

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ИНГУШСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерно-технический институт

Кафедра «нефтегазовое дело»

**Методические указания
по выполнению практических работ по дисциплине «Основы разработки и
эксплуатации нефтегазовых месторождений»**

Для направления подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

Направленность

Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства

Составитель Булчаев Н. Д.

УДК 378.14

Методические указания по выполнению практических работ по дисциплине «Основы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений» /Ингуш. гос. ун-т: Сост. Булчаев Н. Д., 2021. 24 с.

Излагаются примеры решения задач

Таблиц 1. Ил. нет. Библиогр: 4 назв.

Рецензент Цицкиев М. М.

Определение приведенного пластового давления

Теоретические сведения

Под приведенным пластовым давлением понимают такое расчетное давление, которое отнесено (приведено) к какой-либо фиксированной для данного месторождения глубине. Для месторождений с водонапорным движением удобно приводить фактически замеренное в скважинах пластовое давление к плоскости первоначального водонефтяного контакта (ВНК). Знание приведенного пластового давления необходимо не только для научно обоснованного процесса разработки месторождения, но и для решения многих вопросов рациональной эксплуатации скважин с учетом реального изменения в процессе эксплуатации энергетического состояния залежи в окрестности добывающих и нагнетательных скважин. Из условий проявления водонапорного движения следует, что $p_{пл} > p_{нас}$.

Введем следующие обозначения:

$H_{внк}$ – расстояние от устья скважины до первоначального положения ВНК, м;

$H_{зам}$ – расстояние от устья скважины до точки замера давления $p_{зам}$ (МПа); $p_{плпр}$ – приведенное к плоскости первоначального ВНК пластовое давление, МПа.

Если текущее пластовое давление изменяется даже в 2 раза по сравнению с первоначальным, то плотность нефти меняется не более, чем на 3% (при плотности $\rho_{нп} = 750 \text{ кг/м}^3$). При большей плотности нефти ($\rho_{нп} > 750 \text{ кг/м}^3$) разница за счет изменения пластового давления становится меньше 3%. Поэтому при расчетах в области давлений $p > p_{нас}$ можно использовать постоянное значение плотности пластовой нефти.

В зависимости от конструкции скважин и их местоположения на структуре возможны следующие варианты:

$$H_{зам} < H_{внк} \quad \text{и} \quad H_{зам} > H_{внк}$$

В первом случае приведенное пластовое давление

$$p_{плпр} = p_{зам} + (H_{внк} - H_{зам}) \rho_{нп} g 10^{-6}$$

Во втором случае

$$p_{плпр} = p_{зам} - (H_{зам} - H_{внк}) \rho_{нп} g 10^{-6}$$

1. Задание

4.1 Данные для расчетов (по вариантам) для задач 1 и 2 находятся в таблице 1

Задача 1.

Рассчитать приведенные пластовые давления в скважинах.

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
Скважина	1	2	3	4	5
$H_{\text{внк}}, \text{ м}$	1750	1640	1780	1820	1680
$H_{\text{зам}}, \text{ м}$	1610	1670	1865	1740	1620
$p_{\text{зам}}, \text{ МПа}$	15	14,3	13,7	16,2	13,1
$\rho_{\text{нп}}, \text{ кг/м}^3$	805	803	810	812	807
Ответ, МПа	16,1	14,06	13,03	16,84	13,58

Задача 2.

Для условий предыдущей задачи оценить влияние измерения плотности пластовой нефти на приведенные пластовые давления, если во всех указанных скважин замеренное давление возросло и составляет:

в скв. 1 – 1,3 $p_{\text{зам}}$; в скв. 2 – 1,45 $p_{\text{зам}}$; в скв. 3 – 1,6 $p_{\text{зам}}$; в скв. 4 – 1,1 $p_{\text{зам}}$; в скв. 5 – 1,2 $p_{\text{зам}}$.

Методика решения задачи.

На первом этапе рассчитать приведенные пластовые давления $p_{\text{плпр}}$, используя плотности пластовой нефти ($\rho_{\text{нп}}$) указанные в таблице задачи №1, а замеренные давления $p'_{\text{зам}}$ рассчитать по условию задачи.

На втором этапе вычислить новые значения плотности пластовой нефти $\rho'_{\text{нп}}$ с учетом измерения пластового давления по следующей формуле:

$$\rho'_{\text{нп}} = \frac{\rho_{\text{нп}}}{1 - \beta (p'_{\text{зам}} - p_{\text{зам}})},$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – плотность пластовой нефти, кг/м^3 (берется из задачи №1);

$\beta_{\text{н}}$ – коэффициент сжимаемости нефти, $1/\text{МПа}$ (принимается равным $1 \cdot 10^{-3} 1/\text{МПа}$);

$p'_{\text{зам}}$ – рассчитанное по условию задачи №2 давление, МПа;

$p_{\text{зам}}$ – замеренное давление, МПа (берется из задачи №1).

На третьем этапе определить приведенные пластовые давления $p'_{\text{плпр}}$, используя величины $H_{\text{внк}}$ и $H_{\text{зам}}$ из задачи №1 и рассчитанные для соответствующих скважин $p'_{\text{зам}}$ и $\rho'_{\text{нп}}$.

