100} = 0,00958$$

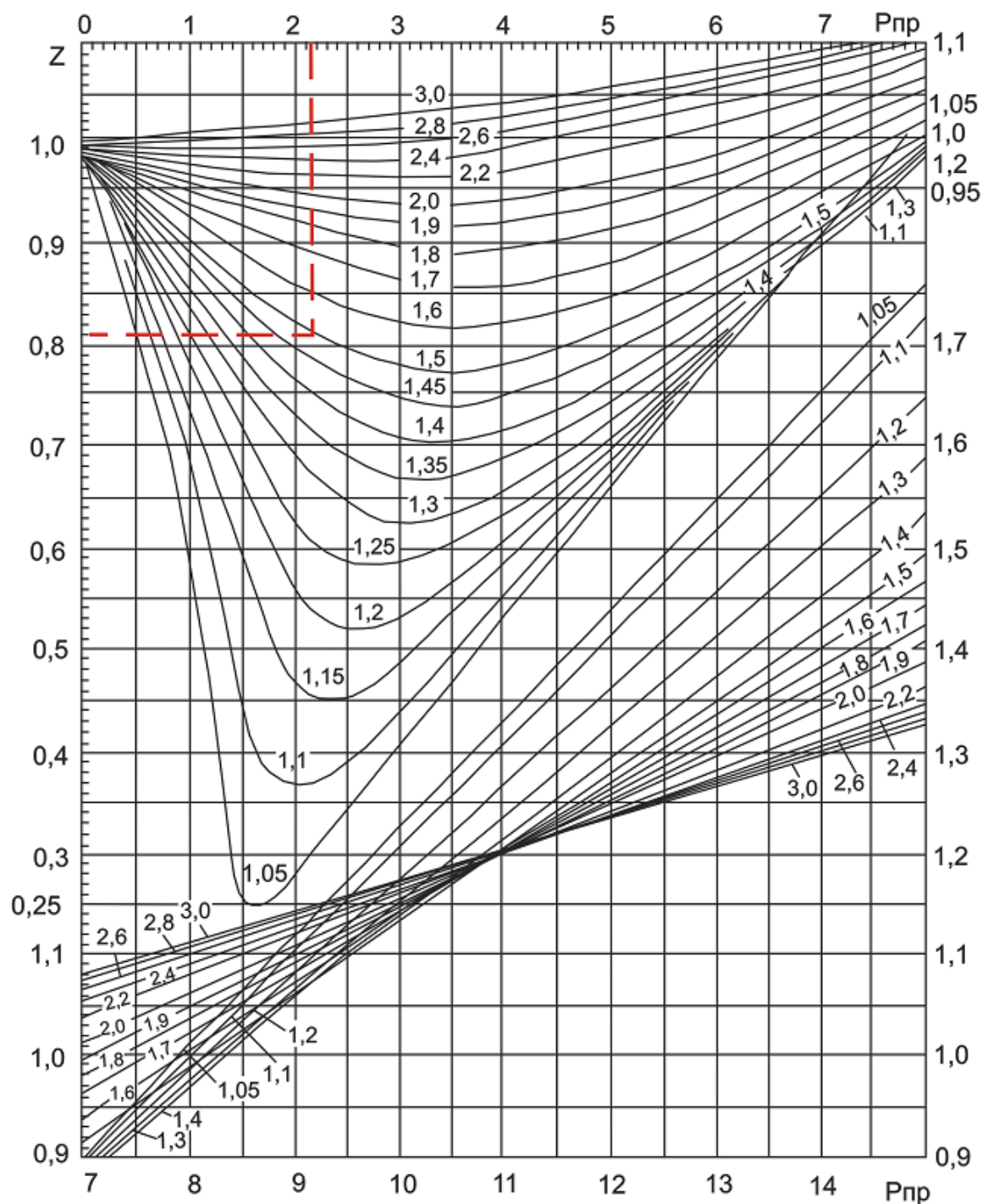


Рис. 4.1. Графики зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z углеводородного газа от приведенных псевдокритических давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ (по Г. Брауну).
Шифр кривых – значения $T_{пр}$

4.2. Задания для самостоятельной работы

Для известного состава газа найти коэффициент сжимаемости (z), объем газа в пластовых условиях ($V_{пл}$, м³), объемный коэффициент (B , доли ед.) для пластовых условий ($P_{пл}$, атм; $t_{пл}$, °C) при первоначальном объеме (V_o , м³). Исходные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
CH₄	84,2	92,1	93,1	89,6	89,3	86,4	89,5	90,2	92,6
C₂H₆	11,5	3,7	2,9	7	6,9	9,1	7,2	5,5	4,2
C₃H₈	3,2	2,8	3,1	2,6	2,8	2,9	1,7	3,1	1,9
i-C₄H₁₀	0,7	0,9	0,3	0,6	0,7	0,9	0,7	0,9	0,4
n-C₄H₁₀	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,7	0,9	0,3	0,9
V_o	1500	3000	2200	4000	1200	1800	2000	1400	1800
P_{пл}	220	310	280	300	180	240	260	280	300
t_{пл}	42	48	56	65	53	64	54	55	62
<i>B</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>
CH₄	94,3	95,0	92,6	91,7	91,7	89,6	89,7	90,8	91,4
C₂H₆	2,4	0,9	4,4	5,3	5,1	6,0	6,7	5,2	4,2
C₃H₈	2,4	2,6	1,9	1,7	1,6	3,2	2,8	2,6	2,7
i-C₄H₁₀	0,2	0,9	0,6	0,7	0,9	0,3	0,4	0,8	0,9
n-C₄H₁₀	0,7	0,6	0,5	0,6	0,7	0,9	0,4	0,6	0,8
V_o	2000	2200	3000	4000	1400	1600	2400	2200	1900
P_{пл}	280	280	310	190	215	285	290	310	260
t_{пл}	63	63	48	49	48	39	65	57	53
<i>B</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>
CH₄	87,6	89,5	87,6	89,7	92,3	91,4	90,7	90,8	89,7
C₂H₆	8,0	6,0	7,7	7,0	5,1	6,3	7,4	6,8	6,2
C₃H₈	2,9	3,3	3,2	1,8	1,6	1,3	1,4	1,5	2,8
i-C₄H₁₀	0,6	0,7	0,9	0,8	0,6	0,7	0,3	0,2	0,4
n-C₄H₁₀	0,9	0,5	0,6	0,7	0,4	0,3	0,2	0,7	0,9
V_o	2800	3000	3400	3300	3200	1900	2800	1400	1600
P_{пл}	270	240	285	230	220	240	190	180	240
t_{пл}	58	61	49	39	60	40	44	46	47

Продолжение табл. 4.3

<i>B</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36
CH₄	89,8	90,1	92,3	90,4	88,6	89,4	89,5	89,7	89,5
C₂H₆	6,3	5,9	2,5	5,7	8,5	6,4	5,7	4,8	5,6
C₃H₈	2,6	3,1	3,6	2,0	2,2	2,1	2,8	3,6	3,2
i-C₄H₁₀	0,5	0,6	0,7	0,9	0,4	0,9	0,8	0,6	0,8
n-C₄H₁₀	0,8	0,3	0,9	1,0	0,3	1,2	1,2	1,3	0,9
V_o	2800	3200	3300	4000	1200	2300	3100	1500	3000
P_{нл}	245	295	310	315	320	190	240	380	240
t_{нл}	49	52	56	58	61	39	42	54	52
<i>B</i>	37	38	39	40	41	42	43	44	45
CH₄	90,1	91,2	90,3	89,9	90,7	91,2	91,7	90,5	90,7
C₂H₆	6,0	5,3	5,4	6,0	5,2	4,0	6,2	6,3	6,8
C₃H₈	2,4	2,6	2,8	2,7	2,8	2,8	1,5	2,8	1,4
i-C₄H₁₀	0,9	0,2	0,6	0,7	0,7	0,8	0,3	0,2	0,7
n-C₄H₁₀	0,6	0,7	0,9	0,7	0,6	1,2	0,3	0,2	0,4
V_o	1700	2400	2800	4000	3800	2200	3200	3300	4000
P_{нл}	300	210	310	280	240	310	285	290	310
t_{нл}	54	48	46	42	18	65	39	65	57
<i>B</i>	46	47	48	49	50	51	52	53	54
CH₄	90,1	89,3	84,2	85,2	91,6	90,4	87,5	92,1	90,7
C₂H₆	7,2	6,1	10,5	10,5	5,5	5,7	8,6	4,6	6,2
C₃H₈	1,8	2,8	4,1	2,8	2,5	2,3	2,7	1,5	1,9
i-C₄H₁₀	0,5	0,9	0,9	0,9	0,3	0,8	0,5	0,8	0,3
n-C₄H₁₀	0,4	0,9	0,3	0,6	0,1	0,8	0,7	1,0	0,9
V_o	1200	2300	3100	1500	3000	1700	2400	2800	4000
P_{нл}	260	270	240	285	230	220	240	190	180
t_{нл}	53	58	61	49	39	60	40	44	46

Продолжение табл. 4.3

<i>B</i>	<i>55</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>
CH₄	91,2	86,5	86,7	89,4	87,2	91,5	90,8	92,9	87,6
C₂H₆	6,5	10,4	9,4	5,6	10,1	5,2	6,3	4,7	7,6
C₃H₈	1,3	2,7	2,7	3,7	1,9	2,8	2,5	1,9	4,2
i-C₄H₁₀	0,7	0,3	0,5	0,6	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3
n-C₄H₁₀	0,3	0,1	0,7	0,7	0,5	0,2	0,1	0,1	0,3
V_o	3800	2200	1500	3000	2200	4000	1200	1800	2000
P_{нл}	240	245	220	310	280	300	180	240	260
t_{нл}	47	49	42	48	56	65	53	64	54
<i>B</i>	<i>64</i>	<i>65</i>	<i>66</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>	<i>71</i>	<i>72</i>
CH₄	87,1	90,6	92,3	90,4	86,7	88,9	92,3	89,9	88,1
C₂H₆	6,9	4,8	5,1	6,1	6,8	7,1	5,5	6,4	6,9
C₃H₈	4,9	3,6	2,4	2,5	5,1	2,9	1,3	2,9	3,8
i-C₄H₁₀	0,7	0,6	0,1	0,7	0,9	0,8	0,7	0,6	0,8
n-C₄H₁₀	0,4	0,4	0,1	0,3	0,5	0,3	0,2	0,2	0,4
V_o	1400	1800	2000	2200	3000	4000	1400	1600	2400
P_{нл}	280	300	280	280	310	190	215	295	310
t_{нл}	55	62	63	63	48	49	48	42	48
<i>B</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	<i>80</i>	<i>81</i>
CH₄	90,9	91,1	89,1	86,8	89,5	90,1	90,4	86,4	90,8
C₂H₆	5,7	6,1	5,2	10,7	6,8	6,8	5,4	10,1	5,6
C₃H₈	2,4	1,3	3,9	2,3	2,3	2	1,7	2,4	1,4
i-C₄H₁₀	0,7	0,8	0,9	0,1	0,7	0,9	0,6	0,6	0,7
n-C₄H₁₀	0,3	0,7	0,9	0,1	0,7	0,2	1,9	0,5	1,5
V_o	2200	1900	2800	3000	3400	2200	3000	4000	1400
P_{нл}	315	320	190	240	380	240	285	230	220
t_{нл}	56	65	53	64	54	58	61	39	42

Продолжение табл. 4.3

<i>B</i>	82	83	84	85	86	87	88	89	90
CH₄	91,1	89,9	88,4	90,2	88,5	88,8	85,6	85,7	90,9
C₂H₆	4,8	5,8	8,6	4,6	7,2	6,1	10,5	10,5	5,5
C₃H₈	3,1	2,6	1,6	1,6	2,8	4,1	2,8	2,5	2,3
i-C₄H₁₀	0,6	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,3	0,8	0,5
n-C₄H₁₀	0,4	0,9	0,5	2,8	0,6	0,1	0,8	0,5	0,8
V_o	1600	2400	2200	1900	1500	3000	2200	4000	1200
P_{н.л}	240	190	180	240	310	280	300	180	240
t_{н.л}	54	52	54	65	56	65	53	64	54
<i>B</i>	91	92	93	94	95	96	97	98	99
CH₄	89,9	88,9	92,3	91,5	89,6	85,8	86,4	91,1	88,1
C₂H₆	5,7	8,6	4,6	6,2	6,5	10,4	9,4	6,3	6,6
C₃H₈	2,7	1,5	1,9	1,3	2,7	2,7	3,7	1,9	4,2
i-C₄H₁₀	0,8	0,7	0,7	0,3	0,5	0,6	0,3	0,3	0,7
n-C₄H₁₀	0,9	0,3	0,5	0,7	0,7	0,5	0,2	0,4	0,4
V_o	1800	2000	1400	1800	2000	2200	3000	1400	2400
P_{н.л}	260	280	300	280	280	310	190	285	310
t_{н.л}	55	62	60	63	65	49	48	55	53
<i>B</i>	100	101	102	103	104	105	106	107	108
CH₄	86,8	89,1	91,6	91,2	87,8	89,4	90,6	90,5	88,8
C₂H₆	7,6	6,9	4,8	5,1	6,1	6,8	7,1	5,5	6,4
C₃H₈	4,9	3,6	2,4	2,5	5,1	2,9	1,3	2,9	3,8
i-C₄H₁₀	0,6	0,1	0,7	0,9	0,8	0,7	0,6	0,8	0,7
n-C₄H₁₀	0,1	0,3	0,5	0,3	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3
V_o	2200	1900	2800	3000	3400	3300	3200	1900	2800
P_{н.л}	260	270	240	285	230	220	240	190	180
t_{н.л}	58	61	49	39	60	40	44	46	47

Продолжение табл. 4.3

<i>B</i>	<i>109</i>	<i>110</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>
CH₄	89	85,6	90,7	91,7	87,8	89,6	88,1	91,9	92
C₂H₆	6,9	10,7	6,3	5,1	7,7	6	8	4,2	5,1
C₃H₈	2,4	2,3	1,6	1,8	3,1	2,9	2,7	2,6	1,7
i-C₄H₁₀	0,8	0,9	0,8	0,9	0,6	0,9	0,8	0,4	0,6
n-C₄H₁₀	0,9	0,5	0,6	0,5	0,8	0,6	0,4	0,9	0,6
V_o	1400	1600	3300	3200	2200	3800	4000	2800	2400
P_{н.л}	240	245	285	310	240	280	310	210	300
t_{н.л}	49	52	65	18	42	46	48	54	52
<i>B</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>						
CH₄	91,2	90,3	89,7						
C₂H₆	5,3	6,4	7						
C₃H₈	1,9	1,9	1,8						
i-C₄H₁₀	0,9	0,9	0,8						
n-C₄H₁₀	0,7	0,5	0,7						
V_o	1700	1500	3000						
P_{н.л}	240	190	380						
t_{н.л}	54	61	42						

5. Растворимость углеводородных газов

Теория к разделу

Растворимость углеводородных газов описывается законом Генри:

$$G/V_{\text{ж}} = k \cdot P \quad (5.1)$$

$$G = \mu \cdot V_{\text{г}} \quad (5.2)$$

$$\mu \cdot V_{\text{г}} = k \cdot P \cdot V_{\text{ж}} \quad (5.3)$$

$$V_{\text{г}} = \frac{k}{\mu \cdot P \cdot V_{\text{ж}}} \quad (5.4)$$

$$\alpha = k/\mu \quad (5.5)$$

$$V_{\text{р}} = \alpha \cdot P \cdot V_{\text{ж}} \quad (5.6)$$

где G – весовое количество растворенного газа, г, кг;
 $V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, в которой растворяется газ, л, м³;
 P – абсолютное давление газа, атм;
 k – постоянная Генри;
 μ – вес единицы объема газа при атмосферном давлении;
 α – коэффициент растворимости газа, м³/м³.

Согласно уравнению (5.1) при увеличении P увеличивается $V_{\text{р}}$, однако прямолинейной зависимости не наблюдается и отклонение тем больше, чем больше различий в природах растворенных газов и растворяющих жидкостях. Для оценки растворимости углеводородных газов в пластовых водах ($\alpha_{\text{рт}}$) можно пользоваться следующей зависимостью:

$$\alpha_{\text{рт}} = \alpha \cdot (1 - M \cdot k) \quad (5.7)$$

где α – растворимость газа в чистой воде, м³/м³;
 M – минерализация пластовой воды, %;
 k – поправочный температурный коэффициент, доли ед.

5.1. Типовая задача

Найти зависимости растворимости углеводородных газов в пластовой воде от температуры (t_i) и давления (P_i): $\alpha_{\text{рт}} = f(t)$, $\alpha_{\text{рт}} = f(P)$ при постоянной минерализации (M , %).

