

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«НЕФТЕКУМСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ»

## **Методические указания**

**по выполнению контрольной работы 1**

**по ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и  
эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**МДК.01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений**

для специальности

21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

2019-2020 уч.г.

<p><b>ОДОБРЕНО</b>  На заседании ПМО (МО)  Протокол № 1  « 18 » августа 2019г.  Руководитель ПМО 21.02.01  Разработка и эксплуатация нефтяных и  газовых месторождений  _____  подпись (Федорова Е.А.)  (Ф.И.О.)</p>	<p>Методические указания составлены в  соответствии с требованиями Федерального  государственного образовательного  стандарта среднего профессионального  образования по специальности  21.02.01 Разработка и эксплуатация  нефтяных и газовых месторождений</p> <p style="text-align: right;"><b>УТВЕРЖДАЮ</b>  Заместитель директора по УМР  _____  подпись (Шведова Е.С.)  (Ф.И.О.)</p>
--	--

**Составитель (составители):**

1. Маховикова Людмила Григорьевна, преподаватель ГБПОУ НРПК  
(Ф.И.О., занимаемая должность)

## **КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА № 1**

**ПМ.01.** Проведение технологических процессов  
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

**МДК.01.01** Разработка нефтяных и газовых месторождений

специальность 21.02.01

группа 122-к (заочное отделение)

семестр I

преподаватель: Маховикова Л.Г.

## **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>1. ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ.....</b>	<b>4</b>
<b>3. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ.....</b>	<b>4</b>
<b>4. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>5. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ.....</b>	<b>6</b>
<b>6. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>14</b>
<b>7. ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>15</b>

## **1. ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЕ**

Исходными данными для выполнения контрольной работы могут служить нормативные правовые акты, учебники и учебные пособия, лекции, сведения из сети Интернет и др.

Завершенная контрольная работа, оформляется должным образом, и отправляется для окончательной проверки на электронную почту преподавателю.

Срок сдачи контрольной работы - 25.01.2020 г.

Варианты заданий выдает преподаватель индивидуально каждому студенту согласно Приложению 1 (табл. 1).

Готовую работу сохранить в файл или сфотографировать и выслать на электронный адрес преподавателя [sema\\_luda@mail.ru](mailto:sema_luda@mail.ru)

## **2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

Структура контрольной работы содержит следующие обязательные элементы:

- титульный лист;
- основная часть;
- список используемой литературы;

Титульный лист является первой страницей контрольной работы и оформляется по установленной форме (Приложение 2). Титульный лист не нумеруется.

В основной части печатается вопрос полностью и ответ на него по своему варианту.

Список используемой литературы включает изученную и использованную в контрольной работе литературу.

## **3. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

Контрольная работа может быть оформлена рукописным или машинописным способом в виде текста, подготовленного на персональном компьютере с помощью текстового редактора.

### **Оформление контрольной работы при помощи компьютера**

Текст на листе должен иметь книжную ориентацию, альбомная ориентация допускается только для таблиц и схем приложений. Основной цвет шрифта - черный.

### **Параметры страницы**

Левое поле – 3 см.

Верхнее поле – 2 см.

Правое поле – 1,5 см.

Нижнее поле – 2 см.

Форматшрифта

Шрифт – Times New Roman.

Размер шрифта – 14 пт.

### **Формат абзаца**

Выравнивание – по ширине.

Отступ слева – 0 см.

Отступ справа – 0 см.

Отступ первой строки – 1,25 см (пять знаков).

Межстрочный интервал – 1,5.

Интервал перед и после каждого абзаца – 0 пт.

Страницы нумеруются арабскими цифрами с соблюдением сквозной нумерации по всему тексту (нумерация страниц - автоматическая). Номер страницы проставляется в центре нижней части листа без точки. В общую нумерацию включают титульный лист.

### **Оформление контрольной работы рукописным способом**

- работу выполнить на листах формата А4 или на тетрадных листках разборчивым почерком через строку;
- на первой странице указать номер варианта;
- записать номер вопроса и его содержание полностью;
- в конце работы указать список использованной литературы, поставить дату и подпись.