На последнем этапе сравнить приведенные пластовые давления, рассчитанные на первом и третьем этапах, и вычислить относительную ошибку δ :

$$\delta = \frac{P'_{плпр} - P}{P'_{плпр}} * 100\%.$$

Вывод: изменение плотности пластовой нефти при изменении пластового давления влияет на приведенное пластовое давление.

Определение давления насыщения нефти газом при $t < t_{пл}$.

Теоретические сведения.

Эксплуатация добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, тек и из-за работы отдельных элементов погружного оборудования (погружного электродвигателя в установке погружного центробежного насоса). Учет влияния температуры на давление насыщения ($P_{нас}$) позволяет существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти.

Расчет давления насыщения в зависимости от температуры ($P_{нас t}$) при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно вычислить по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Белова, и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота

$$P_{нас t} = P_{на с} \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом} y_m - 0,8 y_a}} \quad (1)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{пл}$, МПа; t – текущая температура, °С; $\Gamma_{ом}$ – газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, $м^3/т$; y_m, y_a – соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

1. Задание

4.1 Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1

Задача

Рассчитать давление насыщения нефти

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
Текущая температура, t	50°C	52°C	49°C	54°C	53°C
Пластовая температура, t _{пл}	82°C	80°C	84°C	88°C	85°C
Давление насыщения при пластовой t, Р _{нас} , МПа	11,2	12,2	11,8	11,0	10,8
Газосодержание пластовой нефти, G _о	78,5 м ³ /м ³	76,5 м ³ /м ³	78,0 м ³ /м ³	77,1 м ³ /м ³	78,5 м ³ /м ³
Плотность дегазированной нефти, ρ _{нд}	854 кг/м ³	840 кг/м ³	851 кг/м ³	845 кг/м ³	836 кг/м ³
Содержание метана в газе при с. у, у _м	0,622	0,634	0,598	0,612	0,654
Содержание азота в газе при с. у, у _а	0,027	0,019	0,022	0,025	0,028
Ответ: МПа	9,8	10.96	10.3	9.41	9.3

Методика решения задачи

Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти G_о к размерности формулы (1). Для этого используют следующую зависимость:

$$\Gamma_{ом} = \frac{10^3 G_0}{\rho_{нд} * \frac{T_{ст}}{T_0}} \quad (1.2)$$

где 10³ – коэффициент перевода плотности, выраженной в кг/м³, в плотность, выраженную в т/м³; T_{ст} = 293,15 (температура при стандартных условиях);

T_о = 273 (температура при нормальных условиях).

Определив газонасыщенность, приступаем к определению давления насыщения нефти газом при текущей температуре по формуле (1.1).

Определение объемного коэффициента

Теоретические сведения.

3.1. Определить влияние температуры на плотность нефти.

Плотность нефти в зависимости от температуры можно рассчитать исходя из определения термического расширения нефти:

$$\rho_n(t) = \rho_n \frac{1}{1 + \alpha_n(t - 20)} \quad (1)$$

где $\rho_n, \rho_n(t)$ – плотность нефти при 20°C и при температуре t соответственно, кг/м³; α_n – коэффициент термического расширения нефти, зависимость которого от температуры в диапазоне от 10 до 120°C можно пренебречь и рассчитывать его по формулам:

$$\begin{aligned} & 2,638 (1,169 - \rho_n \cdot 10^{-3}), \text{ если } 780 \leq \rho_n \leq 860 \text{ кг/м}^3 \\ & \alpha_n = 10^{-3} \cdot \\ & 1,975 (1,272 - \rho_n \cdot 10^{-3}), \text{ если } 860 \leq \rho_n \leq 960 \text{ кг/м}^3 \end{aligned} \quad (2)$$

Влияние содержания газа на изменение объема нефти при постоянных температуре и давлении.

Для растворения в нефти газа необходимо повысить давление и привести систему в равновесие. Увеличение давления уменьшает объем нефти, растворение же в ней газа увеличивает его. Эти два процесса противоположного изменения объема нефти можно учесть раздельно введением двух различных коэффициентов: сжимаемости нефти и «набухания» ее.

Объем нефти при растворении в ней газа при постоянных температуре и давлении газонасыщенностью G_o рассчитывают по формуле:

$$V_{нг} = V_n^* (1 + \lambda_{нг} G_o), \quad (3)$$

где V_n^* – объем с нефти при постоянных давлении и температуре в системе;

G_o – отношение объема газа, растворенного в нефти, приведенные к стандартным условиям; $\lambda_{нг}$ – коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом:

$$\lambda_{нг} = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \rho_g + 5,2(1 - 1,5 G_o \cdot 10^{-3}) G_o \cdot 10^{-3} - 3,54 \rho_n \cdot 10^{-3}], \quad (4)$$

где ρ_n, ρ_g – плотности нефти и газа, растворяемого в нефти, при 20°C и 0,1 МПа, кг/м³.

Коэффициент $\lambda_{нг}$ равен отношению

$$\lambda_{нг} = \frac{\rho_g}{\rho_{гк}} \quad (5)$$

где $\rho_{гк}$ – кажущаяся плотность газа, растворенного в нефти, кг/м³.

При этом нефть с растворенным в ней газом рассматривают как раствор, подчиняющийся правилу аддитивности (аддитивный – получаемый путем сложения):

$$V_{\text{нг}} \frac{m}{\rho_{\text{н}}} + \frac{m_{\text{г}}}{\rho_{\text{ГК}}}, \quad (6)$$

где $m_{\text{н}}$, $m_{\text{г}}$ – массы нефти и газа, который должен быть растворен в ней, кг; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при давлении и температуре в системе, кг/м³.