Дано:

$t_1, ^\circ\text{C}$	60	$P_{\text{const}}, \text{atm}$ 70
$t_2, ^\circ\text{C}$	80	
$t_3, ^\circ\text{C}$	100	
P_1, atm	70	$t_{\text{const}}, ^\circ\text{C}$ 80
P_2, atm	105	
P_3, atm	140	
$M, \%$	2,5	

Решение:

Для оценки растворимости углеводородных газов в пластовой воде пользуемся формулой (5.7), предварительно определяем α (рис. 5.1), κ (табл. 5.1):

$$\alpha_{\text{рт}} = \alpha \cdot (1 - M \cdot k)$$

Поправочный температурный коэффициент k рассчитать методом линейной интерполяции.

При $P_{\text{const}} = 70 \text{ атм}$

$t_1 = 60 ^\circ\text{C}$	$\alpha_1 = 1,39 \text{ м}^3/\text{м}^3,$	$\kappa_1 = 0,0551,$
$t_2 = 80 ^\circ\text{C}$	$\alpha_2 = 1,30 \text{ м}^3/\text{м}^3,$	$\kappa_2 = 0,0469,$
$t_3 = 100 ^\circ\text{C}$	$\alpha_3 = 1,29 \text{ м}^3/\text{м}^3,$	$\kappa_3 = 0,0412.$

$$\alpha_{\text{рт1}} = 1,39 \cdot (1 - 2,5 \cdot 0,0551) = 1,1985 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$\alpha_{\text{рт2}} = 1,30 \cdot (1 - 2,5 \cdot 0,0469) = 1,1476 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$\alpha_{\text{рт3}} = 1,29 \cdot (1 - 2,5 \cdot 0,0412) = 1,157 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

При $t_{\text{const}} = 80 ^\circ\text{C}$

$P_1 = 70 \text{ атм}$	$\alpha_1 = 1,30 \text{ м}^3/\text{м}^3,$	$\kappa_1 = 0,0469,$
$P_2 = 105 \text{ атм}$	$\alpha_2 = 1,80 \text{ м}^3/\text{м}^3,$	$\kappa_2 = 0,0469,$
$P_3 = 140 \text{ атм}$	$\alpha_3 = 2,11 \text{ м}^3/\text{м}^3,$	$\kappa_3 = 0,0469.$

$$\alpha_{\text{пл1}} = 1,30 \cdot (1 - 2,5 \cdot 0,0469) = 1,1476 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$\alpha_{\text{пл2}} = 1,80 \cdot (1 - 2,5 \cdot 0,0469) = 1,5889 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$\alpha_{\text{пл3}} = 2,11 \cdot (1 - 2,5 \cdot 0,0469) = 1,8626 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

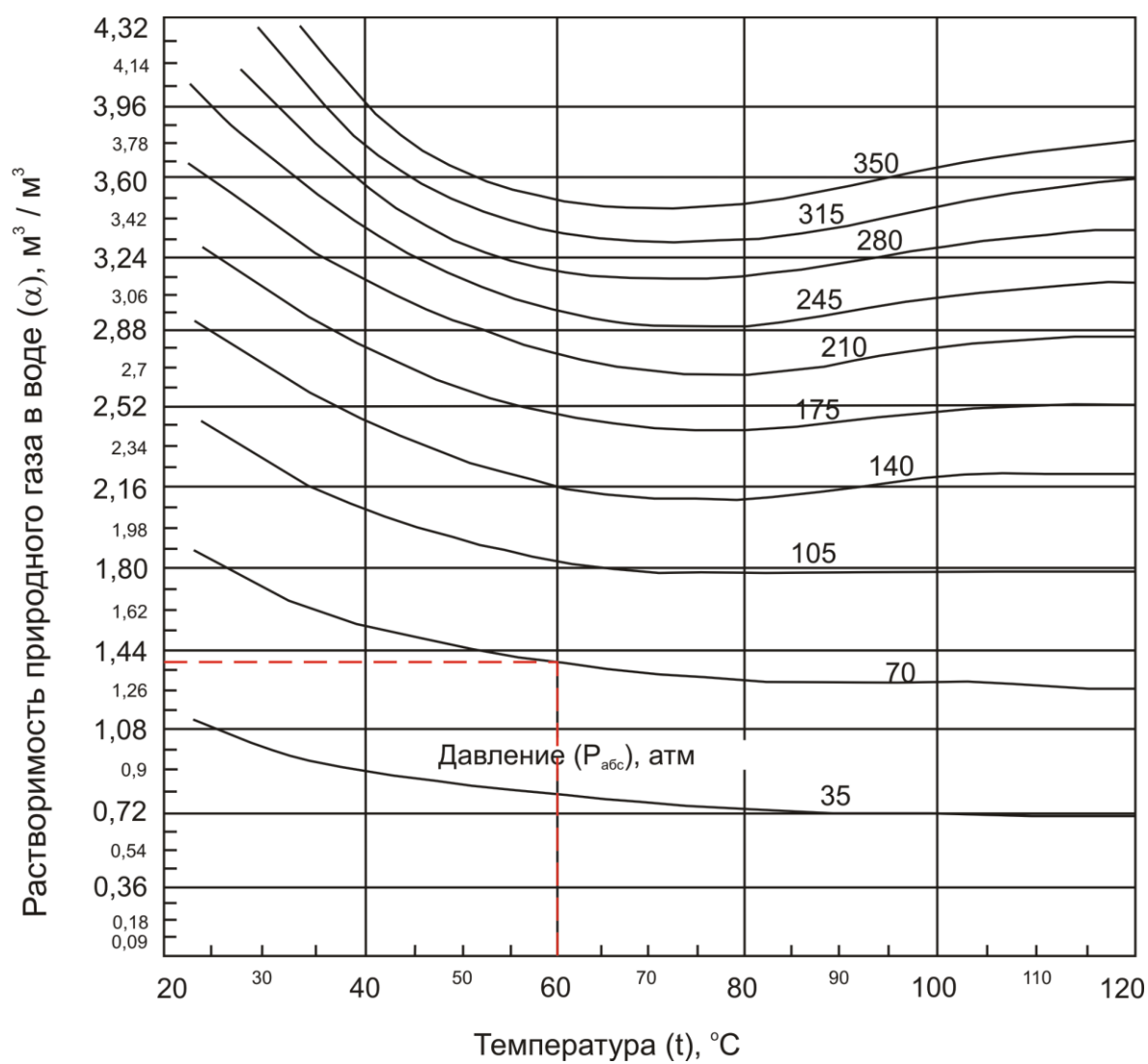


Рис.5.1. Зависимость растворимости природного газа в пресной воде от температуры при различных давлениях

Таблица 5.1

Значения поправочных коэффициентов на минерализацию
в зависимости от температуры

Температура, $t, ^\circ\text{C}$	Поправочный коэффициент, k , доли ед.	Температура, $t, ^\circ\text{C}$	Поправочный коэффициент, k , доли ед.
20	0,0910	72	0,0487
23	0,0882	78	0,0473
28	0,0834	83	0,0462
33	0,0787	88	0,0451
38	0,074	93	0,044
43	0,0697	98	0,0420
48	0,0654	103	0,0401
52	0,062	108	0,0381
58	0,0567	112	0,0365
63	0,0526	117	0,0346
66	0,050	121	0,033

5.2. Задания для самостоятельной работы

Найти зависимости растворимости углеводородных газов в пластовой воде от температуры (t_i) и давления (P_i): $\alpha_{pt} = f(t)$, $\alpha_{pt} = f(P)$ при постоянной минерализации (M , %).

Исходные данные представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

<i>B</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>	
t₁	40	P_{const} 65	50	P_{const} 70	60	P_{const} 105	40	P_{const} 140	50	P_{const} 70
t₂	60		80		100		80		100	
t₃	100		110		110		110		110	
P₁	40	t_{const} 70	35	t_{const} 100	35	t_{const} 70	35	t_{const} 60	50	t_{const} 70
P₂	60		70		140		70		120	
P₃	105		140		175		140		200	
M	3,3		3,4		2,8		2,9		2,8	

Продолжение табл. 5.2

<i>B</i>	<i>6</i>		<i>7</i>		<i>8</i>		<i>9</i>		<i>10</i>	
<i>t</i> ₁	70	<i>P</i> _{const} 105	60	<i>P</i> _{const} 140	40	<i>P</i> _{const} 120	50	<i>P</i> _{const} 160	50	<i>P</i> _{const} 180
<i>t</i> ₂	90		100		80		105		80	
<i>t</i> ₃	110		110		110		115		100	
<i>P</i> ₁	60	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 80	35	<i>t</i> _{const} 60	70	<i>t</i> _{const} 65	35	<i>t</i> _{const} 75
<i>P</i> ₂	140		140		210		105		140	
<i>P</i> ₃	175		215		280		200		200	
<i>M</i>	3,4		3,5		2,9		3,2		3,6	
<i>B</i>	<i>11</i>		<i>12</i>		<i>13</i>		<i>14</i>		<i>15</i>	
<i>t</i> ₁	50	<i>P</i> _{const} 165	40	<i>P</i> _{const} 150	30	<i>P</i> _{const} 175	50	<i>P</i> _{const} 90	70	<i>P</i> _{const} 100
<i>t</i> ₂	80		60		80		60		80	
<i>t</i> ₃	90		90		110		110		90	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 65	40	<i>t</i> _{const} 40	40	<i>t</i> _{const} 90
<i>P</i> ₂	190		180		170		140		160	
<i>P</i> ₃	280		280		210		250		280	
<i>M</i>	3,8		3,2		4,0		4,0		3,3	
<i>B</i>	<i>16</i>		<i>17</i>		<i>18</i>		<i>19</i>		<i>20</i>	
<i>t</i> ₁	35	<i>P</i> _{const} 175	40	<i>P</i> _{const} 140	30	<i>P</i> _{const} 105	35	<i>P</i> _{const} 185	45	<i>P</i> _{const} 140
<i>t</i> ₂	50		70		60		65		65	
<i>t</i> ₃	90		95		85		100		100	
<i>P</i> ₁	50	<i>t</i> _{const} 60	40	<i>t</i> _{const} 50	35	<i>t</i> _{const} 50	40	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 80
<i>P</i> ₂	150		140		180		100		110	
<i>P</i> ₃	250		280		280		210		240	
<i>M</i>	3,1		2,9		4,0		3,8		3,4	
<i>B</i>	<i>21</i>		<i>22</i>		<i>23</i>		<i>24</i>		<i>25</i>	
<i>t</i> ₁	55	<i>P</i> _{const} 185	80	<i>P</i> _{const} 140	40	<i>P</i> _{const} 160	70	<i>P</i> _{const} 105	45	<i>P</i> _{const} 140
<i>t</i> ₂	75		90		60		90		85	
<i>t</i> ₃	95		110		100		110		105	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 80	40	<i>t</i> _{const} 50	50	<i>t</i> _{const} 70	60	<i>t</i> _{const} 80	35	<i>t</i> _{const} 70
<i>P</i> ₂	90		105		110		190		140	
<i>P</i> ₃	180		180		210		210		210	
<i>M</i>	3,1		3,5		3,8		2,8		2,9	

Продолжение табл. 5.2

<i>B</i>	26		27		28		29		30	
<i>t</i> ₁	45	<i>P</i> _{const} 70	85	<i>P</i> _{const} 105	40	<i>P</i> _{const} 140	50	<i>P</i> _{const} 210	35	<i>P</i> _{const} 70
<i>t</i> ₂	65		90		90		70		70	
<i>t</i> ₃	75		110		110		90		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 40	35	<i>t</i> _{const} 75	35	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 50
<i>P</i> ₂	140		160		180		160		150	
<i>P</i> ₃	280		210		210		210		175	
<i>M</i>	4,1		4,4		4,0		3,9		3,7	
<i>B</i>	31		32		33		34		35	
<i>t</i> ₁	40	<i>P</i> _{const} 140	35	<i>P</i> _{const} 105	35	<i>P</i> _{const} 105	40	<i>P</i> _{const} 175	45	<i>P</i> _{const} 105
<i>t</i> ₂	90		85		90		70		65	
<i>t</i> ₃	110		95		110		95		105	
<i>P</i> ₁	35	<i>t</i> _{const} 50	35	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 65	40	<i>t</i> _{const} 75
<i>P</i> ₂	175		105		110		150		170	
<i>P</i> ₃	280		215		180		210		240	
<i>M</i>	3,5		3,6		2,8		3,2		2,9	
<i>B</i>	36		37		38		39		40	
<i>t</i> ₁	50	<i>P</i> _{const} 140	35	<i>P</i> _{const} 140	35	<i>P</i> _{const} 140	70	<i>P</i> _{const} 140	35	<i>P</i> _{const} 170
<i>t</i> ₂	95		45		90		90		60	
<i>t</i> ₃	110		105		110		110		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 70	50	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 45	35	<i>t</i> _{const} 55	35	<i>t</i> _{const} 70
<i>P</i> ₂	140		150		120		130		140	
<i>P</i> ₃	215		230		240		210		200	
<i>M</i>	3,5		3,8		3,9		3,7		2,9	
<i>B</i>	41		42		43		44		45	
<i>t</i> ₁	35	<i>P</i> _{const} 140	40	<i>P</i> _{const} 175	50	<i>P</i> _{const} 210	35	<i>P</i> _{const} 100	40	<i>P</i> _{const} 140
<i>t</i> ₂	80		90		70		70		90	
<i>t</i> ₃	110		110		90		110		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 50	40	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 50	35	<i>t</i> _{const} 70
<i>P</i> ₂	130		105		60		170		140	
<i>P</i> ₃	230		210		105		240		175	
<i>M</i>	3,3		4,0		3,5		3,8		3,9	

Продолжение табл. 5.2

<i>B</i>	<i>46</i>		<i>47</i>		<i>48</i>		<i>49</i>		<i>50</i>	
<i>t</i> ₁	35	<i>P</i> _{const} 105	35	<i>P</i> _{const} 105	40	<i>P</i> _{const} 175	45	<i>P</i> _{const} 105	80	<i>P</i> _{const} 140
<i>t</i> ₂	85		80		70		65		90	
<i>t</i> ₃	95		110		95		105		110	
<i>P</i> ₁	35	<i>t</i> _{const} 40	50	<i>t</i> _{const} 50	60	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 60
<i>P</i> ₂	100		120		140		140		110	
<i>P</i> ₃	240		200		175		215		280	
<i>M</i>	3,7		2,9		3,3		4,0		3,3	
<i>B</i>	<i>51</i>		<i>52</i>		<i>53</i>		<i>54</i>		<i>55</i>	
<i>t</i> ₁	40	<i>P</i> _{const} 160	70	<i>P</i> _{const} 105	45	<i>P</i> _{const} 140	45	<i>P</i> _{const} 170	85	<i>P</i> _{const} 105
<i>t</i> ₂	60		90		85		65		90	
<i>t</i> ₃	110		110		105		110		110	
<i>P</i> ₁	70	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 75	40	<i>t</i> _{const} 80	35	<i>t</i> _{const} 90	35	<i>t</i> _{const} 65
<i>P</i> ₂	105		140		100		180		170	
<i>P</i> ₃	200		200		180		280		210	
<i>M</i>	3,1		2,9		4,0		3,8		3,4	
<i>B</i>	<i>56</i>		<i>57</i>		<i>58</i>		<i>59</i>		<i>60</i>	
<i>t</i> ₁	40	<i>P</i> _{const} 140	70	<i>P</i> _{const} 100	35	<i>P</i> _{const} 175	40	<i>P</i> _{const} 140	30	<i>P</i> _{const} 105
<i>t</i> ₂	90		80		50		70		60	
<i>t</i> ₃	110		110		90		95		85	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 50	40	<i>t</i> _{const} 60	50	<i>t</i> _{const} 60	40	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 70
<i>P</i> ₂	140		160		150		140		180	
<i>P</i> ₃	250		280		250		280		280	
<i>M</i>	3,1		3,3		3,4		2,8		2,9	
<i>B</i>	<i>61</i>		<i>62</i>		<i>63</i>		<i>64</i>		<i>65</i>	
<i>t</i> ₁	35	<i>P</i> _{const} 185	45	<i>P</i> _{const} 140	55	<i>P</i> _{const} 185	30	<i>P</i> _{const} 140	50	<i>P</i> _{const} 160
<i>t</i> ₂	65		65		75		80		85	
<i>t</i> ₃	100		100		95		110		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 80	40	<i>t</i> _{const} 80	40	<i>t</i> _{const} 50	50	<i>t</i> _{const} 70
<i>P</i> ₂	180		110		100		105		110	
<i>P</i> ₃	210		240		280		180		210	
<i>M</i>	2,8		3,4		3,5		3,9		3,7	