## **4. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

### **Вариант 1**

1. Природные коллекторы нефти и газа
2. Пластовое давление и температура.
3. Механизмы вытеснения нефти из пласта

### **Вариант 2**

1. Пористость горных пород.
2. Отбор проб пластовой нефти
3. Понятие системы и объекта разработки

### **Вариант 3**

1. Проницаемость горных пород
2. Установки для исследования проб пластовой нефти.
3. Выделение эксплуатационных объектов

#### **Вариант 4**

1. Нефть, ее химический состав.
2. Молекулярно-поверхностные свойства системы «нефть-газ-вода-порода»
3. Системы одновременной и последовательной разработкт объектов

#### **Вариант 5**

1. Плотность нефти и способы ее измерения.
2. Виды гидродинамического несовершенства скважин.
3. Системы разработки месторождений

#### **Вариант 6**

1. Вязкость нефти и способы ее измерения.
2. Нефте- и водонасыщенность коллекторов.
3. Показатели разработки месторождений

#### **Вариант 7**

1. Давление насыщения и газовый фактор.
2. Пластовая энергия и силы, действующие в залежах нефти и газа.
3. Стадии разработки нефтяных и газовых месторождений

#### **Вариант 8**

1. Пластовый нефтяной газ, его состав.
2. Силы сопротивления движению нефти по пласту.
3. Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений

#### **Вариант 9**

1. Физические свойства нефтяного газа.
2. Режимы работы нефтяных и газовых залежей.
3. Контроль процесса разработки месторождений

#### **Вариант 10**

1. Диаграмма фазовых состояний многокомпонентных систем.
2. Показатели нефтяных пластов.
3. Методы исследования, применяемые при разработке нефтяных и газовых месторождений.

### **4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

**Задача 1. Определение гидродинамического несовершенства скважин**  
Коэффициент совершенства скважины можно определить по методу В. И. Щурова или путем нахождения приведенного радиуса скважины по результатам исследования ее методом восстановления забойного давления.

При методе В. И. Щурова в формулу Дюпюи вводится безразмерная величина  $C$ , учитывающая увеличение фильтрационных сопротивлений, которые дополнительно возникают вследствие несовершенства вскрытия пласта.

Дебит скважины  $Q$  определяется по формуле

$$Q = (2\pi k h \Delta p) / (\mu (\ln R_k / r_c + C))$$

где  $k$  — проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  — эффективная мощность пласта, м;  $\Delta p$  — депрессия, Па;  $\mu$  — динамическая вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа\*с;  $R_k$  — радиус контура питания, м;  $r_c$  — радиус скважины по долоту, м;  $D$  — диаметр скважины ( $r_c \cdot 2$ );  $C$  — коэффициент несовершенства вскрытия пласта.

Величина  $C = C_1 + C_2$ , где  $C_1$  — учитывает несовершенство скважины по характеру вскрытия пласта, которое зависит от диаметра, длины и числа перфорационных отверстий на 1 м фильтра, а  $C_2$  — несовершенство скважины по степени вскрытия, которое зависит от относительной вскрытой мощности пласта.

Для определения  $C_1$  необходимо иметь следующие данные.

1. Число отверстий на 1 м фильтра

$$n = N/h$$

где  $N$  — общее число отверстий;  $h$  — общая вскрытая мощность пласта, м,

2. Произведение числа отверстий  $n$  на диаметр скважины по долоту  $D$ , м.

3. Отношение диаметра пуль (отверстий)  $d$  (в см) к диаметру скважины  $D$  (в см), т. е.

$$a = d/D.$$

4. Отношение средней эффективной длины пулевых каналов в породе пласта  $l$  (в см) к диаметру скважины  $D$  (в см), т. е.  $l = l_1/D$ .

Величина  $C_1$  определяется по графику (рис. 1), составленному для значения  $l = 0.1$ .

Здесь на оси абсцисс отложены значения параметра  $nD$ , а на оси ординат — значения  $C_1$ . График состоит из семейства кривых, построенных для разных значений  $a$ .