Объемный коэффициент нефти.

Изменение объема нефти в результате действия пластовых давления и температуры, растворенного газа, характеризуется объемным коэффициентом.

Объемный коэффициент b – это отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{\text{пл}}$ к объему этой же нефти после отделения газа на поверхности. Объем нефти в пластовых условиях превышает объем дегазированной нефти из-за повышенной пластовой температуры и содержания большого количества растворенного газа. Но высокое пластовое давление обуславливает некоторое снижение объема нефти из-за ее сжимаемости. Поэтому при снижении давления от пластового до давления насыщения происходит увеличение давления нефти. При достижении давления насыщения из нефти начинает выделяться растворенный газ, что ведет к уменьшению ее объема. На уменьшение объема нефти влияет и снижение температуры от пластовой до температуры на поверхности. При расчете объемного коэффициента объем дегазированной нефти определяется в стандартных условиях (атмосферное давление и температура 20°C). Объемный коэффициент обычно изменяется от 1,05 до 1,4. Известны нефти, у которых объемный коэффициент достигает 3 и более.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{\text{нг}} \Gamma_0 + \alpha_{\text{н}} (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} p, \quad (7) \text{ где } p - \text{давление, МПа, } t - \text{температура, } ^\circ\text{C}.$$

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент в первом приближении можно определить по формуле:

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \Gamma_0. \quad (8)$$

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в таблице 1;
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 2 находятся в таблице 2;
- 4.3. Данные для задачи 3 (по вариантам) взять из решений задач 1 и 3.

Задача 1

Найти плотность нефти Сретенского месторождения тульского горизонта при температуре (см в таблице 1 свой вариант), если плотность ее при 20°C равна (см в таблице 1 свой вариант), и нефти кыновского горизонта того же месторождения при температуре (см в таблице 1 свой вариант), если плотность ее при 20°C равна (см в таблице 1 свой вариант).

Таблица 1

Варианты условия задачи					
Параметры	1	2	3	4	5
Температура тульского горизонта, °C	68	70	66	69	67

Плотность при $t = 20^{\circ}\text{C}$, кг/м^3	849	846	845	848	844
Температура кыновского горизонта, $^{\circ}\text{C}$	73	75	72	73	74
Плотность при $t = 20^{\circ}\text{C}$, кг/м^3	893	894	892	895	891
Ответ: тульский кыновский, кг, м^3	816 859	813 860	820 858	815 852	819 85

Методика решения задачи.

Для нефти тульского горизонта по формуле (2) определяем коэффициент термического расширения нефти α_n , а по формуле (1) находят ее плотность при заданной температуре, например - ρ_n (68) и т.д.

Аналогично для нефти кыновского горизонта.

Задача 2.

При приготовлении пробы пластовой нефти сепарированная нефть плотностью (см в таблице 2 свой вариант) при 20°C и атмосферном давлении сжимают до пластового давления (см в таблице 2 свой вариант) и нагревают до пластовой температуры (см в таблице 2 свой вариант). Затем эту нефть насыщают попутным газом плотностью (см в таблице 2 свой вариант) при 20°C и 0,1 МПа до газонасыщенности (см в таблице 2 свой вариант) (объемы газа, растворяемого в нефти, и нефти приведены к 20°C и атмосферному давлению). Определить насколько увеличится объем 0,5 кг нефти из-за растворенного в ней газа и кажущуюся плотность растворенного газа.

Таблица 2

Варианты условия задачи					
Параметры	1	2	3	4	5
Плотность нефти ρ_n , кг/м^3	883	889	884	886	887
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	12,7	12,9	12,7	12,5	12,6
Пластовая температура $t_{пл}$, $^{\circ}\text{C}$	26	27	25	26	27
Плотность газа ρ , кг/м^3	1,4	1,7	1,4	1,5	1,6
Газонасыщенность Γ_o , $\text{м}^3/\text{м}^3$	24,1	26,2	24,3	25,7	26,0
Ответ: Увеличение объема нефти ΔV , м^3	33,94* 10^{-6}	38,38* 10^{-6}	34,07* 10^{-6}	37,14* 10^{-6}	33,16* 10^{-6}
Ответ: Кажущуюся плотность $\rho_{гк}$, кг/м^3	560,9	651,3	562,2	583,7	708,0

Методика решения задачи

В соответствии с формулой (3) сначала нужно определить объем нефти 0,5 кг при пластовых давлении и температуре.

Уменьшение объема нефти из-за сжатия ее до давления (см в таблице 2 свой вариант) можно определить по формуле:

$$\Delta V_p = - \frac{m_n}{\rho_n} * \beta_n p_{пл} \text{ л}$$

(9)

где ρ_n – плотность нефти при 20°C и 0,1 МПа, кг/м³; β_n – коэффициент сжимаемости нефти, принят равным $\beta_n = 6,5 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Увеличение объема нефти из-за нагревания ее до пластовой температуры составит:

$$\Delta V_t = \frac{m_n}{\rho_n} \cdot \alpha_n (t_{пл} - 20) \quad (10)$$

где α_n найти по формуле (2).