Продолжение табл. 5.2

<i>B</i>	<i>66</i>		<i>67</i>		<i>68</i>		<i>69</i>		<i>70</i>	
<i>t</i> ₁	30	<i>P</i> _{const} 180	50	<i>P</i> _{const} 165	40	<i>P</i> _{const} 150	30	<i>P</i> _{const} 175	50	<i>P</i> _{const} 160
<i>t</i> ₂	80		80		60		80		60	
<i>t</i> ₃	100		90		90		110		110	
<i>P</i> ₁	60	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 50	35	<i>t</i> _{const} 75	35	<i>t</i> _{const} 90
<i>P</i> ₂	190		140		140		160		180	
<i>P</i> ₃	210		210		280		210		210	
<i>M</i>	3,5		3,6		2,8		3,2		2,9	
<i>B</i>	<i>71</i>		<i>72</i>		<i>73</i>		<i>74</i>		<i>75</i>	
<i>t</i> ₁	40	<i>P</i> _{const} 165	50	<i>P</i> _{const} 100	60	<i>P</i> _{const} 105	40	<i>P</i> _{const} 140	50	<i>P</i> _{const} 120
<i>t</i> ₂	60		80		80		80		70	
<i>t</i> ₃	100		110		110		110		100	
<i>P</i> ₁	35	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 40	35	<i>t</i> _{const} 50	35	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 80
<i>P</i> ₂	160		150		175		105		110	
<i>P</i> ₃	210		175		280		210		180	
<i>M</i>	3,5		3,8		2,8		2,9		4,1	
<i>B</i>	<i>76</i>		<i>77</i>		<i>78</i>		<i>79</i>		<i>80</i>	
<i>t</i> ₁	70	<i>P</i> _{const} 105	60	<i>P</i> _{const} 140	40	<i>P</i> _{const} 100	50	<i>P</i> _{const} 100	30	<i>P</i> _{const} 160
<i>t</i> ₂	90		100		60		95		80	
<i>t</i> ₃	110		110		100		110		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 65	40	<i>t</i> _{const} 75	40	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 90
<i>P</i> ₂	150		170		150		140		180	
<i>P</i> ₃	210		240		210		210		210	
<i>M</i>	4,4		4,0		3,5		3,8		3,9	
<i>B</i>	<i>81</i>		<i>82</i>		<i>83</i>		<i>84</i>		<i>85</i>	
<i>t</i> ₁	45	<i>P</i> _{const} 150	40	<i>P</i> _{const} 120	55	<i>P</i> _{const} 140	40	<i>P</i> _{const} 120	60	<i>P</i> _{const} 105
<i>t</i> ₂	65		80		75		70		90	
<i>t</i> ₃	100		100		95		95		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 60	50	<i>t</i> _{const} 60	40	<i>t</i> _{const} 60	40	<i>t</i> _{const} 75	35	<i>t</i> _{const} 80
<i>P</i> ₂	110		150		170		160		140	
<i>P</i> ₃	220		250		220		240		210	
<i>M</i>	2,9		2,8		3,4		3,5		2,9	

Продолжение табл. 5.2

<i>B</i>	86		87		88		89		90	
<i>t</i> ₁	40	<i>P</i> _{const} 65	50	<i>P</i> _{const} 70	60	<i>P</i> _{const} 105	40	<i>P</i> _{const} 140	50	<i>P</i> _{const} 70
<i>t</i> ₂	80		100		80		100		90	
<i>t</i> ₃	110		110		110		110		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 80	35	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 60	50	<i>t</i> _{const} 70
<i>P</i> ₂	70		110		70		120		140	
<i>P</i> ₃	140		140		200		175		215	
<i>M</i>	3,5		3,4		2,8		2,9		2,8	
<i>B</i>	91		92		93		94		95	
<i>t</i> ₁	70	<i>P</i> _{const} 105	60	<i>P</i> _{const} 140	30	<i>P</i> _{const} 140	50	<i>P</i> _{const} 160	30	<i>P</i> _{const} 180
<i>t</i> ₂	100		80		75		80		80	
<i>t</i> ₃	105		110		110		100		100	
<i>P</i> ₁	60	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 70	35	<i>t</i> _{const} 60	70	<i>t</i> _{const} 65	35	<i>t</i> _{const} 75
<i>P</i> ₂	140		105		105		140		190	
<i>P</i> ₃	215		280		200		180		280	
<i>M</i>	3,4		3,3		4,0		4,0		3,2	
<i>B</i>	96		97		98		99		100	
<i>t</i> ₁	50	<i>P</i> _{const} 165	40	<i>P</i> _{const} 150	30	<i>P</i> _{const} 175	50	<i>P</i> _{const} 90	40	<i>P</i> _{const} 140
<i>t</i> ₂	60		80		60		80		60	
<i>t</i> ₃	110		110		90		95		110	
<i>P</i> ₁	40	<i>t</i> _{const} 80	35	<i>t</i> _{const} 90	35	<i>t</i> _{const} 65	40	<i>t</i> _{const} 60	40	<i>t</i> _{const} 50
<i>P</i> ₂	180		170		140		160		110	
<i>P</i> ₃	210		250		280		250		210	
<i>M</i>	3,8		3,6		3,2		2,9		4,0	
<i>B</i>	101		102		103		104		105	
<i>t</i> ₁	40	<i>P</i> _{const} 160	50	<i>P</i> _{const} 105	45	<i>P</i> _{const} 140	45	<i>P</i> _{const} 70	75	<i>P</i> _{const} 105
<i>t</i> ₂	90		85		65		90		95	
<i>t</i> ₃	105		110		110		110		110	
<i>P</i> ₁	50	<i>t</i> _{const} 70	60	<i>t</i> _{const} 100	35	<i>t</i> _{const} 70	40	<i>t</i> _{const} 60	35	<i>t</i> _{const} 60
<i>P</i> ₂	150		140		140		160		150	
<i>P</i> ₃	210		280		210		220		210	
<i>M</i>	4,4		4,1		2,9		2,8		3,8	

Продолжение табл. 5.2

<i>B</i>	<i>106</i>		<i>107</i>		<i>108</i>		<i>109</i>		<i>110</i>	
t₁	40	P_{const} 140	50	P_{const} 140	35	P_{const} 140	55	P_{const} 120	70	P_{const} 130
t₂	70		85		90		90		80	
t₃	110		110		110		105		110	
P₁	35	t_{const} 90	40	t_{const} 70	50	t_{const} 70	40	t_{const} 45	35	t_{const} 90
P₂	140		150		120		130		140	
P₃	175		240		210		200		230	
M	3,5		2,9		3,7		3,9		3,8	
<i>B</i>	<i>111</i>		<i>112</i>		<i>113</i>		<i>114</i>		<i>115</i>	
t₁	45	P_{const} 105	40	P_{const} 175	35	P_{const} 105	40	P_{const} 140	60	P_{const} 175
t₂	70		90		85		70		80	
t₃	110		110		110		90		110	
P₁	40	t_{const} 75	40	t_{const} 65	35	t_{const} 70	35	t_{const} 50	40	t_{const} 70
P₂	150		110		105		130		140	
P₃	180		175		280		200		210	
M	2,9		3,2		2,8		3,3		2,9	
<i>B</i>	<i>116</i>		<i>117</i>		<i>118</i>		<i>119</i>		<i>120</i>	
t₁	35	P_{const} 140	45	P_{const} 70	70	P_{const} 150	35	P_{const} 160	35	P_{const} 140
t₂	60		100		90		45		65	
t₃	110		110		110		110		100	
P₁	35	t_{const} 55	40	t_{const} 70	45	t_{const} 45	50	t_{const} 70	60	t_{const} 80
P₂	130		120		150		140		110	
P₃	240		230		215		210		180	
M	3,7		3,9		3,8		2,9		3,8	

6. Фазовое состояние углеводородных систем

Теория к разделу

Фазовое состояние описывается *законом Дальтона-Рауля*.
Согласно закону Дальтона (формула 6.1):

$$\begin{aligned} P_i &= N_{yi} \cdot P_{\text{общ}} \\ \Sigma N_{yi} &= 1, \quad \Sigma P_i = 1 \end{aligned} \quad (6.1)$$

где P_i – парциальное давление компонента, входящего в газовую смесь;
 N_{yi} – мольная доля газового i -го компонента в газовой фазе;
 P – общее давление системы.

Согласно закону Рауля (формулы 6.2 – 6.3):

$$P_i = N_{xi} \cdot P_{\text{нас.пар.}i} \quad (6.2)$$

$$\begin{aligned} P_i &= N_{xi} \cdot Q_i \\ \Sigma N_{xi} &= 1, \quad \Sigma P_i = \Sigma Q_i = Q \end{aligned} \quad (6.3)$$

где P_i – парциальное давление i -го компонента над жидкостью;
 N_{xi} – мольная доля i -го компонента в жидкой фазе;
 $P_{\text{нас.пар.}i}$ – давление насыщенного пара i -го компонента;
 Q_i – упругость паров i -го компонента;
 Q – упругость паров над жидкостью.

Приравняв правые части уравнений 6.1 и 6.2 или 6.1 и 6.3, получим закон Дальтона-Рауля (формулы 6.4 – 6.6):

$$N_{yi} \cdot P_{\text{общ}} = N_{xi} \cdot P_{\text{нас.пар.}i} \quad (6.4)$$

или

$$N_{yi} \cdot P_{\text{общ}} = N_{xi} \cdot Q_i \quad (6.5)$$

$$N_{yi} = N_{xi} \cdot Q_i / P \quad (6.6)$$

6.1. Расчет состояния равновесной газовой фазы

6.1.1. Типовая задача

Дан состав жидкой фазы (N_{xi} , доли). Для заданной температуры ($t, ^\circ\text{C}$) рассчитать равновесный состав газовой фазы (N_{yi}).

Дано:

Компонент, V_i	N_{xi} , доли
пропан (C_3H_8)	0,09
изобутан ($i-C_4H_{10}$)	0,07
н-бутан ($n-C_4H_{10}$)	0,15
изопентан ($i-C_5H_{12}$)	0,17
н-пентан ($n-C_5H_{12}$)	0,07
гексан (C_6H_{14})	0,45

$$t = 25^\circ C$$

Найти: N_{yi} .

Решение:

1) Давления насыщенных паров (упругости паров) углеводородов (Q_i) при различных температурах определяем по **таблице 6.1**, используя метод линейной интерполяции:

$$Q_{C_3H_8} = 9,48 \text{ атм},$$

$$Q_{i-C_4H_{10}} = 3,925 \text{ атм},$$

$$Q_{n-C_4H_{10}} = 2,432 \text{ атм},$$

$$Q_{i-C_5H_{12}} = 0,899 \text{ атм},$$

$$Q_{n-C_5H_{12}} = 0,672 \text{ атм}.$$

$$Q_{C_6H_{14}} = 0,197 \text{ атм}.$$

2) Рассчитываем общее давление в системе по формуле (6.7):

$$P = \sum(N_{xi} \cdot Q_i) \quad (6.7)$$

$$P = 0,09 \cdot 9,48 + 0,07 \cdot 3,925 + 0,15 \cdot 2,432 + 0,17 \cdot 0,899 + \\ + 0,07 \cdot 0,672 + 0,45 \cdot 0,197 = 1,7813 \text{ атм}.$$

3) Для расчета состава равновесной газовой фазы необходимо определить концентрацию каждого компонента в газовой фазе (формула 6.6):

$$N_{yi} = N_{xi} \cdot Q_i / P$$

$$N_{C_3H_8} = 0,09 \cdot 9,48 / 1,7813 = 0,4790,$$

$$N_{i-C_4H_{10}} = 0,07 \cdot 3,925 / 1,7813 = 0,1542,$$

$$N_{n-C_4H_{10}} = 0,15 \cdot 2,432 / 1,7813 = 0,2048,$$

$$N_{i-C_5H_{12}} = 0,17 \cdot 0,899 / 1,7813 = 0,0858,$$

$$N_{n-C_5H_{12}} = 0,07 \cdot 0,672 / 1,7813 = 0,0264,$$

$$N_{C_6H_{14}} = 0,45 \cdot 0,197 / 1,7813 = 0,0498.$$

$$\sum N_{yi} = 0,4790 + 0,1542 + 0,2048 + 0,0858 + 0,0264 + 0,0498 = 1,0000$$

Таблица 6.1

Давление насыщенного пара легких углеводородов (Q), атм

Температура, °C	Углеводороды						
	этан	пропан	изобутан	н-бутан	изопентан	н-пентан	гексан
1	2	3	4	5	6	7	8
0,0	24,35	4,87	1,756	1,043	0,350	0,215	0,061
1,1	25,05	5,00	1,896	1,085	0,371	0,259	0,064
2,2	25,68	5,14	1,981	1,127	0,392	0,273	0,069
3,3	26,40	5,27	1,072	1,169	0,413	0,287	0,073
4,4	27,08	5,41	2,163	1,218	0,434	0,301	0,077
5,6		5,57	2,253	1,267	0,455	0,315	0,081
6,7		5,71	2,315	1,323	0,476	0,320	0,085
7,8		5,91	2,435	1,379	0,497	0,343	0,090
8,9		6,09	2,527	1,435	0,518	0,357	0,095
10,0		6,20	2,618	1,497	0,539	0,378	0,100
11,1		6,49	2,724	1,562	0,569	0,399	0,105
12,2		6,71	2,800	1,621	0,581	0,420	0,111
13,3		6,93	2,810	1,686	0,602	0,441	0,116
14,4		7,15	2,980	1,756	0,623	0,462	0,122
15,6		7,39	3,072	1,826	0,644	0,483	0,128
16,7		7,62	3,166	1,897	0,672	0,504	0,135
17,8		7,97	3,254	1,966	0,700	0,525	0,142
18,9		8,11	3,316	2,035	0,728	0,546	0,150
20,0		8,35	3,443	2,105	0,756	0,567	0,158
21,1		8,60	3,549	2,176	0,784	0,588	0,166
22,2		8,85	3,614	2,246	0,812	0,609	0,174
23,3		9,10	3,758	2,317	0,847	0,630	0,183
24,4		9,35	3,868	2,394	0,882	0,658	0,193
25,6		9,61	3,982	2,470	0,917	0,686	0,202
26,7		9,88	4,10	2,547	0,959	0,714	0,213
27,8		10,15	4,22	2,621	1,001	0,742	0,225
28,9		10,43	4,34	2,708	1,036	0,770	0,236
30,0		10,72	4,47	2,792	1,085	0,805	0,247
31,1		11,01	4,61	2,883	1,134	0,840	0,259
32,2	Критическая температура	11,39	4,74	2,974	1,183	0,875	0,271
33,3		11,69	4,88	3,066	1,232	0,910	0,284
34,4		11,91	5,02	3,163	1,281	0,945	0,296
35,6		12,23	5,16	3,268	1,330	1,987	0,309
36,7		12,54	5,31	3,380	1,378	1,029	0,323
37,8		12,86	5,45	3,492	1,427	1,071	0,338
38,9		13,18	5,61	3,604	1,477	1,113	0,353
40,0		13,51	5,76	3,727	1,526	1,154	0,370
41,1		13,84	5,92	3,849	1,582	1,204	0,386
42,2		14,20	6,08	3,984	1,638	1,252	0,404
43,3		14,53	6,25	4,12	1,702	1,302	0,422
44,4		14,89	6,42	4,27	1,761	1,351	0,410
45,6		15,24	6,59	4,42	1,826	1,400	0,459
46,7		15,61	6,77	4,58	1,896	1,456	0,479
47,8		15,97	6,95	4,74	1,966	1,512	0,499
48,9		16,35	7,13	4,91	2,043	1,568	0,520

6.1.2. Задания для самостоятельной работы

Дан состав жидкой фазы (N_{xi} , доли). Для заданной температуры ($t, ^\circ\text{C}$) рассчитать равновесный состав газовой фазы (N_{yi}), пользуясь данными из **таблицы 6.1**.