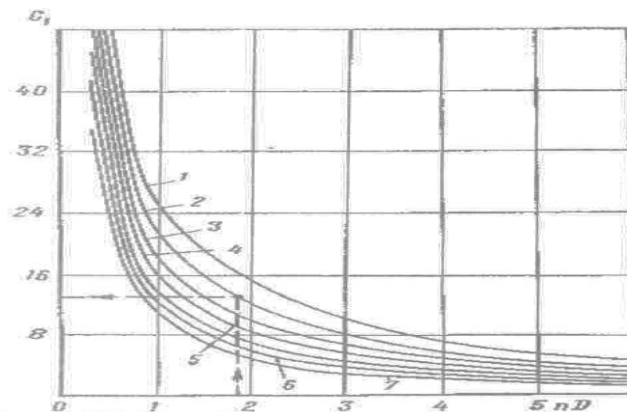


Рис. 1. График для определения коэффициента несовершенства скважин по качеству вскрытия  $C_t$  для  $l = 0,1$ ,  
 $a$ : 1 — 0,03, 2 — 0,04; 3 — 0,05, 4 — 0,06, 5 — 0,07, 6 - 0,08, 7 - 0,09

По параметру  $a$  выбирают соответствующую кривую. Для определения величины  $C_2$  необходимо иметь следующие данные.

1. Отношение вскрытой мощности пласта  $z$  к полной его мощности  $h$  в % ( $b = z100/h$ ).
2. Отношение полной мощности пласта к диаметру скважины  $a_1 = h/D$ .

Для определения  $C_2$  следует на рис. 2 найти на оси абсцисс значение  $b$  затем провести вертикаль до пересечения с кривой, которая соответствует значению  $a$ . Ордината полученной точки определяет значение  $C_2$ .

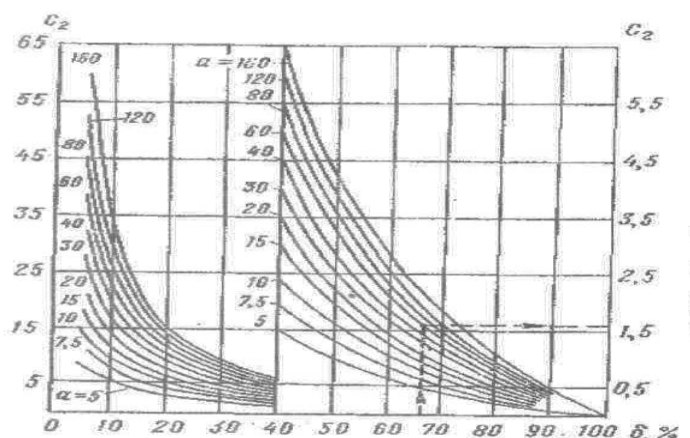


Рис. 2 График для определения коэффициента несовершенства скважины по степени вскрытия  $C_2$

Определить действительный дебит скважины, имея следующие данные: проницаемость коллектора  $\kappa = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ; установившийся перепад давления в скважине  $\Delta p = 1 \text{ МПа}$ ; динамическая вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ; общая мощность пласта  $h = 15 \text{ м}$ ; перфорированная мощность пласта  $z = 10 \text{ м}$ ; расстояние до контура питания  $R_K = 10 \text{ км}$ ; радиус ствола

скважины по долоту  $r_c = 0,124$  м; число прострелов  $N = 112$ ; средняя длина пулевых каналов  $l_l = 4$  см; диаметр пуль  $d = 1,1$  см.

Определяем параметры, необходимые для нахождения коэффициента несовершенства вскрытия скважины:

$$n = N/h = 112/15 = 7,5;$$

$$nD = n \cdot (r_c \cdot 2) = 7,5(0,124 \cdot 2) = 1,875;$$

$$l = l_l/D = 4/24,8 = 0,162;$$

$$a = d/D = 1,1/24,8 = 0,04;$$

$$\bar{b} = z/h = 10/15 = 0.666 \cdot 100\% = 66,6\%;$$

$$a_l = h/D = 15/0,248 = 60.$$

Для нахождения  $C_1$  из точки  $nD = 1,875$  (см. рис. 1) восставим перпендикуляр до пересечения с кривой 2, соответствующей значению  $a = 0,04$  и далее влево от оси ординат находим значение  $C_1 = 12,9$ .