Таким образом, объем нефти массой 0,5 кг при пластовых давлении и температуре составит:

$$V_n = V_n + \Delta V_t + \Delta V_{г\text{т}} \quad (11)$$

где $V_n = m_n / \rho_n$.

Коэффициент изменения объема нефти $\lambda_{н2}$ из-за изменения ее насыщения газом рассчитывают по формуле (4).

Увеличение объема нефти из-за растворения в ней газа составит:

$$\Delta V = V_{нг} - V_n^* = V_n^* \lambda_{нг} \Gamma_{г0} \quad (12)$$

Кажущуюся плотность растворенного газа определяют из формулы (5)

$$\lambda_{нг} = \frac{\rho_g}{\rho_{ГК}}$$

Задача 3

Для условий задачи 2 рассчитать объемный коэффициент нефти по формулам (7) и (8).

Ответы: 1 вариант: $b = 1,057$, $b = 1,072$; 2 вариант: $b = 1,1$, $b = 1,07$; 3 вариант: $b = 1,05$, $b = 1,07$; 4 вариант: $b = 1,06$; $b = 1,08$; 5 вариант: $b = 1,056$, $b = 1,07$.

Определение плотности нефти в пластовых условиях.

1. Теоретические сведения.

Плотность – отношение ее массы к объему при температуре 20°C и атмосферном давлении, которое изменяется в широких пределах от 600 до 1000 кг/м³. определяют ее с помощью ареометров, пикнометров или весами Вестфаля.

В практике пользуются относительной плотностью, которая численно равна отношению плотности нефти к плотности дистиллированной воды при температуре 4°C.

Плотность пластовой воды всегда ниже дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа.

По плотности пластовые нефти делятся на:

- легкие с плотностью менее 0,850 г/см³;
- тяжелые с плотностью более 0,850 г/см³.

Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые – низким.

Плотность нефти с растворенным в ней газом можно рассчитать по формуле:

$$\rho_{нг} = \frac{1}{b(\rho_n + \rho_{гО})} \quad (1)$$

2. Задание

4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в практической работе 3.

Задача 1.

Для условий задач 2 и 3 (см практическая работа №3 свой вариант) рассчитать плотность нефти в пластовых условиях.

Ответы: 1 вариант: $\rho_{нг} = 867$ кг/м³, $\rho_{нг} = 855$ кг/м³;

2 вариант: $\rho_{нг} = 847$ кг/м³, $\rho_{нг} = 872$ кг/м³;

3 вариант: $\rho_{нг} = 874$ кг/м³, $\rho_{нг} = 858$ кг/м³;

4 вариант: $\rho_{нг} = 872$ кг/м³, $\rho_{нг} = 856$ кг/м³;

5 вариант: $\rho_{нг} = 879$ кг/м³, $\rho_{нг} = 868$ кг/м³;

1. Теоретические сведения.

Нефтяные газы подчиняются основным физическим законам состояния идеальных газов, но с некоторыми отклонениями от них. Для оценки степени этих отклонений коэффициент сжимаемости газа z , который показывает отношение объемов реального и идеального газов при одних и тех же давлениях и температурах. Численное значение этого коэффициента для разных условий определяется экспериментальным путем.

Для смеси углеводородных газов величина z зависит от приведенных среднекритических давлений и температуры:

$$p_{пр} = \frac{P_{раб}}{P_{ср.кр.}} \quad (1)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{раб}}{T_{ср.кр.}} \quad (2)$$

где $p_{ср.кр} = \sum (y p_{кр})$ и $T_{ср.кр} = \sum (y T_{кр})$,

где y – объемное содержание газа данного углеводорода в долях единицы;
 $p_{кр}$ и $T_{кр}$ – соответственно критические давление и температура в Па и К.

При отсутствии данных о составе газа можно для приближенных расчетов $p_{ср.кр}$ и $T_{ср.кр}$ можно пользоваться графиками или формулами Истомина А.З., выражающими зависимость среднекритических давлений и температур от средней относительной плотности газа:

$$p_{ср.кр} = (4,937 - 0,464 \rho_{г.от.}) 10^6, \text{ МПа}, \quad (3)$$

$$T_{ср.кр} = 171,5 \rho_{г.от.} + 97, \text{ К}. \quad (4)$$

Найдя $p_{ср.кр}$ и $T_{ср.кр}$ по формулам (1.1) и (1.2), можно определить z по формуле Истомина А.З.:

$$Z = 1 - 10^{-2} (0,76 T_{пр}^3 - 9,36 T_{пр} + 13) (8 - p_{пр}) p_{пр}. \quad (5)$$

2. Задание

4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в таблице 1.

Задача 1.

Определить коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях, если известно, что абсолютное пластовое давление $p_{пл}$, пластовая температура $T_{пл}$, относительная плотность газа (по воздуху) $\rho_{г.от.}$. Состав газа приведен в таблице 2.

Методика решения задачи.

1. Среднекритические давления и температура определяются по формулам (3) и (4).
2. Приведенные давление и температура определяются по формулам (1) и (2).
3. Коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле (5)

Таблица 1

Варианты условия задачи					
Параметры	1	2	3	4	5
Абсолютное пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	12	10	11	12	11
Пластовая температура, $T_{пл}$, К	328	312	318	322	324

Относительная плотность газа, $\rho_{г.от.}$	0,841	0,839	0,840	0,842	0,841
Ответ	0,69				

Таблица 2 Состав газа и средневзвешенные критические давления и температура.