Исходные данные представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
C_3H_8	0,01	0,03	0,09	0,05	0,07	0,06	0,01	0,09	0,02	0,03
i-C_4H_{10}	0,07	0,11	0,05	0,09	0,14	0,07	0,08	0,09	0,11	0,09
n-C_4H_{10}	0,21	0,15	0,15	0,16	0,17	0,11	0,18	0,16	0,17	0,13
i-C_5H_{12}	0,04	0,03	0,03	0,03	0,05	0,1	0,09	0,1	0,12	0,13
n-C_5H_{12}	0,26	0,16	0,29	0,25	0,17	0,23	0,2	0,2	0,21	0,26
C_6H_{14}	0,41	0,52	0,39	0,42	0,4	0,43	0,44	0,36	0,37	0,36
<i>t</i>	8,5	6,5	7,5	11	12	13	7	9	11	13
<i>B</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
C_3H_8	0,01	0,09	0,1	0,02	0,04	0,05	0,01	0,03	0,04	0,02
i-C_4H_{10}	0,04	0,08	0,07	0,09	0,04	0,04	0,03	0,05	0,04	0,09
n-C_4H_{10}	0,16	0,11	0,14	0,18	0,19	0,16	0,17	0,19	0,14	0,11
i-C_5H_{12}	0,09	0,03	0,11	0,2	0,14	0,22	0,17	0,16	0,14	0,15
n-C_5H_{12}	0,26	0,21	0,28	0,2	0,2	0,22	0,28	0,19	0,22	0,24
C_6H_{14}	0,44	0,48	0,3	0,31	0,39	0,31	0,34	0,38	0,42	0,39
<i>t</i>	22	26	19	29	8,5	6	9	11	13	19
<i>B</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
C_3H_8	0,06	0,09	0,09	0,03	0,06	0,07	0,05	0,04	0,02	0,03
i-C_4H_{10}	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,05	0,06	0,07	0,08	0,06
n-C_4H_{10}	0,16	0,11	0,14	0,17	0,11	0,17	0,16	0,18	0,14	0,15
i-C_5H_{12}	0,18	0,17	0,18	0,19	0,17	0,15	0,14	0,13	0,17	0,17
n-C_5H_{12}	0,2	0,22	0,22	0,22	0,22	0,17	0,2	0,26	0,26	0,21
C_6H_{14}	0,36	0,37	0,33	0,34	0,38	0,39	0,39	0,32	0,33	0,38
<i>t</i>	23	21	24	26	28	31	17	16	15	13

Продолжение табл. 6.2

<i>B</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
C_3H_8	0,04	0,05	0,07	0,04	0,08	0,03	0,04	0,05	0,09	0,02
<i>i</i> - C_4H_{10}	0,04	0,05	0,06	0,06	0,09	0,06	0,04	0,07	0,06	0,09
<i>n</i> - C_4H_{10}	0,16	0,17	0,17	0,19	0,11	0,15	0,15	0,16	0,16	0,18
<i>i</i> - C_5H_{12}	0,14	0,17	0,16	0,17	0,14	0,18	0,13	0,12	0,14	0,15
<i>n</i> - C_5H_{12}	0,18	0,24	0,19	0,2	0,21	0,25	0,25	0,19	0,18	0,17
C_6H_{14}	0,44	0,32	0,35	0,34	0,37	0,33	0,39	0,41	0,37	0,39
<i>t</i>	14	11	23	19	22	24	26	29	24	21
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>
C_3H_8	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,08	0,07	0,05	0,08	0,06
<i>i</i> - C_4H_{10}	0,04	0,04	0,08	0,07	0,05	0,05	0,07	0,06	0,07	0,06
<i>n</i> - C_4H_{10}	0,19	0,1	0,16	0,15	0,16	0,19	0,17	0,13	0,11	0,11
<i>i</i> - C_5H_{12}	0,19	0,18	0,17	0,15	0,17	0,17	0,13	0,17	0,16	0,18
<i>n</i> - C_5H_{12}	0,23	0,26	0,22	0,2	0,19	0,24	0,22	0,21	0,21	0,21
C_6H_{14}	0,32	0,38	0,33	0,4	0,4	0,27	0,34	0,38	0,37	0,38
<i>t</i>	22	28	15	13	14	11	16	19	22	28
<i>B</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>
C_3H_8	0,03	0,05	0,09	0,02	0,03	0,07	0,05	0,03	0,06	0,08
<i>i</i> - C_4H_{10}	0,07	0,07	0,08	0,05	0,04	0,04	0,06	0,06	0,05	0,08
<i>n</i> - C_4H_{10}	0,15	0,16	0,16	0,18	0,16	0,11	0,16	0,15	0,13	0,18
<i>i</i> - C_5H_{12}	0,15	0,12	0,11	0,13	0,15	0,18	0,13	0,14	0,17	0,17
<i>n</i> - C_5H_{12}	0,25	0,19	0,18	0,25	0,23	0,21	0,22	0,2	0,24	0,23
C_6H_{14}	0,35	0,41	0,38	0,37	0,39	0,39	0,38	0,42	0,35	0,26
<i>t</i>	26	29	24	21	22	28	8,5	6,5	7,5	11
<i>B</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>65</i>	<i>66</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>
C_3H_8	0,07	0,04	0,09	0,06	0,06	0,05	0,09	0,02	0,03	0,05
<i>i</i> - C_4H_{10}	0,06	0,06	0,05	0,07	0,08	0,06	0,07	0,05	0,06	0,04
<i>n</i> - C_4H_{10}	0,17	0,16	0,11	0,19	0,15	0,16	0,18	0,15	0,16	0,11
<i>i</i> - C_5H_{12}	0,15	0,17	0,16	0,18	0,15	0,14	0,11	0,13	0,17	0,14
<i>n</i> - C_5H_{12}	0,22	0,21	0,21	0,21	0,25	0,19	0,18	0,22	0,23	0,26
C_6H_{14}	0,33	0,36	0,38	0,29	0,31	0,4	0,37	0,43	0,35	0,4
<i>t</i>	12	13	7	9	11	13	21	26	19	22

Продолжение табл. 6.2

<i>B</i>	<i>71</i>	<i>72</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	<i>80</i>
C₃H₈	0,04	0,05	0,03	0,06	0,07	0,05	0,09	0,09	0,02	0,05
i-C₄H₁₀	0,06	0,07	0,05	0,06	0,05	0,06	0,07	0,09	0,06	0,06
n-C₄H₁₀	0,16	0,18	0,16	0,19	0,17	0,14	0,16	0,17	0,15	0,15
i-C₅H₁₂	0,14	0,15	0,16	0,17	0,16	0,17	0,16	0,1	0,12	0,17
n-C₅H₁₂	0,22	0,21	0,2	0,24	0,22	0,22	0,23	0,17	0,22	0,23
C₆H₁₄	0,38	0,34	0,4	0,28	0,33	0,36	0,29	0,38	0,43	0,34
t	8,5	9	19	11	13	19	23	11	21	19
<i>B</i>	<i>81</i>	<i>82</i>	<i>83</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>86</i>	<i>87</i>	<i>88</i>	<i>89</i>	<i>90</i>
C₃H₈	0,03	0,04	0,02	0,05	0,08	0,08	0,03	0,05	0,05	0,06
i-C₄H₁₀	0,04	0,05	0,11	0,05	0,06	0,09	0,05	0,09	0,14	0,09
n-C₄H₁₀	0,12	0,16	0,18	0,14	0,2	0,2	0,15	0,17	0,17	0,18
i-C₅H₁₂	0,15	0,13	0,15	0,16	0,17	0,03	0,1	0,13	0,09	0,1
n-C₅H₁₂	0,26	0,25	0,22	0,19	0,21	0,17	0,23	0,2	0,2	0,21
C₆H₁₄	0,4	0,37	0,32	0,41	0,28	0,43	0,44	0,36	0,35	0,36
t	26	11	13	28	26	7	9	11	13	15
<i>B</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>99</i>	<i>100</i>
C₃H₈	0,06	0,04	0,09	0,02	0,05	0,01	0,03	0,04	0,02	0,06
i-C₄H₁₀	0,08	0,09	0,09	0,09	0,05	0,05	0,04	0,07	0,09	0,04
n-C₄H₁₀	0,16	0,17	0,13	0,16	0,16	0,22	0,14	0,16	0,11	0,14
i-C₅H₁₂	0,12	0,13	0,09	0,13	0,14	0,15	0,18	0,17	0,18	0,19
n-C₅H₁₂	0,26	0,26	0,21	0,21	0,24	0,2	0,22	0,22	0,22	0,22
C₆H₁₄	0,32	0,31	0,39	0,39	0,36	0,37	0,39	0,34	0,38	0,35
t	26	19	19	5,8	14	24	26	28	31	17
<i>B</i>	<i>101</i>	<i>102</i>	<i>103</i>	<i>104</i>	<i>105</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>110</i>
C₃H₈	0,09	0,03	0,03	0,04	0,05	0,07	0,04	0,08	0,03	0,04
i-C₄H₁₀	0,04	0,05	0,08	0,05	0,06	0,06	0,09	0,09	0,04	0,07
n-C₄H₁₀	0,11	0,19	0,16	0,17	0,11	0,11	0,15	0,15	0,16	0,16
i-C₅H₁₂	0,19	0,15	0,14	0,19	0,14	0,18	0,13	0,12	0,14	0,15
n-C₅H₁₂	0,22	0,2	0,26	0,2	0,25	0,25	0,19	0,18	0,21	0,23
C₆H₁₄	0,35	0,38	0,33	0,35	0,39	0,33	0,4	0,38	0,42	0,35
t	16	15	13	26	29	27	21	22	28	15

Продолжение табл. 6.2

<i>B</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>
C₃H₈	0,03	0,02	0,04	0,07	0,03	0,09	0,09	0,05	0,04	0,06
i-C₄H₁₀	0,08	0,07	0,06	0,06	0,04	0,04	0,07	0,04	0,06	0,04
n-C₄H₁₀	0,18	0,16	0,17	0,15	0,11	0,11	0,15	0,15	0,19	0,18
i-C₅H₁₂	0,16	0,15	0,18	0,16	0,18	0,14	0,18	0,14	0,17	0,11
n-C₅H₁₂	0,17	0,26	0,22	0,2	0,24	0,25	0,21	0,2	0,24	0,23
C₆H₁₄	0,38	0,34	0,33	0,36	0,4	0,37	0,3	0,42	0,3	0,38
t	26	24	15	13	11	6	23	11	14	22

6.2. Расчет состояния равновесной жидкой фазы

Согласно закону Дальтона – Рауля расчет состава равновесной жидкой фазы производится по формулам:

$$N_{xi} \cdot Q_i = N_{yi} \cdot P \quad (6.8)$$

$$N_{xi} = N_{yi} \cdot P / Q_i \quad (6.9)$$

6.2.1. Типовая задача

Дан состав газовой фазы (N_{yi} , доли), (см. таблицу заданий 6.2, свой вариант). Для заданной температуры (t , °C) рассчитать состав жидкой фазы (N_{xi}).

Дано:

Компонент	N_{yi} , доли
пропан (C ₃ H ₈)	0,09
изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	0,07
н-бутан (n-C ₄ H ₁₀)	0,15
изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	0,17
н-пентан (n-C ₅ H ₁₂)	0,07
гексан (C ₆ H ₁₂)	0,45

$$t = 12^\circ\text{C}$$

Найти: N_{xi} .

Решение:

1) Давления насыщенных паров (упругости паров) углеводородов (Q_i) при различных температурах определяем по **таблице 6.1**, используя метод линейной интерполяции:

$$Q_{C_3H_8} = 6,67 \text{ атм},$$

$$Q_{i-C_4H_{10}} = 2,786 \text{ атм},$$

$$Q_{n-C_4H_{10}} = 1,61 \text{ атм},$$

$$Q_{i-C_5H_{12}} = 0,579 \text{ атм},$$

$$Q_{n-C_5H_{12}} = 0,416 \text{ атм}.$$

$$Q_{C_6H_{14}} = 0,11 \text{ атм}.$$

2) Находим общее давление в системе по формуле (6.11):

$$P = \frac{\sum N_{xi}}{\sum \left(\frac{N_{yi}}{Q_i} \right)} \quad (6.10)$$

$$\sum N_{xi} = 1 \Rightarrow P = \frac{1}{\sum \left(\frac{N_{yi}}{Q_i} \right)} \quad (6.11)$$

$$P = \frac{1}{\frac{0,09}{6,67} + \frac{0,07}{2,786} + \frac{0,15}{1,61} + \frac{0,17}{0,579} + \frac{0,07}{0,416} + \frac{0,45}{0,11}} = 0,2135 \text{ атм}$$

3) Находим концентрации компонентов в равновесной жидкой фазе (формула 6.9):

$$N_{xi} = N_{yi} \cdot P / Q_i$$

$$N_{C_3H_8} = 0,09 \cdot 0,2135 / 6,67 = 0,0029,$$

$$N_{i-C_4H_{10}} = 0,07 \cdot 0,2135 / 2,786 = 0,0054,$$

$$N_{n-C_4H_{10}} = 0,15 \cdot 0,2135 / 1,61 = 0,0199,$$

$$N_{i-C_5H_{12}} = 0,17 \cdot 0,2135 / 0,579 = 0,0627,$$

$$N_{n-C_5H_{12}} = 0,07 \cdot 0,2135 / 0,416 = 0,0359,$$

$$N_{C_6H_{14}} = 0,45 \cdot 0,2135 / 0,11 = 0,8732.$$

$$\sum N_{xi} = 0,0029 + 0,0054 + 0,0199 + 0,0627 + 0,0359 + 0,8732 = 1,0000$$

6.2.2. Задания для самостоятельной работы

Дан состав газовой фазы (N_{yi} , доли), (см. таблицу заданий 6.2, свой вариант). Для заданной температуры (t , °C) (таблица 6.3) рассчитать состав жидкой фазы (N_{xi}), пользуясь данными **таблицы 6.1**.

Таблица 6.3

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>
<i>t</i>	15	22	13	26	27	23	24	19	28	22	5	6	7
<i>B</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>
<i>t</i>	8	15	21	28	29	24	21	7	8	6	7	9	8
<i>B</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>
<i>t</i>	12	23	28	22	27	21	26	24	6	9	5	4	8
<i>B</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>
<i>t</i>	7	9	11	8	21	23	6	19	26	13	24	6	9
<i>B</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>65</i>
<i>t</i>	21	28	29	24	21	23	24	19	22	21	17	19	21
<i>B</i>	<i>66</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>	<i>71</i>	<i>72</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>	<i>78</i>
<i>t</i>	5	4	8	7	11	26	21	28	6	7	8	15	22
<i>B</i>	<i>79</i>	<i>80</i>	<i>81</i>	<i>82</i>	<i>83</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>86</i>	<i>87</i>	<i>88</i>	<i>89</i>	<i>90</i>	<i>91</i>
<i>t</i>	18	26	11	5	4	8	7	15	29	22	21	23	18
<i>B</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>99</i>	<i>100</i>	<i>101</i>	<i>102</i>	<i>103</i>	<i>104</i>
<i>t</i>	8	27	16	23	12	24	9	19	8	22	12	26	22
<i>B</i>	<i>105</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>110</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>
<i>t</i>	8	21	18	13	11	24	16	18	23	28	22	21	12
<i>B</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>										
<i>t</i>	14	19	26										

6.3. Расчет равновесных смесей с использованием констант фазовых равновесий

При расчете равновесных смесей используются константы фазовых равновесий и уравнение материального баланса:

$$K_p = \frac{N_{yi}}{N_{xi}}, \text{ при } P, t = \text{const} \quad (6.12)$$

$$N_{zi} = N_{yi} \cdot V + N_{xi} \cdot L \quad (6.13)$$

где V – доля газовой части смеси;

L – доля жидкой части смеси.

Соответственно

$$V + L = 1 \quad (6.14)$$

6.3.1. Типовая задача

Даны составы газонефтяных смесей (N_{zi} , доли). Рассчитать равновесные составы газовой (N_{yi}) и жидкой (N_{xi}) фаз.

Дано:

Компонент	N_{zi} , доли
пропан (C_3H_8)	0,09
изобутан ($i-C_4H_{10}$)	0,07
н-бутан ($n-C_4H_{10}$)	0,15
изопентан ($i-C_5H_{12}$)	0,17
н-пентан ($n-C_5H_{12}$)	0,07
гексан (C_6H_{12})	0,45

$$P = 1 \text{ атм} = 0,1 \text{ МПа} \quad t^\circ\text{C} = 28^\circ\text{C}$$

Найти: N_{xi} , N_{yi} .