Для определения значения  $C_2$  воспользуемся графиком (см. рис. 2), на котором на оси абсцисс берем значение  $\bar{b} = 66,6\%$ . Из этой точки восставим перпендикуляр до кривой  $a_l = 60$ , затем на оси ординат справа находим  $C_2 = 1,6$ . Суммарный поправочный коэффициент несовершенства скважины равен

$$C = C_1 + C_2 = 12,9 + 1,6 = 14,5.$$

Таблица 1. Результаты исследования скважины

Номер точки	Время t, кс	lg, t	Ар, МПа	Номер точки	Время t, КС	lg, t	Ар, МПа
1	0,03	1.477	0,002	10	18,5	4,267	2,24
2	0,06	1.776	0,035	11	30,0	4,477	2,32
3	0,30	2,477	0,170	12	70,0	4,845	2,46
4	0,90	2,954	0,570	13	98,0	4,998	2,55
5	1,70	3,230	1,150	14	120,0	5,079	2,56
6	1.25	3,398	1,400	15	150,0	5,176	2,60
7	4,00	3,602	1,750	16	185,0	5,270	2,63
8	7,70	3,886	2,020	17	234,0	5,369	2,68
9	10,1	4.000	2.120	18	265,0	5,423	2,70

Данные обработаны без учета дополнительного притока жидкости за время остановки скважины.

**Исходные данные:** дебит нефти до остановки скважины  $Q_l = 80$  т/сут; забойное давление  $p_z = 2,7$  МПа; эффективная мощность пласта  $h_l = 8$  м; объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,1$ ; относительная плотность нефти в

атмосферных условиях  $\rho_n = 0,86$ ; вязкость нефти  $\mu_n = 4,5$  мПа\*с; коэффициент пористости  $m = 0,2$ ; коэффициент сжимаемости нефти  $\epsilon_n = 9,42 \cdot 10^{-10}$  1/Па; коэффициент сжимаемости породы  $\epsilon_p = 3,6 \cdot 10^{-10}$  1/Па; радиус условного контура питания  $R_K = 200$  м; радиус скважины на забое (по долоту)  $r_c = 12,4$  см. Требуется определить коэффициенты проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности пласта, приведенный радиус скважины, коэффициент продуктивности и коэффициент гидродинамического совершенства скважины. Данные исследования скважин представлены в табл. 1. По полученным данным строим кривую восстановления давления в полулогарифмических координатах  $\Delta p$  и  $\lg t$  (рис. 3).

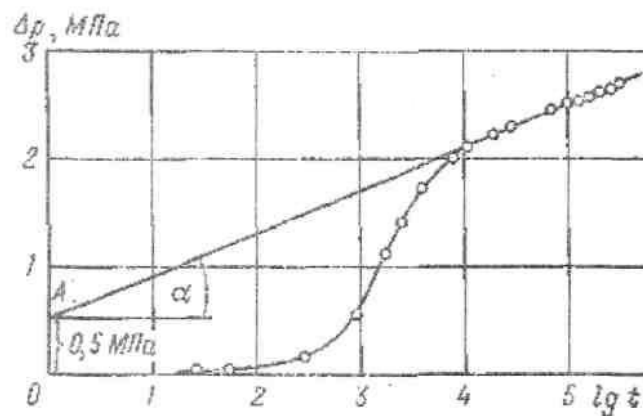


Рис. 3 Кривая восстановления забойного давления в газовой скважине  $\Delta p = f(\lg t)$ .

**Определение параметров пласта.** Найдем наклон  $i$  прямолинейного участка этой кривой к оси абсцисс ( $\operatorname{tg} \alpha$ ) по двум крайним точкам прямой (18 и 9, см. табл. 1):

$$i = \operatorname{tg} \alpha = (\Delta p_{18} - \Delta p_9) / (\lg t_{18} - \lg t_9) = (2.7 - 2.12) \cdot 10^6 / 5.423 - 4.0 = 4 \cdot 10^5$$

Так как масштабы на осях ординат взяты разные, то геометрическая величина угла на графике не соответствует найденному наклону  $i$  прямолинейного участка кривой.

Измерим отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением прямолинейного участка кривой восстановления давления ( $A = 0,5$  МПа).

Определим коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания по формуле

$$k = 0.183 \cdot (Q \cdot \mu_n \cdot \epsilon_n) / i \cdot h, \quad (1)$$

где  $Q$ — дебит нефти, м<sup>3</sup>/с.