Компоненты	Объемное содержание доли единицы	$P_{кр},$ МПа	y $P_{кр},$ МПа	$T_{кр},$ К	y $T_{кр},$ К
CH_4	0,75	4,73	3,55	190	143,0
C_2H_6	0,08	4,98	0,40	305	24,4
C_3H_8	0,09	4,34	0,30	370	33,4
C_4H_{10}	0,04	3,87	0,15	425	17,0
$C_5H_{12} + в$	0,04	3,40	0,14	470	18,8
Σ	1,0	-	4,54	-	236,6

Расчет вязкости нефти

Теоретические сведения.

Вязкость нефти и воды зависит в основном от состава углеводородов нефти, температуры и количества растворенного газа. При большом газосодержании динамическая вязкость μ_n пластовой нефти может быть меньше вязкости воды ($\mu_v = 1$ мПа*с при $t = 20^\circ C$). Если $\mu_n = 15 - 20$ мПа*с, существенно затрудняется извлечение нефти из пласта и нефтеотдача сокращается до 10 – 15%. В битуминозных породах μ_n может достигать

10 ± 15 Па*с. В этом случае извлечь нефть можно только при воздействии теплоносителями (паром и горячей водой).

Если в нефти содержится большое количество парафина и смол, она приобретает реологические свойства неньютоновских жидкостей. Для фильтрации таких нефтей в пористой среде необходимо воздействие градиентов давления, при которых достигаются в капиллярах напряжения, превышающие динамическое напряжение сдвига.

Вязкость пластовых вод в основном зависит от температуры. Давление, минерализация, количество растворенного газа мало влияют на их вязкость, и поэтому ее значения обычно находятся в пределах 0,5 – 2,0 мПа*с.

Расчет вязкости дегазированной нефти при $t = 20^\circ C$

В практике добычи нефти не всегда достаточно информации о некоторых свойствах нефти – вязкости μ_n . Для оценки вязкости нефти при $20^\circ C$ используются формулы И.И. Дунюшкина:

$$\mu_n^{20} = \frac{0,658 \cdot \rho_{нд}^2}{0,886 - \rho_{нд}^2} \quad \text{при } 0,845 < \rho_{нд} < 0,924, \quad (1)$$

$$\mu_n^{20} = \frac{0,456 \cdot \rho_{нд}^2}{0,833 - \rho_{нд}^2} \quad \text{при } 0,78 \leq \rho_{нд} < 0,845,$$

где $\mu_{н 20}$ – относительная динамическая (по воде) вязкость дегазированной нефти при 20°С и атмосферном давлении $\mu_{нв20} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\rho_{нд}$ – относительная плотность дегазированной нефти при 20°С и 0,1 мПа.

Вязкость дегазированной нефти при 20°С определяется:

$$\mu_{н 20} = \mu_{н 20} \cdot \mu_{нв20}(2)$$

Расчет вязкости дегазированной нефти при любой температуре

Зависимость вязкости дегазированной нефти от температуры выражается формулой И.И. Дунюшкина:

$$\mu_{н t} = \frac{1}{c \mu_{н t1}} \quad (3)$$

где $\mu_{н t}$ – относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при искомой температуре t ;

$\mu_{н t1}$ – относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при известной температуре t_1 ;

a – коэффициент, определяемый по формуле:

$$a = \frac{1}{1 + b(t - t_1) \lg(c \mu_{н t1})} \quad (4)$$

b, c – коэффициенты, зависящие от вязкости дегазированной нефти и вычисляемые по следующим зависимостям:

$$b = 2,52 \cdot 10^{-3} \quad 1/^\circ\text{C}, c = 10 \quad \text{при} \quad \mu_{н} \geq 1000; \quad (5)$$

$$b = 1,44 \cdot 10^{-3} \quad 1/^\circ\text{C}, c = 100 \quad \text{при} \quad 10 \leq \mu_{н} \leq 1000; \quad (7)$$

$$b = 0,76 \cdot 10^{-3} \quad 1/^\circ\text{C}, c = 1000 \quad \text{при} \quad \mu_{н} < 10. \quad (8)$$

1. Задание

4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в таблице 1.

4.2. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 2 находятся в таблице 2.

Задача 1

Рассчитать вязкость дегазированной нефти Урманского месторождения.

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$\rho_{нд}$	0,85	0,794	0,911	0,885	0,798
Ответ, мПа·с	17,52	2.01	94.83	25.14	2.19

Задача 2

Рассчитать вязкость дегазированной нефти при $t_{пл} = 35$. Значение $\mu_{н 20}$ взять из своего варианта задачи 1.

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$t_{пл}$	42	39	46	40	38
Ответ					

Решение

Из решения предыдущей задачи известно значение $\mu_{н 20}$ ($\mu_{н 20} = 16,39$). Предварительно рассчитываем коэффициент a по формуле (1.4), принимая коэффициенты b, c в соответствии с (1.7):

$$a = \frac{1}{1 + 1,44 \cdot 10^{-3} (35 - 20) \lg (100 \cdot 16,39)} = 0,935$$

По формуле (1.3) вычисляем относительную вязкость дегазированной нефти

$$\mu_{н 35} = \frac{1}{100} \cdot (100 \cdot 16,39)^{0,935} = 10,13$$

или вязкость дегазированной нефти при $t_{пл} = 35$

$$\mu_{н 35} = 10,13 \cdot 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 10,13 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Определение пористости, проницаемости и удельной поверхности нефтесодержащих пород.