Решение:

1) Доли газовой составляющей $V = 0,31$, жидкой составляющей $L = 0,69$.

$$V = 0,09 + 0,07 + 0,15 = 0,31,$$

$$L = 0,17 + 0,07 + 0,45 = 0,69.$$

2) Для данных условий находим константы фазовых равновесий $K_{pi} = f(T, P)$ из *таблиц 6.4 – 6.9*, используя метод линейной интерполяции:

$$K_p(C_3H_8) = 9,6;$$

$$K_p(i-C_4H_{10}) = 3,6;$$

$$K_p(n-C_4H_{10}) = 2,48;$$

$$K_p(i-C_5H_{12}) = 1,04;$$

$$K_p(n-C_5H_{12}) = 0,784;$$

$$K_p(C_6H_{14}) = 0,236$$

3) Рассчитываем состав газовой фазы (N_{yi}) в газонефтяной смеси по формуле (6.15):

$$N_{yi} = \frac{N_{zi}}{L/K_{pi} + V} \quad (6.15)$$

$$\begin{aligned} N_{y(C_3H_8)} &= 0,09 / (0,69 / 9,6 + 0,31) = 0,2357; \\ N_{y(i-C_4H_{10})} &= 0,07 / (0,69 / 3,6 + 0,31) = 0,1395; \\ N_{y(n-C_4H_{10})} &= 0,15 / (0,69 / 2,48 + 0,31) = 0,2550; \\ N_{y(i-C_5H_{12})} &= 0,17 / (0,69 / 1,04 + 0,31) = 0,1746; \\ N_{y(n-C_5H_{12})} &= 0,07 / (0,69 / 0,784 + 0,31) = 0,0588; \\ N_{y(C_6H_{14})} &= 0,45 / (0,69 / 0,236 + 0,31) = 0,1392; \\ \Sigma N_{yi} &= 1,0028 \approx 1; \end{aligned}$$

4) Рассчитываем состав жидкой фазы (N_{xi}) в газонефтяной смеси по формуле (6.16):

$$N_{xi} = \frac{N_{zi}}{L + V \cdot K_{pi}} \quad (6.16)$$

$$\begin{aligned} N_{x(C_3H_8)} &= 0,09 / (0,69 + 0,31 \cdot 9,6) = 0,0245; \\ N_{x(i-C_4H_{10})} &= 0,07 / (0,69 + 0,31 \cdot 3,6) = 0,0388; \\ N_{x(n-C_4H_{10})} &= 0,15 / (0,69 + 0,31 \cdot 2,48) = 0,1028; \\ N_{x(i-C_5H_{12})} &= 0,17 / (0,69 + 0,31 \cdot 1,04) = 0,1679; \\ N_{x(n-C_5H_{12})} &= 0,07 / (0,69 + 0,31 \cdot 0,784) = 0,0750; \\ N_{x(C_6H_{14})} &= 0,45 / (0,69 + 0,31 \cdot 0,236) = 0,5897; \\ \Sigma N_{xi} &= 0,9987 \approx 1. \end{aligned}$$

Таблица 6.4

Значения констант фазового равновесия пропана

Температура, °C	Давление (абсолютное), МПа															
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	68,0
260	74	37,8	25,8	19,8	16,3	8,8	6,2	4,8	3,57	2,50	1,60	1,30	1,15	1,02	0,99	1
200	57	29,3	21,0	15,4	12,5	6,5	4,8	3,8	2,76	1,93	1,28	1,08	0,98	0,90	0,94	1
150	44	22,3	15,5	11,7	9,4	5,0	3,6	2,9	2,09	1,44	1,01	0,87	0,82	0,82	0,90	1
100	28,5	14,5	10,1	7,7	6,3	3,3	2,3	1,85	1,37	0,95	0,70	0,64	0,66	0,72	0,853	1
80	22,3	11,3	7,8	5,9	4,7	2,5	1,8	1,45	1,05	0,76	0,58	0,58	0,61	0,68	0,847	1
60	16,8	8,4	5,8	4,3	3,5	1,9	1,34	1,07	0,79	0,57	0,48	0,50	0,55	0,63	0,820	1
40	12,5	6,0	4,1	3,0	2,5	1,3	0,95	0,75	0,66	0,42	0,39	0,44	0,49	0,60	0,800	1
30	10,0	4,9	3,4	2,5	2,0	1,1	0,75	0,62	0,48	0,35	0,35	0,40	0,47	0,58	0,79	1
20	8,0	3,9	2,8	2,0	1,7	0,9	0,63	0,50	0,39	0,30	0,31	0,37	0,44	0,55	0,77	1
10	6,3	3,1	2,1	1,6	1,3	0,7	0,50	0,40	0,31	0,25	0,26	0,34	0,41	0,53	0,76	1
0	5,0	2,4	1,6	1,3	1,0	0,55	0,38	0,30	0,25	0,20	0,23	0,30	0,38	0,50	0,75	1
-10	3,6	1,8	1,2	0,9	0,75	0,40	0,28	0,23	0,19	0,15	0,19	0,26	0,34	0,47	0,74	1

Таблица 6.5

Значения констант фазового равновесия i-бутана

Температура, °C	Давление (абсолютное), МПа															
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	68,0
260	50	25,5	18,0	13,8	11,0	6,2	4,5	3,6	2,75	1,90	1,30	1,10	1,00	0,93	0,96	1
200	35,5	18,4	12,7	9,8	8,2	4,37	3,2	2,5	1,89	1,36	0,97	0,87	0,815	0,810	0,905	1
150	25,0	13,1	9,1	7,0	5,8	3,15	2,3	1,76	1,32	0,96	0,71	0,67	0,66	0,705	0,86	1
100	15,0	7,8	5,4	4,1	3,4	1,85	1,35	1,03	0,75	0,55	0,45	0,465	0,50	0,61	0,810	1
80	11,2	5,7	4,0	3,0	2,4	1,32	0,95	0,75	0,54	0,40	0,37	0,395	0,45	0,57	0,80	1
60	7,9	4,0	2,7	2,1	1,7	0,92	0,68	0,52	0,39	0,30	0,30	0,340	0,40	0,52	0,77	1
40	5,0	2,5	1,7	1,3	1,1	0,60	0,44	0,35	0,27	0,20	0,23	0,280	0,346	0,485	0,74	1
30	3,8	2,0	1,3	1,0	0,8	0,46	0,34	0,28	0,22	0,17	0,20	0,255	0,32	0,46	0,725	1
20	2,8	1,5	0,95	0,75	0,6	0,34	0,27	0,20	0,16	0,14	0,17	0,22	0,29	0,425	0,705	1
10	2,3	1,1	0,65	0,50	0,45	0,26	0,20	0,15	0,13	0,11	0,145	0,190	0,265	0,39	0,69	1
0	1,5	0,8	0,50	0,39	0,30	0,19	0,15	0,12	0,10	0,09	0,12	0,165	0,235	0,355	0,665	1
-10	1,1	0,5	0,40	0,30	0,20	0,15	0,10	0,08	0,07	0,06	0,09	0,138	0,200	0,315	0,635	1

Таблица 6.6

Значения констант фазового равновесия n-бутана

Температура, °C	Давление (абсолютное), МПа															
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	68,0
260	45	23	16	12	10	5,5	4,0	3,30	2,4	1,75	1,21	1,03	0,94	0,90	0,93	1
200	31,3	15,7	10,7	8,2	6,75	3,72	2,76	2,25	1,68	1,23	0,895	0,79	0,745	0,74	0,84	1
150	21,8	11,0	7,5	5,77	4,80	2,60	1,91	1,56	1,15	0,85	0,635	0,59	0,585	0,643	0,81	1
100	12,1	6,3	4,2	3,20	2,65	1,50	1,04	0,85	0,61	0,47	0,380	0,39	0,443	0,555	0,77	1
80	8,7	4,5	3,1	2,25	1,90	1,05	0,73	0,58	0,42	0,33	0,297	0,33	0,400	0,518	0,75	1
60	6,0	3,1	2,1	1,60	1,32	0,70	0,50	0,40	0,295	0,23	0,230	0,29	0,360	0,480	0,72	1
40	3,3	1,8	1,25	0,95	0,80	0,44	0,31	0,26	0,20	0,16	0,187	0,244	0,315	0,442	0,703	1
30	2,6	1,4	0,95	0,72	0,60	0,33	0,24	0,20	0,155	0,135	0,165	0,220	0,290	0,413	0,687	1
20	2,0	1,0	0,72	0,52	0,45	0,25	0,18	0,15	0,123	0,110	0,135	0,193	0,258	0,383	0,670	1
10	1,5	0,8	0,53	0,40	0,35	0,19	0,14	0,10	0,090	0,08	0,112	0,162	0,220	0,342	0,648	1
0	1,0	0,5	0,39	0,29	0,24	0,13	0,10	0,08	0,065	0,06	0,085	0,131	0,185	0,304	0,622	1
-10	0,7	0,35	0,26	0,20	0,15	0,09	0,07	0,05	0,045	0,04	0,060	0,100	0,153	0,265	0,593	1

Таблица 6.7

Значения констант фазового равновесия i-пентана

Температура, °C	Давление (абсолютное), МПа															
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	68,0
260	31	16	11	8,60	7,00	4,00	2,90	2,30	1,80	1,30	0,94	0,84	0,80	0,8	0,89	1
200	20,8	10,2	7,12	5,52	4,55	2,52	1,93	1,55	1,17	0,88	0,675	0,62	0,61	0,65	0,81	1
150	12,3	6,3	4,40	3,48	2,85	1,57	1,17	0,97	0,75	0,575	0,44	0,43	0,45	0,55	0,76	1
100	5,8	3,0	2,15	1,75	1,40	0,77	0,55	0,43	0,35	0,27	0,235	0,265	0,33	0,45	0,73	1
80	4,0	2,0	1,45	1,08	0,90	0,51	0,37	0,29	0,235	0,18	0,18	0,22	0,29	0,42	0,71	1
60	2,5	1,27	0,87	0,67	0,56	0,31	0,23	0,185	0,143	0,12	0,14	0,19	0,25	0,38	0,68	1
40	1,4	0,7	0,52	0,40	0,32	0,18	0,137	0,120	0,090	0,08	0,105	0,155	0,22	0,35	0,65	1
30	1,1	0,5	0,38	0,30	0,23	0,14	0,105	0,090	0,070	0,68	0,090	0,13	0,20	0,32	0,64	1
20	0,8	0,4	0,27	0,20	0,17	0,10	0,075	0,065	0,050	0,050	0,075	0,113	0,17	0,295	0,63	1
10	0,6	0,25	0,20	0,13	0,11	0,07	0,055	0,50	0,040	0,040	0,060	0,092	0,14	0,26	0,60	1
0	0,4	0,21	0,13	0,10	0,08	0,05	0,040	0,032	0,026	0,26	0,050	0,075	0,115	0,23	0,57	1
-10	0,2	0,11	0,08	0,06	0,05	0,03	0,025	0,020	0,015	0,018	0,035	0,058	0,090	0,20	0,525	1

Таблица 6.8

Значения констант фазового равновесия n-пентана

Температура, °C	Давление (абсолютное), МПа															
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	68,0
260	28	14,5	10,0	7,7	6,4	3,6	2,6	2,1	1,6	1,2	0,91	0,82	0,79	0,78	0,88	1
200	17,5	9,2	6,35	4,93	4,05	2,32	1,75	1,4	1,07	0,82	0,63	0,583	0,585	0,654	0,795	1
150	11,2	5,7	3,97	3,05	2,54	1,42	1,08	0,9	0,69	0,51	0,395	0,390	0,422	0,562	0,760	1
100	5,1	2,7	1,85	1,42	1,15	0,65	0,48	0,40	0,30	0,22	0,196	0,250	0,290	0,473	0,718	1
80	3,3	1,7	1,20	0,93	0,77	0,43	0,30	0,25	0,19	0,155	0,150	0,200	0,253	0,438	0,695	1
60	2,0	1,05	0,74	0,57	0,47	0,26	0,19	0,15	0,12	0,100	0,116	0,160	0,215	0,39	0,67	1
40	1,15	0,60	0,43	0,31	0,28	0,15	0,12	0,10	0,075	0,065	0,085	0,133	0,185	0,354	0,636	1
30	0,83	0,43	0,32	0,23	0,20	0,11	0,09	0,075	0,060	0,050	0,073	0,115	0,165	0,330	0,618	1
20	0,60	0,28	0,22	0,14	0,13	0,07	0,06	0,05	0,045	0,040	0,060	0,100	0,143	0,303	0,600	1
10	0,40	0,20	0,15	0,10	0,09	0,05	0,04	0,035	0,030	0,030	0,046	0,82	0,123	0,275	0,575	1
0	0,28	0,13	0,09	0,07	0,055	0,03	0,025	0,023	0,020	0,020	0,034	0,063	0,100	0,250	0,540	1
-10	0,19	0,06	0,04	0,03	0,03	0,02	0,015	0,013	0,011	0,011	0,023	0,045	0,080	0,218	0,505	1

Таблица 6.9

Значения констант фазового равновесия гексана

Температура, °C	Давление (абсолютное), МПа															
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	10,0	15,0	20,0	30,0	50,0	68,0
260		9,4	6,8	5,2	4,4	2,5	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7	0,63	0,62	0,63	0,77	1
200		5,8	4,1	3,17	2,68	1,47	1,1	0,87	0,695	0,522	0,42	0,408	0,425	0,49	0,695	1
150	6,0	3,1	2,15	1,64	1,38	0,80	0,57	0,46	0,365	0,280	0,24	0,252	0,283	0,385	0,640	1
100	2,3	1,2	0,81	0,63	0,53	0,31	0,22	0,17	0,135	0,110	0,105	0,137	0,180	0,290	0,605	1
80	1,3	0,7	0,47	0,38	0,31	0,17	0,12	0,10	0,083	0,067	0,075	0,105	0,150	0,258	0,59	1
60	0,72	0,37	0,26	0,20	0,17	0,094	0,070	0,058	0,047	0,042	0,054	0,082	0,125	0,230	0,56	1
40	0,38	0,20	0,14	0,10	0,09	0,051	0,038	0,032	0,027	0,0268	0,039	0,064	0,103	0,210	0,53	1
30	0,25	0,13	0,09	0,08	0,062	0,035	0,027	0,023	0,020	0,020	0,032	0,055	0,092	0,200	0,51	1
20	0,18	0,10	0,07	0,05	0,039	0,023	0,018	0,016	0,0145	0,0145	0,025	0,046	0,080	0,180	0,49	1
10	0,10	0,05	0,03	0,028	0,024	0,015	0,012	0,011	0,0105	0,0105	0,019	0,038	0,068	0,160	0,47	1
0	0,07	0,035	0,023	0,017	0,014	0,0095	0,0085	0,007	0,0065	0,0070	0,014	0,029	0,056	0,138	0,45	1
-10	0,04	0,02	0,015	0,010	0,009	0,006	0,005	0,0048	0,0045	0,0050	0,0095	0,021	0,044	0,114	0,42	1

6.3.2. Задания для самостоятельной работы

Даны составы газонефтяных смесей (N_{zi} , доли), (см. составы таблицы 6.2, свой вариант). Рассчитать равновесные составы газовой (N_{yi}) и жидкой (N_{xi}) фаз для условий таблицы 6.10, $P = 1$ атм. Константы фазовых равновесий ($K_{pi} = f(t, P)$, где $t = ^\circ C$, $P = \text{атм}$) определить по **таблицам 6.4 – 6.9**.

Таблица 6.10

[illegible]

7. Свойства нефти в пластовых условиях

Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств товарных (дегазированных) нефтей.

Отличия обусловлены влиянием высоких пластовых давлений, температур, содержанием растворенного газа, количество которого может достигать до 400-1000 м³ на 1 м³ нефти.

При проектировании систем разработки нефтяных месторождений, подсчете запасов нефти и попутного газа, подборе технологий и техники извлечения нефти из пласта, выборе и обосновании оборудования для сбора нефти на промыслах необходимо знать основные свойства пластовых и дегазированных (поверхностных) нефтей.

Свойства пластовых нефтей изучаются по глубинным пробам, отбираемым с забоя скважины, и поверхностным, взятым из отдельных аппаратов систем сбора и подготовки.

Плотность характеризует количество массы вещества, в единице объема [кг/м³; г/см³]:

$$\rho = \frac{M}{V}. \quad (7.1)$$

Плотность нефтей определяют ареометрами, пикнометрами или весами Вестфала.

Обычно плотность сепарированной нефти колеблется в пределах 800-940 кг/м³. По величине плотности нефти условно разделяют на три группы: легкие (800–860 кг/м³), средние (860–900 кг/м³) и тяжелые с плотностью 900-940 кг/м³.

В пластовых условиях под действием растворенного газа и температуры плотность нефти обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пласте меньше 500 кг/м³ при плотности сепарированной нефти 800 кг/м³.

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. При повышении давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами (метаном, пропаном, этиленом). Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, несколько возрастает с ростом давления.

Вязкость – важнейшее свойство нефтяных систем, определяющее их текучесть. Величины вязкости учитываются при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насосов, применяемых при добыче нефти и других показателей.

Вязкость пластовой нефти почти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления. При этом все нефти

подчиняются следующим общим закономерностям: **вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе и с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.**

Вязкость нефти зависит также от состава и природы растворенного газа. При растворении азота вязкость увеличивается, а при растворении углеводородных газов она понижается тем больше, чем выше молекулярная масса газа.

Газовый фактор пластовой нефти показывает отношение объема выделившегося равновесного нефтяного газа (V_r) к объему дегазированной нефти, полученный из пластовой в процессе ее разгазирования (V_n):

$$\Gamma = \frac{V_r}{V_n}. \quad (7.2)$$

Объем выделившегося равновесного нефтяного газа (V_r) приведен к стандартным условиям (давление атмосферное – 100 кПа, температура – 293,15К) или к нормальным условиям (0,1013 МПа, 273,15 К).

Для нефтяных месторождений Западной Сибири величина газового фактора изменяется в диапазоне от 35 до 100 м³/м³, для нефтегазовых залежей величина газового фактора может достигать до 250 м³/м³.

Давлением насыщения пластовой нефти называют максимальное давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия. В пластовых условиях до начала разработки залежи давление насыщения может соответствовать пластовому давлению (нефть полностью насыщена газом) или быть меньше его (нефть недонасыщена газом), но не может быть больше пластового давления.