Следовательно,

$$Q = Q_1/\rho_n * 86400$$

$$Q = 80/0.86 * 86400 = 1.076 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Подставив в (1) значения входящих величин, получим

$$k = 0,183 * 1,076 * 10^{-3} * 4,5 * 10^{-3} * 1,1 = 0,304 * 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Коэффициент пьезопроводности

$$x = k/\mu_n * (m * e_n + e_n)$$

$$x = 0,304 * 10^{-12} / 4,5 * 10^{-3} (0,2 * 9,42 + 3,6) * 10^{-10} = 0,123 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Гидропроводность пласта

$$kh/\mu_n = 0,304 * 10^{-12} * 8 / 4,5 * 10^{-3} = 0,54 * 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} * \text{с}.$$

Приведенный радиус скважины

$$r_{np} = (2.25 * x) / 10^{A/i}$$

$$r_{np} = 2.25 * 0.123 / 10^{5/4} = 0.124 \text{ м}.$$

Коэффициент продуктивности скважины определяется по формуле

$$K = 0,236 * \rho_n (kh/m) / b_n (\lg R_k - \lg r_{np}) \quad (2)$$

$$K = 0,236 * 0,86 * 0,54 * 10^{-9} / 1,1 * (\lg 200 - \lg 0.124) = 31.7 * 10^{-12} \text{ т/Па} * \text{с}$$

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\phi = \lg R_k - \lg r_c / \lg R_k - \lg r_{np}$$

$$\phi = \lg 200 - \lg 0.124 / \lg 200 - \lg 0.124 = 1$$

т, е. скважина гидродинамически совершенна.

Таблица - Варианты заданий

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>k, *10<sup>-12</sup></b>	0,6	0,7	0,8	0,55	0,65	0,75	0,85	0,5	0,76	0,63
<b>Ap, МПа</b>	1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,3
<b>m, мПа*с</b>	2,7	2,8	2,9	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8
<b>h, м</b>	13	12	14	15	16	17	18	11	19	12
<b>z, м</b>	8	7	9	10	11	12	14	9	13	8
<b>R<sub>к</sub>, км</b>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>r<sub>с</sub>, м</b>	0,124	0,126	0,128	0,124	0,126	0,128	0,124	0,126	0,128	0,124
<b>N</b>	105	110	112	114	116	113	111	106	107	108
<b>l<sub>b</sub>, см</b>	4	5	6	4	5	6	4	5	6	5

$d, \text{ см}$	1,1	1,0	0,9	1,1	1,0	0,9	1,1	1,0	0,9	1,0
$Q_{\text{скв}}, \text{ т/сут}$	60	70	80	90	100	105	65	75	85	95
$h, \text{ м}$	10	9	11	13	14	15	12	10	16	9
$b_n$	1.1	1.2	1.3	1.4	1.1	1.2	1.3	1.4	1.1	1.2
$p_n$	0.79	0.83	0.86	0.89	0.76	0.74	0.85	0.84	0.87	0.88
$m_n, *10^{-3}$	4.3	4.5	4.7	4.9	5.1	5.3	4.2	4.4	4.6	4.8
$m$	0.2	0.25	0.27	0.23	0.26	0.22	0.24	0.28	0.31	0.29
$v_n *10^{-10}$	9.43	9.42	9.44	9.45	9.47	9.49	9.46	9.51	9.53	9.55
$v_n *10^{-10}$	3.4	3.5	3.6	3.3	3.45	3.49	3.51	3.53	3.56	3.58
$R_{\text{к}}, \text{ м}$	200	230	250	240	215	235	245	225	210	220
$r_c, \text{ см}$	12,4	12,6	12,8	12,4	12,6	12,8	12,4	12,6	12,8	12,4
$N_{\text{б точек}}$	1; 10	2; 11	3; 12	4; 13	5; 14	6; 15	7; 16	8; 17	9; 18	5; 16

## Задача 2.Определение продолжительности эксплуатации залежи при различных режимах

Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих данных: радиус начального контура нефтеносности  $R_H, \text{ м}$ ; радиус эксплуатационных рядов:  $R_1, R_2, R_3, \text{ м}$ . В центре пласта помещена одна скважина с радиусом  $r_c, \text{ м}$ . Расстояние между скважинами в рядах  $2\sigma, \text{ м}$ , мощность пласта  $h, \text{ м}$ , пористость пласта  $m, \%$ . Каждая скважина работает с определенно допустимым дебитом  $q, \text{ м}^3/\text{сут}$ . Все ряды работают одновременно.

Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи,

$$V_1 = \pi(R_H - R_1)hm, \text{ м} \quad (1)$$

$$V_1 = \pi(R_1 - R_2)hm, \text{ м} \quad (2)$$

$$V_3 = \pi(R_1 - R_2)hm, \text{ м} \quad (3)$$

$$V_4 = \pi(R_3 - r_c)hm, \text{ м} \quad (4)$$

Число скважин в каждом ряду

$$n_1 = 2\pi R_1 / 2\sigma; \quad (5)$$

$$n_2 = 2\pi R_2 / 2\sigma; \quad (6)$$

$$n_3 = 2\pi R / 2\sigma; \quad (7)$$

Суммарный дебит ряда

$$Q_1 = qn_1, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (8)$$

$$Q_2 = qn_2, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (9)$$

$$Q_3 = qn_3, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (10)$$

Сумма дебит всех скважин по этапам разработки:

первый этап

$$Q_{p1} = q(n_1 = n_2 + n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (11)$$

$$Q_{p2} = q(n_2 = n_3 + n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (12)$$

третий этап

$$Q_{p3} = q(n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (13)$$

Общие запасы нефти

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4, \text{ м}^3 \quad (14)$$

Продолжительность этапов разработки:

$$t_1 = V_1/Q_{p1}, \text{ сут} \quad (15)$$

второго

$$t_2 = V_2/Q_{p2}, \text{ сут} \quad (16)$$

третьего

$$t_3 = V_3/Q_{p3}, \text{ сут} \quad (17)$$

Общая продолжительность разработки

$$t = t_1 + t_2 + t_3, \text{ год} \quad (18)$$

Для решения задачи предлагаются следующие данные по вариантам

Вариант	$R_H, \text{ м}$	$R_1, \text{ м}$	$R_2, \text{ м}$	$R_3, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	$2\sigma, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$m, \%$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$
1	3000	2400	2000	1600	0.01	300	10	12	50
2	2800	2200	1800	1400	0.01	280	8	12	50
3	2900	2300	1900	1500	0.01	290	9	12	50
4	2600	2000	1600	1200	0.01	260	10	12	50
5	2500	1900	1500	1300	0.01	240	7	12	50
6	2700	2100	2000	1400	0.01	250	8	12	50
7	3100	2500	2100	1700	0.01	270	6	12	50
8	3200	2600	2200	1800	0.01	300	9	12	50
9	3300	2700	2300	1900	0.01	310	5	12	50
10	3410	2800	2400	2000	0.01	320	7	12	50

## **СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений
2. Гиматулинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений
3. Лапшин В.И. Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт
4. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений
5. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1

## Титульный лист

Министерство образования Ставропольского края  
Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение  
«Нефтекумский региональный политехнический колледж»

### Контрольная работа

вариант № \_\_\_\_\_

по ПМ.01 МДК 01.01. Разработка нефтяных и газовых месторождений

специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

курс 1 группа 122-к форма обучения заочная

студента(ки) \_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

проверил преподаватель \_\_\_\_\_ Л.Г. Маховикова  
(подпись, расшифровка подписи)

дата проверки \_\_\_\_\_



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Распределение вариантов

Таблица 1

№ п\п	Фамилия, имя, отчество студента	Номер варианта
1	Абакаров Магомед Сулейманович	1
2	АсаевМагомедзагирГаджиевич	2
3	Ахмедханов Магомед Запирович	3
4	БегендиговКунтувганЯнибекович	4
5	Дейко Сергей Васильевич	5
6	ЕлдасовРуфат Русланович	6
7	Иноземцев Тимофей Федорович	7
8	Колесников Александр Сергеевич	8
9	Курносков Александр Николаевич	9
10	МаллаевТагирГаджимурадович	10
11	Нажмудинова Анжела Алиасхадовна	1
12	Сафаров АбдукаюмАзизмурадович	2
13	СеферовГаджимурадРагимович	3
14	Старинны Игорь Михайлович	4
15	Стрельченко Андрей Александрович	5
16	Франнух Дмитрий Владимирович	6
17	Ханаев Ислам Арсланалиевич	7
18	Шарипов Багом Баширович	8