Теоретические сведения.

Под пористостью горных пород понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т.д.), не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть (газ, воду).

По происхождению поры и другие пустоты в породе подразделяются на:

- 1) **Первичные** – образованы в порядке осадконакопления и формирования породы. К ним относятся пустоты между зернами и частицами породы, промежутки между плоскостями наложения, пустоты, образовавшиеся после разложения организмов. Первичная пористость обычно наблюдается в песках, песчаниках, конгломератах и т.д.;
- 2) **Вторичные** – образуются в сформировавшихся породах в результате диагенеза. К ним относятся поры растворения, трещины, возникшие в связи с сокращением породы (доломитизация), трещины и пустоты, связанные с кристаллизацией, трещины, вызванные тектоническими явлениями, трещины и пустоты, связанные с эрозионными процессами.
Вторичная пористость обычно наблюдается в карбонатных породах (известняки, доломиты и др.)

Пористость зависит от взаимного расположения и укладки зерен, формы зерен и степени их окатанности, степени отсортированности частиц, составляющих породу, наличия цементирующего материала и т.д. в природных условиях плотность обычно колеблется в значительных пределах, т.к. зерна породы имеют различные очертания, поэтому более крупные поры могут быть заполнены более мелкими зернами или цементирующим веществом.

Проницаемость является важнейшим параметром, характеризующим коллекторские свойства породы.

Проницаемостью горной породы называется способность ее пропускать жидкости или газ. Одни породы (глины) могут иметь большую пористость, но малую проницаемость, другие (известняки) – малую пористость, но высокую проницаемость. Между пористостью и проницаемостью нет функциональной зависимости.

Проницаемость определяется размером пор. Почти все осадочные породы (пески, песчаники, конгломераты, известняки, доломиты) в большей или меньшей степени проницаемы. Но глины, плотные известняки и доломиты, несмотря иногда на значительную пористость, проницаемы только для газа и только при больших градиентах давления. Это обусловлено субкапиллярными размерами пор.

3.1. Удельная поверхность породы – величин, равная суммарной поверхности частиц, приходящейся на единицу объема образца.

Из-за небольших размеров отдельных зерен и большой плотности их упаковки общая площадь поверхности порового пространства горной породы достигает огромных размеров. Подсчитано, что поверхность зерен правильной сферической формы размером 0,2мм, содержащихся в 1м³ однородного песка, составляет около 29276 м². Удельная поверхность нефтесодержащих пород нефтяных месторождений, имеющих промышленное значение, колеблется в широких пределах – от 40000 до 230000 м²/м³. Породы, имеющие удельную поверхность более 230000 м²/м³, непроницаемы или слабопроницаемы(глины, глинистые пески, глинистые сланцы и т.д.).

1. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 2 находятся в таблице 2.
- 4.3. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 3 находятся в таблице 3.

Задача 1

Определить коэффициент общей пористости образца породы **m**, если объем образца **V_о**, а объем зерен в образце **V_з**.

Коэффициент пористости определяется соотношением:

$$m = \frac{V_o - V_z}{V_o} (1)$$

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
V _о , см ³	2,42	2,35	2,46	2,37	2,40
V _з , см ³	2,02	1,98	2,04	2,01	2,01
Ответ: %	16,5				

Задача 2

Определить коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха через образец. Длина образца **L**, площадь его поперечного сечения **F**. Давление перед и за образцом соответственно **p₁** и **p₂**. Вязкость воздуха в (условиях опыта) **μ**; объем воздуха **V_в**(при атмосферном давлении), прошедшего через образец за время **t**.

Коэффициент абсолютной проницаемости **k** определяется по формуле:

$$k = \frac{2\mu L P_2 V_B * 10^{-4}}{F(P_2 - P_1)t} \quad (2)$$

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
L, см	2,8	2,5	2,7	2,4	2,9
F, см²	5,1	5,0	5,1	4,8	5,1
p₁, Па	1,3*10 ⁵	1,2*10 ⁵	1,1*10 ⁵	1,1*10 ⁵	1,3*10 ⁵
p₂, Па	10 ⁵	10 ⁵	10 ⁵	10 ⁵	10 ⁵
μ, мПа*с	0,018	0,017	0,016	0,015	0,018
t, с	180	170	185	176	181
V_B, см³	3600	3600	3600	3600	3600
Ответ:	0,573*10 ⁻¹²				

Задача 3

Определить удельную поверхность слабосцементированного песчаника с проницаемостью **k** и пористостью **m**.

Приближенно удельная поверхность **S_{уд}** определяется расчетным путем в зависимости от **k** и **m** по формуле:

$$S_{уд} = c m \sqrt{\frac{m}{k}} \quad (3)$$

где **c** – коэффициент зависящий от разнородности частиц песка, **c** = 0,353.

Таблица 3

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
k, м²	2,5*10 ⁻¹²	3,1*10 ⁻¹²	4,5*10 ⁻¹²	2,9*10 ⁻¹²	4,0*10 ⁻¹²
m	0,25	0,27	0,21	0,26	0,23
Ответ, м ² /м ³	27800				

Определение коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Теоретические сведения.