Нефти и пластовые воды с давлением насыщения, равным пластовому давлению, называются **насыщенными**. Если залежь имеет газовую шапку, то нефти, как правило, насыщенные.

Разница между $P_{пл}$ и $P_{нас}$ может изменяться в диапазоне от десятых долей до десятков МПа. Пробы нефти, отобранные из одной и той же залежи, имеют разные показатели по величине давления насыщения. Это связано с изменением состава газа и нефти и их свойств в пределах залежи. Давление насыщения зависит от пластовой температуры, соотношения объемов нефти и растворенного газа, их состава и свойств. С повышением температуры давление насыщения может значительно увеличиваться.

С увеличением молекулярной массы нефти (плотности) этот параметр увеличивается при всех прочих равных условиях.

С увеличением в составе газа числа компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения увеличивается. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота.

Большинство месторождений Томской области и в Западной Сибири являются недонасыщенными залежами.

Объемный коэффициент нефти (b) характеризует соотношение объема нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности при дегазации:

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}}, \quad (7.3)$$

где $V_{\text{пл}}$ – объем нефти и растворенного в ней газа в пластовых условиях;
 $V_{\text{дег}}$ – объем нефти при стандартных условиях после дегазации.

Если в начальный момент времени давление в пласте $P_0 = P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$, то при дальнейшей разработке залежи и уменьшении пластового давления объемный коэффициент нефти будет расти за счет упругого увеличения объема, занимаемого нефтью в поровом пространстве пласта. При достижении в определенной части пласта давления насыщения дальнейшее снижение пластового давления приведет к выходу части газа, растворенного в нефти, и, как следствие, к уменьшению $V_{\text{пл}}$ и, соответственно, к уменьшению объемного коэффициента нефти.

Объемный коэффициент определяется по результатам исследования глубинных проб. Для большинства месторождений величина b изменяется от 1,07–1,3. Для месторождений Западной Сибири величина объемного коэффициента нефти b колеблется от 1,1 до 1,2.

Усадка нефти U показывает степень уменьшения объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность. Объем нефти в пластовых условиях всегда больше объема сепарированной нефти ($V_{\text{пл}} > V_{\text{сеп}}$). Используя объемный коэффициент, можно определить величину усадки нефти U :

$$U = \frac{(b - 1)}{b} \cdot 100 \%. \quad (7.4)$$

7.1. Расчет параметров пластовых нефтей

7.1.1. Типовая задача

Свойства нефти в пластовых условиях будут существенно изменяться за счет растворения в ней нефтяного газа (Γ): $P_{\text{пл.н}} = f(\Gamma)$, $\Gamma = f(t_{\text{пл}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{нас}})$, количество которого зависит от пластовых температур ($t_{\text{пл}}$) и давления ($P_{\text{пл}}$).

По результатам пробной эксплуатации скважины нового нефтяного месторождения получены следующие данные:

1. Давление пласта $P_{\text{пл}} = 180$ атм;
2. Пластовая температура $t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{C}$;
3. Плотность нефти при н.у. $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3 = 0,85 \text{ т/м}^3$;
4. Относительная плотность газа (по воздуху) для н.у. $\rho_{0,\Gamma} = 0,9$;

5. Газовый фактор $\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$, весь газ растворен в нефти.

Определить свойства нефти в пластовых условиях.

Решение:

1. Определение давления насыщения ($P_{\text{нас}}$)

Для оценки $P_{\text{нас}}$ используют номограммы М. Стендинга (*рис. 7.1*). Для этого из точки, соответствующей газовому фактору, ($\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$), в левой части номограммы, проводим горизонталь вправо до пересечения с наклонной прямой относительной плотности газа (относительного удельного веса газа, $\rho_{\text{ог}} = 0,9$). Затем проектируем эту точку вниз до пересечения с прямой плотности нефти (удельного веса, $\rho_{\text{н}} = 0,85 \text{ т/м}^3$), проводим горизонталь вправо до пересечения с линией пластовой температуры ($t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{C}$) и, опускаясь по вертикали вниз, находим на пересечении с осью давлений величину давления насыщения нефти газом:

$$P_{\text{нас}} = 175 \text{ атм}$$

Т.е. при пластовом давлении, равном 180 атм, нефть в пласте будет находиться в недонасыщенном состоянии.

2. Определение объемного коэффициента нефти (b)

Воспользуемся номограммой М. Стендинга (*рис. 7.2*). В левой части номограммы находим значение газового фактора ($\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$), проводим горизонталь вправо до пересечения с линией относительной плотности газа (относительного удельного веса газа, $\rho_{\text{ог}} = 0,9$) и проектируем эту точку вниз до линии плотности нефти (удельного веса нефти, $\rho_{\text{н}} = 0,85 \text{ т/м}^3$). Затем проводим горизонталь вправо до линии пластовой температуры ($t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{C}$), опускаем вертикаль до пересечения с линией пластового давления ($P_{\text{пл}} = 180 \text{ атм}$) и по горизонтали вправо находим значение объемного коэффициента нефти:

$$b = 1,23.$$

Т.о., 1 м^3 нефти при н.у. в пластовых условиях будет занимать $1,23 \text{ м}^3$.

3. Определение плотности нефти в пластовых условиях ($\rho_{\text{пл. н}}$)

3.1. Находим вес газа, растворенного в 1 м^3 нефти ($G_{\text{пл.г}}$):

$$G_{\text{пл.г}} = \rho_{\text{н}} \cdot G_{\text{о}} \cdot G_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{ог}}, \quad (7.5)$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при н.у., равная $0,85 \text{ т/м}^3$;

$G_{\text{о}}$ – весовой газовый фактор ($G_{\text{о}} = \Gamma / \rho_{\text{н}}$);

$G_{\text{в}}$ – вес 1 м^3 воздуха при н.у., равный $1,22 \text{ кг}$;

$\rho_{\text{ог}}$ – относительная плотность газа по воздуху, равная $0,9$.

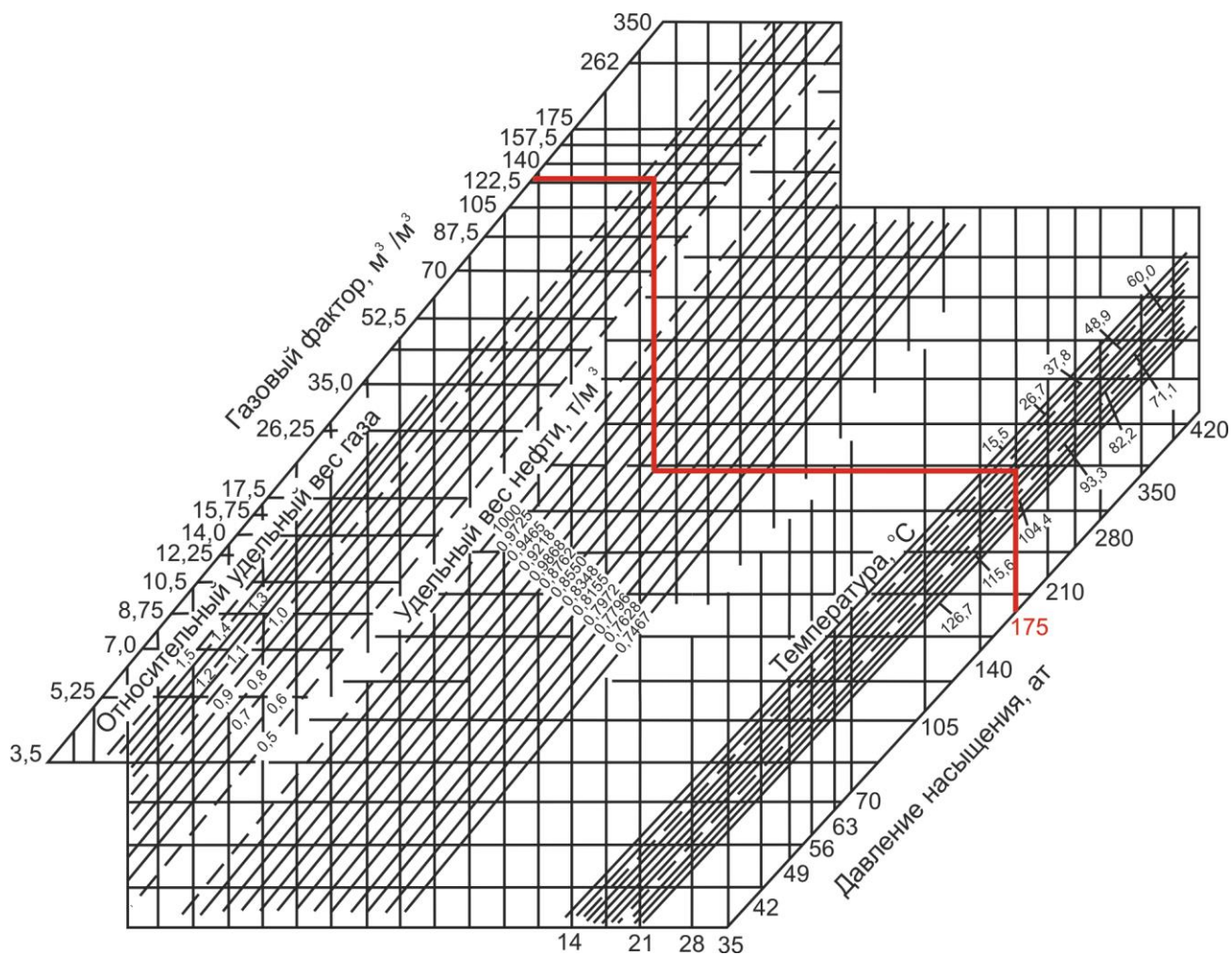


Рис. 7.1. Номограмма М. Стендинга для определения давления насыщения

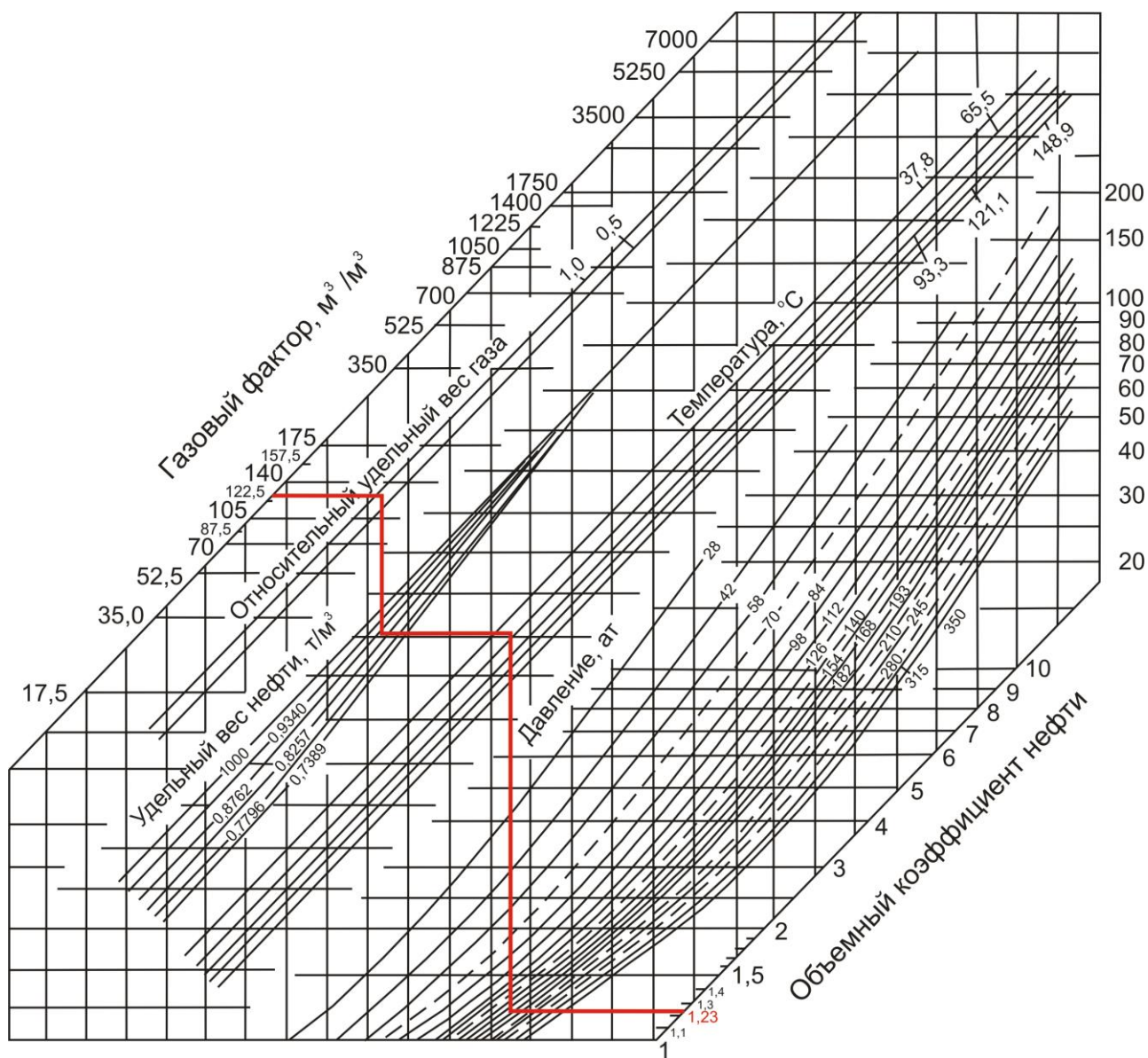


Рис. 7.2. Номограмма для определения объемного коэффициента нефти в пластовых условиях

$$G_o = \Gamma / \rho_n \quad (7.6)$$

$$G_o = 128 / 0,85 = 150,6 \text{ м}^3/\text{т}$$

$$G_{пл.г} = 0,85 \cdot 150,6 \cdot 1,22 \cdot 0,9 = 141 \text{ кг.}$$

3.2. *Общий вес насыщенной нефти газом при н.у. ($G_{нг}$) равен:*

$$G_{нг} = G_n + G_{пл.г} \quad (7.7)$$

$$G_n = \rho_n$$

$$G_{нг} = 850 + 141 = 991 \text{ кг.}$$

3.3. *Зная объемный коэффициент нефти, рассчитаем плотность нефти в пластовых условиях ($\rho_{пл.н}$):*

$$\rho_{пл.н} = G_{нг} / b \quad (7.8)$$

$$\rho_{пл.н} = 991 / 1,23 = 806 \text{ кг/м}^3.$$

4. *Определение усадки нефти (U)*

Усадка нефти происходит за счет выделения из нее растворенного газа (дегазации):

$$U = (b - 1) / b \quad (7.9)$$

$$U = (1,23 - 1) / 1,23 = 0,187 \text{ или } 18,7 \text{ \%}.$$

5. *Определение вязкости нефти в пластовых условиях ($\mu_{н.газ}$)*

5.1. Для нашей задачи нефть в пластовых условиях находится в недонасыщенном состоянии. Тогда, пользуясь **рис. 7.3**, определяем вязкость дегазированной нефти ($\mu_{н.дег}$):

$$\mu_{н.дег} = 2,7 \text{ спз.}$$

Вязкость насыщенной газом нефти (при давлении насыщения $P_{нас.} = 175 \text{ атм}$ и газовом факторе $\Gamma = 128 \text{ м}^3/\text{м}^3$) определяем по **рис. 7.4**:

$$\mu_{н.газ} = 0,7 \text{ спз.}$$

5.2. Для перенасыщенных газом нефтей существуют более сложные методики определения вязкости пластовых нефтей.

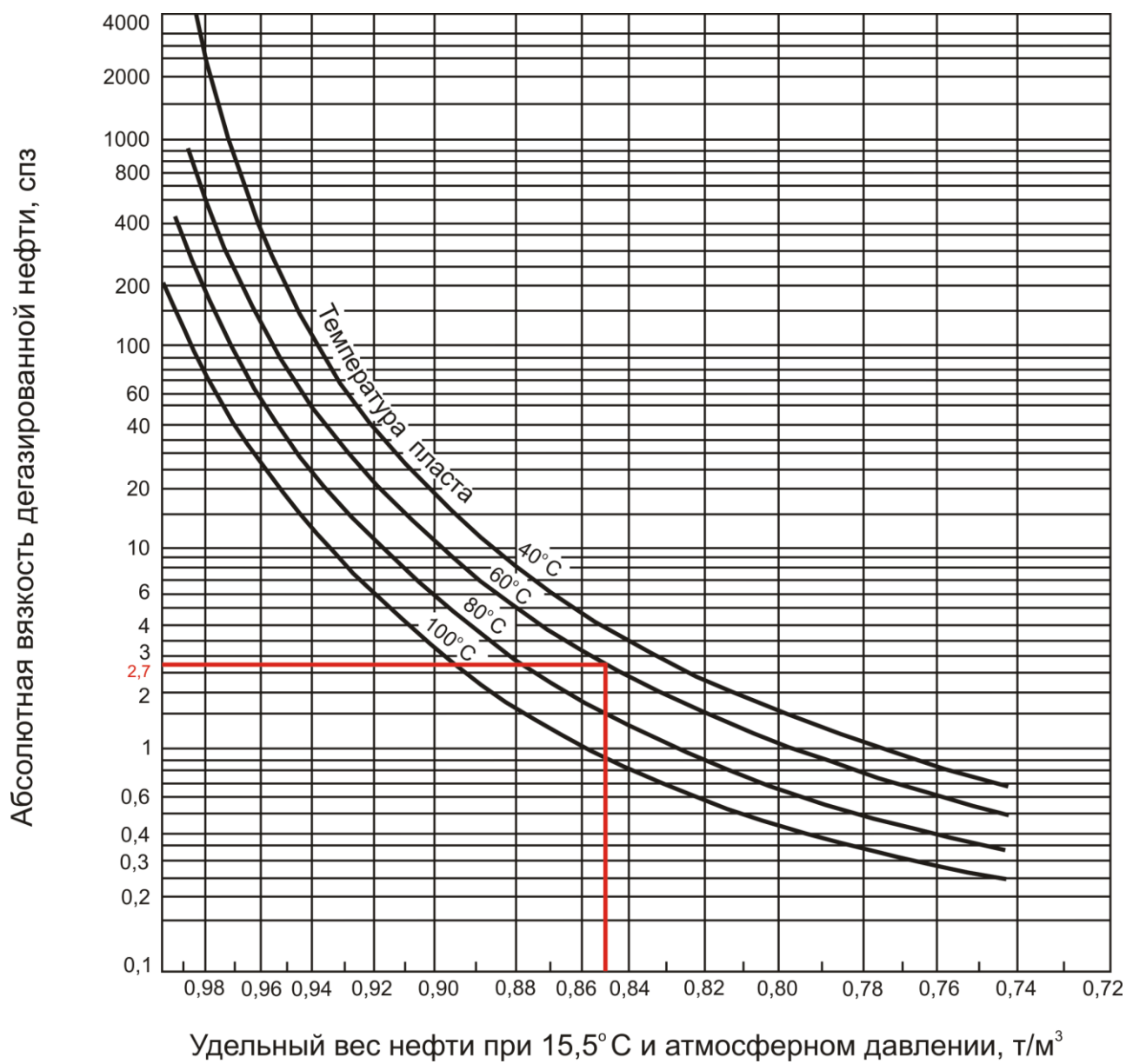


Рис. 7.3. Зависимость между вязкостью и удельным весом нефти при различной температуре

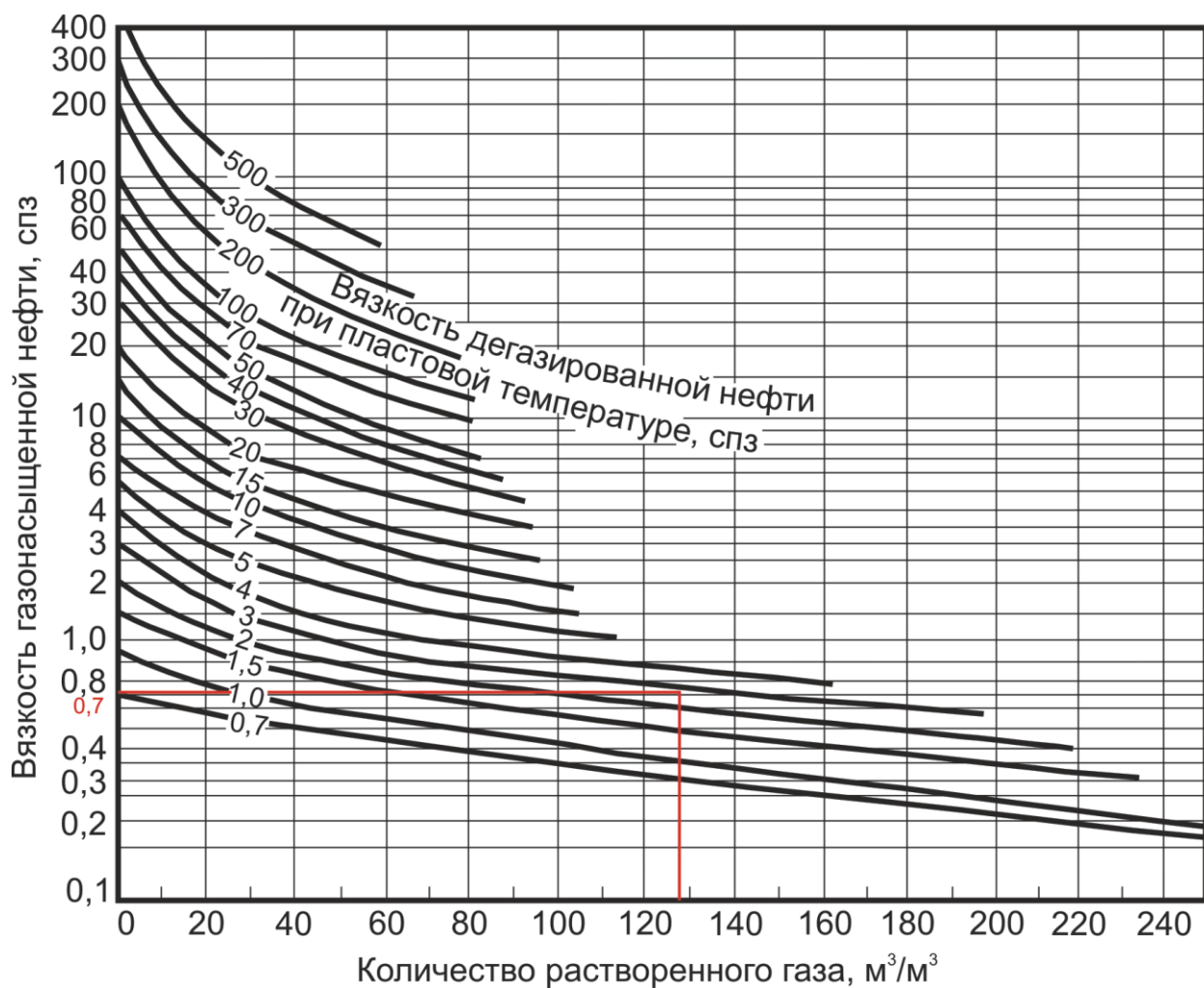


Рис. 7.4. Кривые вязкости насыщенной газом нефти

7.1.2. Задания для самостоятельной работы

Определить давление насыщения ($P_{\text{нас}}$), объемный коэффициент нефти в пластовых условиях (b), плотность нефти в пластовых условиях ($\rho_{\text{пл.н}}$), коэффициент усадки нефти (U), вязкость пластовой нефти ($\mu_{\text{н.газ}}$) для условий таблицы 7.1.

Условные обозначения:

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, атм;

$t_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при н.у., кг/м³;

$\rho_{\text{ог}}$ – относительная плотность газа (по воздуху) для н.у., доли ед.;

G – газовый фактор, м³/м³.

Таблица 7.1

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
<i>P_{пл}</i>	240	250	260	280	320	240	250	260	280	280
<i>t_{пл}</i>	70	75	80	85	60	85	90	75	80	90
<i>ρ_н</i>	850	840	850	830	840	860	870	840	850	870
<i>ρ_{о.г}</i>	0,7	0,8	0,85	0,9	0,8	0,8	0,9	0,7	0,75	0,8
<i>Γ</i>	120	110	140	150	160	130	110	120	130	140
<i>B</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
<i>P_{пл}</i>	280	320	310	310	290	290	300	310	260	240
<i>t_{пл}</i>	95	100	90	70	90	95	85	100	75	65
<i>ρ_н</i>	830	820	830	840	880	890	870	860	850	860
<i>ρ_{о.г}</i>	0,9	0,85	0,8	0,7	0,9	0,85	0,7	0,8	0,9	0,8
<i>Γ</i>	110	150	110	140	130	140	110	140	130	110
<i>B</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
<i>P_{пл}</i>	300	290	310	270	290	290	280	270	290	280
<i>t_{пл}</i>	80	85	90	95	100	70	65	95	90	100
<i>ρ_н</i>	850	830	840	870	890	860	830	870	880	890
<i>ρ_{о.г}</i>	0,7	0,65	0,7	0,8	0,9	0,8	0,85	0,9	0,7	0,8
<i>Γ</i>	120	140	150	110	130	130	110	140	150	110
<i>B</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
<i>P_{пл}</i>	275	270	300	290	330	280	310	320	300	310
<i>t_{пл}</i>	80	85	75	80	70	90	95	85	80	60
<i>ρ_н</i>	840	850	840	870	890	880	870	860	850	870
<i>ρ_{о.г}</i>	0,9	0,7	0,8	0,7	0,9	0,75	0,8	0,9	0,6	0,7
<i>Γ</i>	160	130	120	150	160	110	150	120	160	130
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>
<i>P_{пл}</i>	300	290	320	320	300	310	260	240	300	290
<i>t_{пл}</i>	100	70	90	95	85	100	75	65	80	85
<i>ρ_н</i>	860	840	880	890	840	850	840	870	890	880
<i>ρ_{о.г}</i>	0,8	0,9	0,7	0,8	0,9	0,7	0,8	0,7	0,9	0,75
<i>Γ</i>	160	140	130	150	110	140	130	110	120	140
<i>B</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>
<i>P_{пл}</i>	310	270	290	290	280	270	240	250	260	280
<i>t_{пл}</i>	90	95	100	70	65	95	90	100	80	85
<i>ρ_н</i>	870	860	850	870	860	840	880	890	870	860
<i>ρ_{о.г}</i>	0,8	0,9	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	0,8	0,85	0,9
<i>Γ</i>	150	110	130	130	110	140	120	110	140	150

<i>B</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>65</i>	<i>66</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>
<i>P_{пл}</i>	320	240	250	260	280	280	280	320	310	310
<i>t_{пл}</i>	75	80	70	90	95	85	80	60	100	70
<i>ρ_н</i>	850	860	850	830	840	870	790	860	830	870
<i>ρ_{о.г}</i>	0,8	0,8	0,9	0,7	0,75	0,8	0,9	0,85	0,8	0,7
<i>Γ</i>	160	130	110	120	130	140	110	150	110	140
<i>B</i>	<i>71</i>	<i>72</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	<i>80</i>
<i>P_{пл}</i>	290	310	290	270	240	290	330	280	280	280
<i>t_{пл}</i>	70	75	80	85	60	85	90	75	80	70
<i>ρ_н</i>	850	840	850	830	840	860	870	870	890	880
<i>ρ_{о.г}</i>	0,9	0,85	0,7	0,8	0,9	0,8	0,7	0,85	0,7	0,8
<i>Γ</i>	150	110	160	130	140	150	160	150	110	130
<i>B</i>	<i>81</i>	<i>82</i>	<i>83</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>86</i>	<i>87</i>	<i>88</i>	<i>89</i>	<i>90</i>
<i>P_{пл}</i>	320	310	310	290	310	240	250	260	280	320
<i>t_{пл}</i>	90	95	85	80	60	75	80	85	60	85
<i>ρ_н</i>	870	860	850	870	860	850	830	840	860	870
<i>ρ_{о.г}</i>	0,9	0,8	0,7	0,65	0,7	0,9	0,8	0,8	0,9	0,7
<i>Γ</i>	130	110	140	150	110	160	130	110	120	130
<i>B</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>99</i>	<i>100</i>
<i>P_{пл}</i>	240	250	260	280	280	320	270	300	310	260
<i>t_{пл}</i>	90	75	80	90	95	90	85	100	75	65
<i>ρ_н</i>	840	850	870	830	820	840	860	850	860	850
<i>ρ_{о.г}</i>	0,75	0,8	0,9	0,85	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	0,65
<i>Γ</i>	140	110	150	110	140	150	110	120	140	150
<i>B</i>	<i>101</i>	<i>102</i>	<i>103</i>	<i>104</i>	<i>105</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>110</i>
<i>P_{пл}</i>	240	300	290	310	270	290	290	280	275	270
<i>t_{пл}</i>	80	85	90	95	100	70	65	95	85	75
<i>ρ_н</i>	830	840	870	890	860	830	870	880	840	870
<i>ρ_{о.г}</i>	0,7	0,8	0,9	0,8	0,85	0,9	0,7	0,8	0,7	0,9
<i>Γ</i>	110	130	130	110	140	150	110	110	140	110
<i>B</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>
<i>P_{пл}</i>	300	270	290	290	300	310	320	320	310	280
<i>t_{пл}</i>	95	90	70	100	60	80	85	95	90	70
<i>ρ_н</i>	880	840	860	870	850	860	870	880	890	870
<i>ρ_{о.г}</i>	0,9	0,8	0,7	0,6	0,9	0,8	0,75	0,9	0,7	0,8
<i>Γ</i>	160	130	160	120	150	110	160	150	120	130

7.2. Сжимаемость нефтей

7.2.1. Типовая задача

Найти коэффициент изменения объема насыщенной газом нефти в пластовых условиях, если плотность нефти при н.у. $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$, относительная плотность газа (по воздуху) $\rho_{ог} = 0,9$, газовый фактор $\Gamma = 120 \text{ м}^3/\text{т}$, давление пластовое $P_{пл} = 150 \text{ атм}$, пластовая температура $t_{пл} = 50^\circ\text{C}$.

Решение:

1. Определение кажущейся плотности растворенного газа ($\rho_{г.к}$)

Пользуясь **рис. 7.5**, находим кажущуюся плотность газа ($\rho_{г.к}$) для относительной плотности газа $\rho_{ог} = 0,9$, плотности нефти $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$.

Кажущая плотность растворенного газа равна $\rho_{г.к} = 440 \text{ кг/м}^3$ (0,44 кг/л).

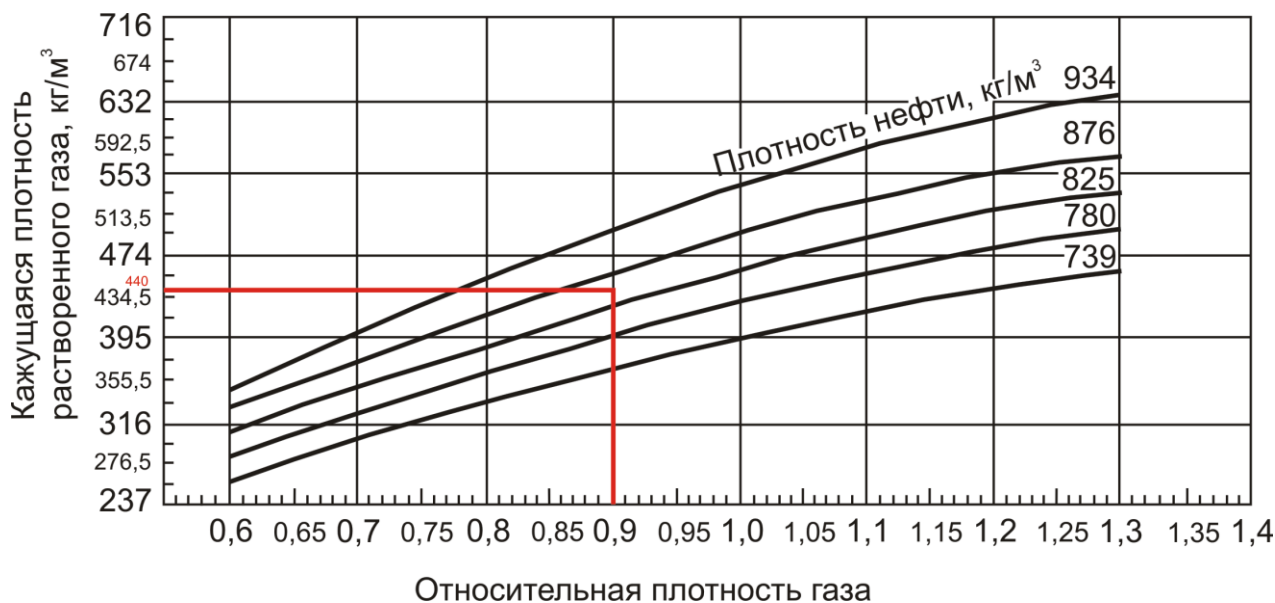


Рис. 7.5. Изменение кажущейся плотности газа в жидкой фазе для нефтей с различными плотностями

2. Определение веса газа (G_r)

Вес газа (G_r), растворенного в 1 м^3 нефти, оценивается по уравнению:

$$G_r = \Gamma \cdot \rho_n \cdot \rho_{ог} \cdot G_v, \quad (7.10)$$

где Γ — газовый фактор, равный $120 \text{ м}^3/\text{т}$;

ρ_n — плотность нефти, равная $0,85 \text{ т/м}^3$;

$\rho_{ог}$ — относительная плотность газа, равная $0,9$;

G_v — вес 1 м^3 воздуха при н.у., равный $1,22 \text{ кг}$.

$$G_r = 120 \cdot 0,85 \cdot 0,9 \cdot 1,22 = 112 \text{ кг}.$$

3. *Определение объема газа в жидкой фазе (V_g)*

Объем газа в жидкой фазе составляет:

$$V_g = G_g / \rho_{г.к} \quad (7.11)$$
$$V_g = 112 / 440 = 0,255 \text{ м}^3.$$

4. *Определение общего объема насыщенной газом нефти ($V_{нг}$)*

Общий объем насыщенной газом нефти при атмосферном давлении оценивается по формуле (7.12):

$$V_{нг} = 1 + V_g \quad (7.12)$$
$$V_{нг} = 1 + 0,255 = 1,255 \text{ м}^3.$$

5. *Определение веса насыщенной газом нефти ($G_{нг}$)*

Вес насыщенной газом нефти определяется по формуле (7.13):

$$G_{нг} = G_n + G_g \quad (7.13)$$
$$G_{нг} = 850 + 112 = 962 \text{ кг}.$$

6. *Определение плотности насыщенной газом нефти ($\rho_{нг}$)*

Плотность насыщенной газом нефти рассчитывается следующим образом:

$$\rho_{нг} = G_{нг} / V_{нг} \quad (7.14)$$
$$\rho_{нг} = 962 / 1,255 = 767 \text{ кг/м}^3.$$

7. *Определение плотности нефти в пластовых условиях ($\rho'_{нг}$)*

Плотность нефти в пластовых условиях ($\rho'_{нг}$) определяется по формуле:

$$\rho'_{нг} = \rho_{нг} - \Delta\rho_t + \Delta\rho_p \quad (7.15)$$

Плотность нефти в пластовых условиях имеет еще две поправки:

1) *на изменение плотности за счет расширения под влиянием температуры ($\Delta\rho_t$);*

2) *на изменение плотности за счет сжатия под давлением ($\Delta\rho_p$).*

$\Delta\rho_t$ - поправка на расширение нефти за счет увеличения температуры, ее определяем по *рис. 7.6*:

$$\Delta\rho_t = 850 - 840 = 10 \text{ кг/м}^3.$$

$\Delta\rho_p$ - поправка на сжимаемость нефти, ее определяем по *рис. 7.7*, для $P_{пл} = 150 \text{ атм}$, $\Delta\rho_p = 8 \text{ кг/м}^3$.