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа и воды называется насыщенностью. Степень насыщенности пустот, выражаемая коэффициентами нефте -, газо - и водонасыщенности - один из главных параметров, который учитывается при определении начальных и текущих запасов нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи пластов. От насыщенности во многом зависит процесс многофазной фильтрации в поровом пространстве.

Коэффициент нефтенасыщенности – это доля объема пустот в горной породе, заполненной нефтью. Измеряется в процентах или долях единицы. Аналогично определяются коэффициенты газо - и водонасыщенности.

Общепринятая

методика

количественного

определения нефтегазоводонасыщенности образцов пород основана на измерении потери массы образца и объема отогнанной из него воды после экстрагирования в углеводородном растворе. Объемы содержащейся в образцах породы воды и нефти определяются при помощи аппарата Зака. Используя эти данные, вычисляют коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности по следующим формулам:

коэффициент нефтенасыщенности

$$S_n = \frac{V_n}{V_n + V_w} \cdot \frac{\rho_n}{\rho_w}$$

коэффициент водонасыщенности

$$S_w = \frac{V_w}{V_n + V_w} \cdot \frac{\rho_n}{\rho_w} \quad (2)$$

коэффициент газонасыщенности

$$S_g = 1 - (S_n b_n + S_w b_w) \quad (3)$$

В этих формулах V_n и V_w - объемы содержащейся в образце нефти и воды, см³; ρ_n - плотность породы, г/см³; m - коэффициент пористости, доли единицы; G - масса жидкости содержащейся в образце, г; b_n , b_w - объемные коэффициенты нефти и воды, доли единицы.

1. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1

Задача

Определить коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности породы, в образце которой содержится нефть V_n , вода V_w ; содержащаяся в образце масса жидкости G ; плотность породы ρ_n ; коэффициент пористости m ; объемные коэффициенты нефти и воды b_n , b_w .

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$V_n, \text{см}^3$	4,44	4,23	4,56	4,68	4,35
$V_w, \text{см}^3$	4	3,8	4,1	4,2	3,9
$G, \text{г}$	92	94	90	91	92
$\rho_n, \text{г/см}^3$	2	2,1	1,9	2,2	2
m	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21
b_n	1,2	1,1	1,3	1,2	1,1
b_w	1,03	1,02	1,01	1,03	1,04
Ответ: S_n	38,6%	39,4%			
S_w	34,8%	35,4%			
S_g	17,9%	21%			

Определение нефтеотдачи пластов при водонапорном режиме эксплуатации нефтяной залежи.

Теоретические сведения

Источниками энергии обеспечивающей движение жидкости и газов в продуктивных пластах, является собственная пластовая энергия и энергия, подаваемая извне – путем нагнетания в пласты под высоким давлением жидкостей и газов.

Основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора пластовой воды (краевой или подошвенной);
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа;
- энергия упругости жидкости и породы;
- энергия напора нефти (гравитационная энергия).

Пластовая энергия расходуется на совершение работы по перемещению жидкостей и газов и подъему их на поверхность.

Режимом работы залежей называется появление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки. Энергетическое состояние залежи – главный фактор, ограничивающий темпы ее разработки и полноту извлечения нефти и газа. По преобладающему виду энергии различают следующие режимы работы нефтяных залежей:

- водонапорный;
- упругий;
- растворенного газа;
- газонапорный;
- гравитационный;
- смешанные.

При реальной разработке месторождений в основном используются смешанные режимы.

Задание

Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1
находятся в таблице 1;
Данные для расчетов (по вариантам) задачи 2
находятся в таблице 2.

Задача 1

Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в

результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено. Что среднее количество связанной воды S_w и нефтенасыщенность S_n в начальный период эксплуатации соответственно

равны (см свой вариант в таблице 1). В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна (см свой вариант в таблице 1) а через 9 лет – (см свой вариант в таблице 1).

Определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

Методика решения задачи.

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы S на

данный момент находим по формуле:

$$K_{от} = \frac{S_v - S}{100 - S} \quad (1)$$

где числитель $(S_v - S)$ – количество воды, поступившей в залежь вместо такого же количества добытой нефти, а знаменатель $(100 - S)$ - начальный запас нефти. Величины S_v и S выражены в процентах.

Пусть $S_v = 12\%$ и $S_n = 88\%$. Т.к. средняя водонасыщенность стала увеличиваться, то через 6 лет $S_e = 52\%$, а через 9 лет – 69% .

Следовательно, нефтеотдача по формуле (1) составит:

через 6 лет

через 9 лет

$$K_{от} = \frac{52 - 12}{100 - 12} = 0,455 \text{ или } 45,5\%$$

$$K_{от} = \frac{69 - 12}{100 - 12} = 0,648 \text{ или } 64,8\%$$

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
Нефтенасыщенность S_n	81	92	94	86	90
Водонасыщенность S_v	19	8	6	14	10
S_v через 6 лет	48	54	56	50	51
S_v через 9 лет	52	66	69	61	63
Ответ:					

Задача 2

Нефтяная залежь, эксплуатируемая при водонапорном движении, имеет сравнительно однородный состав пород. Требуется приблизительно оценить нефтеотдачу этой залежи для двух периодов времени. К концу первого периода добыча нефти Q_n составляла $4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2) и воды Q_v $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2). К концу второго периода добыча составляла нефти $Q_n = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2) и воды $Q_v = 4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2). Известны вязкости нефти и воды в пластовых условиях: $\mu_n = 7,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $\mu_v = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; объемные коэффициенты нефти и воды: $b_n = 1,1$ и $b_v = 1$ (см свой вариант в таблице 2).