Таким образом, используя формулу (7.15), рассчитываем плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho'_{нг} = 767 - 10 + 8 = 765 \text{ кг/м}^3.$$

8. *Определение коэффициента изменения объема нефти (b)*

Коэффициент изменения объема нефти b , насыщенной газом, для пластовых условий, будет равен:

$$b = V_{пл} / V_{дег} \quad (7.16)$$

$$b = \rho_{дег} / \rho'_{нг} \quad (7.17)$$

$$\rho_{дег} = \rho_n$$

$$b = 850 / 765 = 1,11.$$

Т.е. каждый м^3 нефти (н.у.) занимает в пластовых условиях объем $1,11 \text{ м}^3$.

9. Определение усадки нефти (U)

Усадка нефти составляет:

$$U = (b - 1) / b \quad (7.18)$$
$$U = (1,11 - 1) / 1,11 = 0,099 \text{ или } 9,9\%.$$

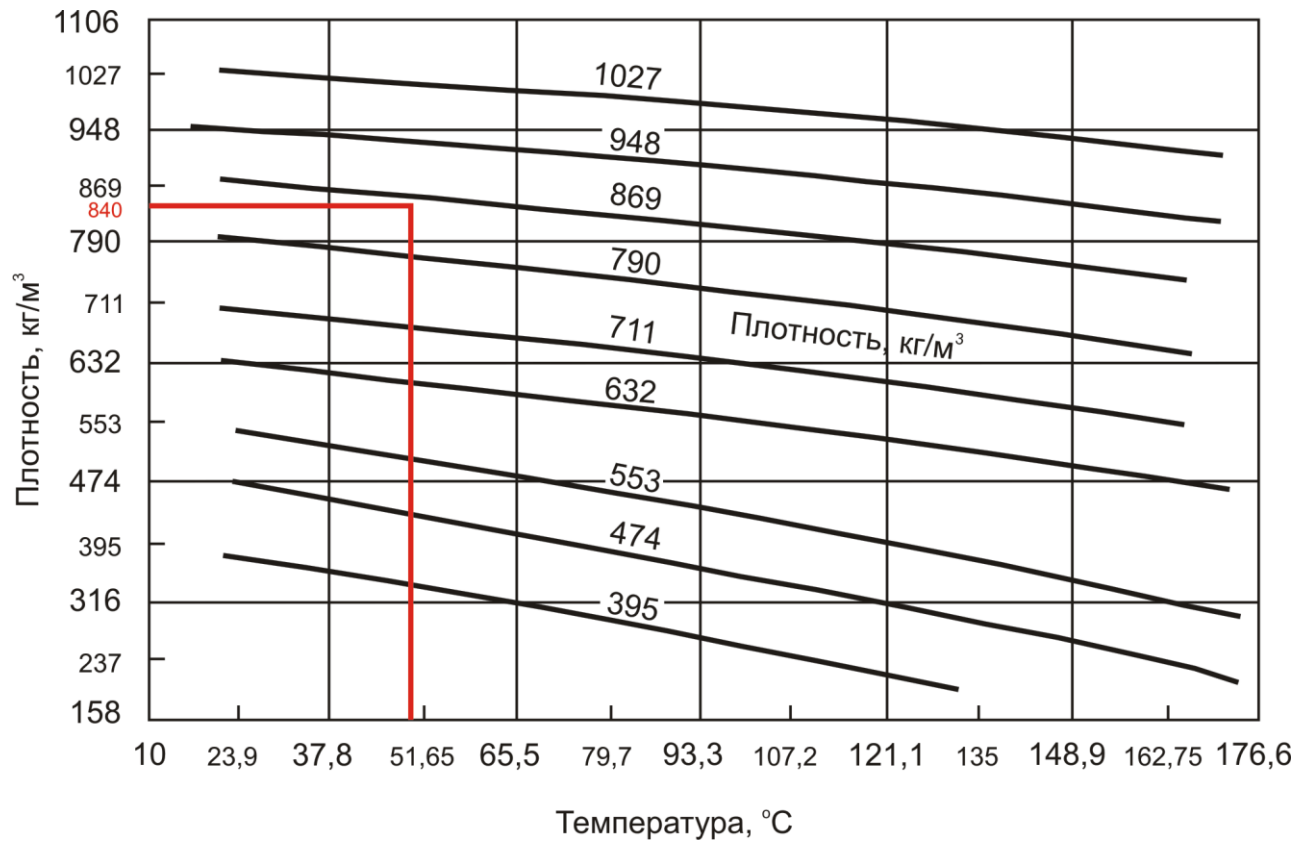


Рис. 7.6. Изменение плотности нефти в зависимости от температуры ($\Delta\rho_t$)

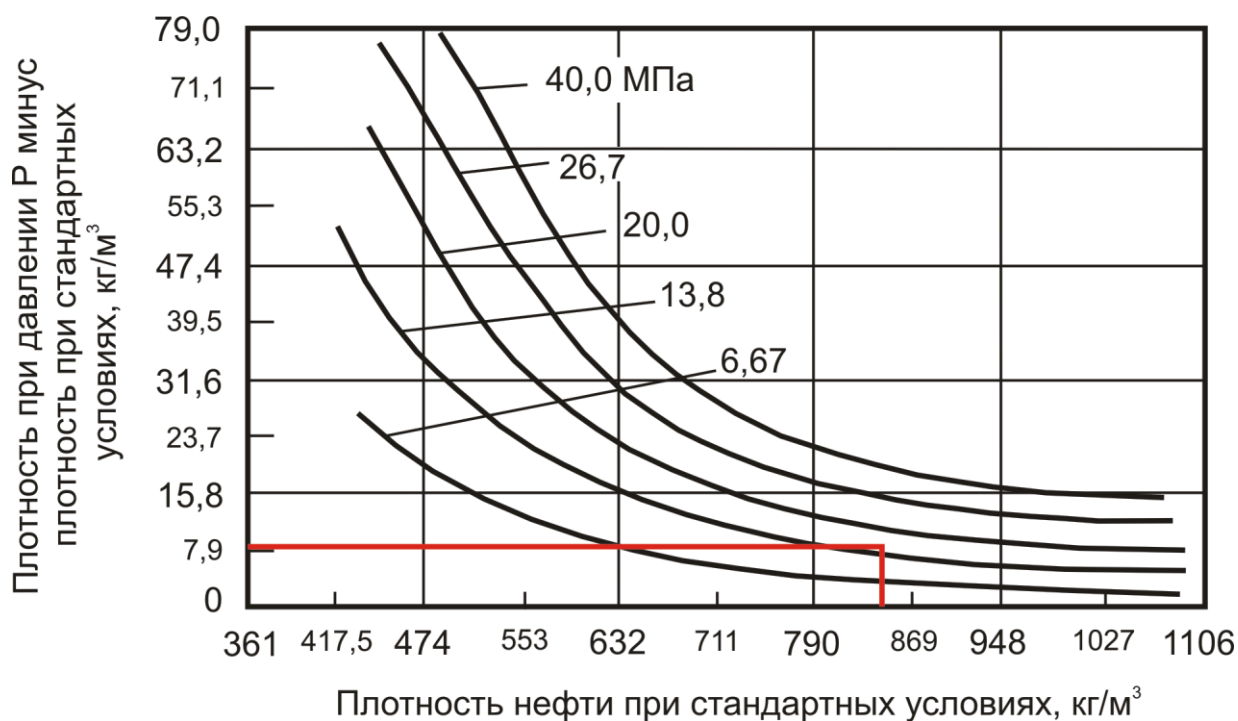


Рис. 7.7. Изменение плотности нефти в зависимости от пластового давления (Δp_p), (1МПа = 10 атм)

7.2.2. Задания для самостоятельной работы

Найти коэффициент изменения объема насыщенной газом нефти в пластовых условиях (**b**) и процент усадки нефти (**U**), если даны: плотность нефти при н.у. (ρ_n , кг/м³), относительная плотность газа по воздуху ($\rho_{ог}$), газовый фактор (**Г**, м³/т), пластовое давление (**P**_{пл}, атм), температура (**t**_{пл}, °С).

Таблица 7.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
ρ_n	890	820	780	900	830	840	810	870	860	850
$\rho_{ог}$	0,7	0,75	0,8	0,95	0,85	1,2	1,1	0,7	0,85	0,95
Г	90	130	150	110	125	100	145	80	90	95
P _{пл}	170	180	220	300	280	210	190	240	250	230
t _{пл}	45	35	30	53	60	65	38	42	53	56

<i>B</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
ρ_n	880	890	800	790	810	820	840	830	840	880
$\rho_{o\Gamma}$	0,9	0,85	0,75	0,65	0,8	0,9	11	1,2	1,15	1,1
Γ	85	70	145	160	135	130	125	145	135	95
$P_{пл}$	240	280	230	280	220	260	300	250	190	160
$t_{пл}$	58	49	60	62	39	44	42	45	48	52
<i>B</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
ρ_n	860	870	850	800	810	820	840	850	890	860
$\rho_{o\Gamma}$	0,9	0,85	0,9	0,75	0,8	0,85	0,75	0,9	0,7	0,65
Γ	100	105	110	140	145	140	150	130	110	105
$P_{пл}$	80	170	220	190	230	240	245	240	280	300
$t_{пл}$	55	50	40	45	35	38	40	45	42	48
<i>B</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
ρ_n	850	840	870	810	790	800	800	850	840	830
$\rho_{o\Gamma}$	1,1	1,15	1,3	1,05	0,75	0,8	0,75	0,6	0,85	0,95
Γ	110	90	120	135	160	150	140	120	130	140
$P_{пл}$	280	190	220	210	260	270	200	210	240	250
$t_{пл}$	52	56	59	55	35	45	55	35	45	40
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>
ρ_n	840	810	890	820	780	900	830	840	810	870
$\rho_{o\Gamma}$	0,8	0,7	0,8	0,9	1,05	1,2	1,15	1,1	0,9	0,85
Γ	110	90	135	130	125	145	135	95	100	105
$P_{пл}$	230	250	280	260	300	270	190	160	180	170
$t_{пл}$	48	55	45	35	50	53	60	65	38	44
<i>B</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>
ρ_n	860	850	880	890	800	790	890	860	850	840
$\rho_{o\Gamma}$	0,9	0,75	0,8	0,85	0,75	0,9	0,7	0,75	0,8	0,95
Γ	110	140	145	140	150	130	110	105	110	90
$P_{пл}$	220	190	230	240	245	240	170	180	220	300
$t_{пл}$	53	56	58	49	60	61	44	48	52	56
<i>B</i>	<i>61</i>	<i>62</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>65</i>	<i>66</i>	<i>67</i>	<i>68</i>	<i>69</i>	<i>70</i>
ρ_n	870	810	790	800	820	850	840	830	850	810
$\rho_{o\Gamma}$	0,85	1,05	1,1	0,7	0,85	0,95	0,9	0,85	0,75	0,65
Γ	90	135	160	150	140	120	130	140	110	90
$P_{пл}$	280	210	190	240	250	230	240	280	230	280
$t_{пл}$	51	55	35	40	45	35	38	40	48	55

<i>B</i>	<i>71</i>	<i>72</i>	<i>73</i>	<i>74</i>	<i>75</i>	<i>76</i>	<i>77</i>	<i>78</i>	<i>79</i>	<i>80</i>
ρ_n	810	820	840	830	840	880	860	810	870	860
$\rho_{o\Gamma}$	0,7	0,65	1,1	1,15	1,3	1,05	0,75	1,2	1,15	1,1
Γ	60	130	150	130	125	100	145	95	110	105
$P_{пл}$	280	300	250	190	170	210	260	190	160	180
$t_{пл}$	35	40	42	45	48	55	51	38	40	48
<i>B</i>	<i>81</i>	<i>82</i>	<i>83</i>	<i>84</i>	<i>85</i>	<i>86</i>	<i>87</i>	<i>88</i>	<i>89</i>	<i>90</i>
ρ_n	850	880	890	800	790	890	820	780	900	830
$\rho_{o\Gamma}$	0,9	0,85	0,9	0,75	0,8	0,75	0,78	0,95	0,85	1,05
Γ	110	140	145	140	150	160	130	125	100	145
$P_{пл}$	170	220	190	230	240	260	280	210	190	240
$t_{пл}$	55	39	45	42	44	60	65	38	42	53
<i>B</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>	<i>97</i>	<i>98</i>	<i>99</i>	<i>100</i>
ρ_n	840	810	870	860	850	880	890	820	840	83
$\rho_{o\Gamma}$	1,1	0,7	0,85	0,95	0,9	0,85	0,75	1,05	1,2	1,15
Γ	80	90	95	85	70	145	160	145	135	95
$P_{пл}$	250	230	240	280	230	280	220	190	160	180
$t_{пл}$	56	58	49	60	62	39	42	52	55	50
<i>B</i>	<i>101</i>	<i>102</i>	<i>103</i>	<i>104</i>	<i>105</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>110</i>
ρ_n	840	880	860	870	850	800	810	820	900	830
$\rho_{o\Gamma}$	1,1	0,9	0,85	0,9	0,75	0,8	0,85	0,75	1,15	1,1
Γ	100	105	110	140	125	145	150	130	95	100
$P_{пл}$	170	220	190	230	240	255	220	280	180	170
$t_{пл}$	40	45	35	38	40	45	42	48	52	58
<i>B</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>115</i>	<i>116</i>	<i>117</i>	<i>118</i>	<i>119</i>	<i>120</i>
ρ_n	840	850	860	890	790	800	890	880	850	870
$\rho_{o\Gamma}$	0,8	0,75	0,7	0,9	0,75	0,85	0,8	0,75	0,9	0,8
Γ	105	110	130	150	140	125	140	110	105	95
$P_{пл}$	170	240	255	220	230	190	170	220	180	190
$t_{пл}$	61	65	49	58	56	50	42	38	65	53

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
2. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1956. – 363 с.
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
4. Сваровская Н.А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 155 с.
5. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский Л.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
6. Мищенко Н.Н. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1992. – 269 с.
8. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1980. – 583 с.
9. Гафаров Ш.А. и др. Физика нефтяного пласта: Учебное пособие. – Уфа: УГТНУ, 1999. – 86 с.

СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ФИЗИКЕ ПЛАСТА

Практикум для студентов направления «Прикладная геология»
и направления «Нефтегазовое дело» заочной формы обучения

Разработчики: Александр Тихонович Росляк
Тамара Гунаровна Бжицких
Наталья Эдуардовна Пулькина

Подписано к печати . Формат 60x84/16. Бумага «Классика».


Печать RISO. Усл.печ.л. . Уч.-изд.л. .

Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ППУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.