Методика решения задачи.

При одновременном притоке в скважину нефти и воды процентное содержание воды в добываемой скважине будет

$$C = 100 \frac{Q_v}{Q_n + Q_v} \quad (2)$$

Процентное содержание воды зависит от величины фазовых проницаемостей k_{ni} и k_{vi} , вязкостью μ_n и μ_v и объемных коэффициентов b_n и

b_v (нефти и воды) и может быть определено из выражения

$$C = \frac{1 + k_n}{M k_v} \quad (3)$$

где M – коэффициент, зависящий от физических свойств пластовых жидкостей, выражается соотношением:

$$M = \frac{\mu_v b_v}{\mu_n b_n} \quad (4)$$

При $\mu_n = \mu_v$ и $b_n = b_v$ коэффициент $M = 1$. Чем больше вязкость и объемный коэффициент нефти (при неизменном μ_v и b_v), тем меньше значение имеет коэффициент M .

Нефтеотдача зависит от содержания воды в добываемой жидкости и коэффициента M . Имея эти для сравнительно однородного коллектора, можно определить нефтеотдачу (в %) по графику (рис 1).

Предварительно находятся C и M по формулам (2) и (4).

Для первого периода:

$$C_1 = 100 \frac{+1000}{1} = 20\%;$$

$$M = \frac{10^3}{7,3 \cdot 10^3} = 1/8$$

Для второго периода:

$$C_2 = 100 \frac{1000 + 4000}{4000} = 80\%$$

4000

$$1000 + 4000$$

Величина M для второго периода остается прежней, равной $1/8$, т.к. μ_n и b_n не изменились. Для определения нефтеотдачи по периодам используют график (см рис 1), на котором от точки 20% на оси абсцисс проводят вертикаль до пересечения с кривой $M = 1/8$. От найденной точки проводят горизонталь влево и на оси координат находят нефтеотдачу для первого периода $K_{от.1} = 25\%$. Также находят нефтеотдачу для второго периода $K_{от.2} = 47\%$.

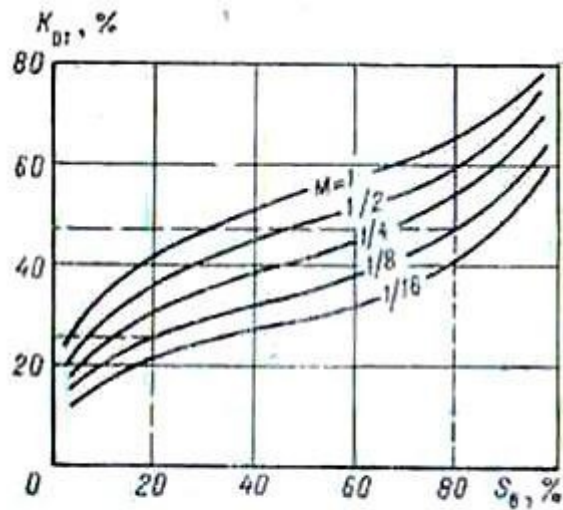


Рис. 11.2. График зависимости нефтеотдачи от содержания воды в добываемой жидкости для разных значений M

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$Q_{n1}, \text{м}^3/\text{сут}$	3500	4100	4800	3900	4200
$Q_{e1}, \text{м}^3/\text{сут}$	500	700	800	600	800
$Q_{n2}, \text{м}^3/\text{сут}$	500	700	800	600	800
$Q_{e21}, \text{м}^3/\text{сут}$	3500	4100	4800	3900	4200
$\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	7,5	7,6	7,8	7,4	7,0
$\mu_e, \text{мПа}\cdot\text{с}$	1,0	1,1	1,0	1,1	1,0
b_n	1,06	1,0	1,05	1,1	1,05
B_e	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ответ					

5. Литература

1. Кашкинбаев И.З. Сооружение газонефтепроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие. Решебник/ И.З. Кашкинбаев, Т.И. Кашкинбаев- Электрон. текстовые данные.- Алматы: Нур-Принт, 2016.- 307 с.

- Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/67141.html>. - ЭБС «IPRbooks»

2. Основы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений: учебное пособие / Е. В. Безверхая, Е. Л. Морозова, Т. Н. Виниченко [и др.]. - Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2019. - 190 с. - ISBN 978-5-7638-4238-8. -Текс : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. - URL: <https://www.iprbookshop.ru/100073.html> (дата обращения: 01.09.2021).

- Режим доступа: для авторизир. пользователей

3. Крец, В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. - 4-е изд., стер. - Санкт-Петербург : Лань, 2018. -376 с. - ISBN 978-5-8114-2395-8. - Текст : электронный // Лань: электроннобиблиотечная система. - URL: <https://e.lanbook.com/book/104949> (дата обращения: 15.06.2020).

- Режим доступа: для авториз. Пользователей.

4. Петраков, Д. Г. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс] : учебник / Д. Г. Петраков, Д. В. Мардашов, А. В. Максютин. - Электрон. текстовые данные. - СПб. : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2016. — 526 с. — 978-5-94211-753-5.

-Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/71703.html>