

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ**  
**ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**  
**«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОЛЛЕДЖ ИМ.Ю.Г.ЭРВЬЕ**

Отделение разведки, разработки  
нефтяных и газовых месторождений

**МДК. 01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**(Раздел 1 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений)**

Методические указания по выполнению практических работ  
по МДК. 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена  
специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений  
(часть 1)

Тюмень  
ТюмГНГУ  
2015

МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (Раздел 1 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений): метод.указания по выполнению практических работ для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (часть 1) / сост. М.А.Черноиванова; Тюменский государственный нефтегазовый университет. –1-изд. – Тюмень: Издательский центр БИК, ТюмГНГУ, 2015. - с.28

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании предметно-цикловой комиссии разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений «23» октября 2015 года, протокол № 3

### **Аннотация**

Методические указания по междисциплинарному курсу «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (раздел 1 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений)» (часть 1) предназначены для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Методические указания содержат краткие теоретические сведения по изучаемым темам, содержание практических занятий, примеры решения задач, задачи для самостоятельного решения, а также контрольные вопросы и список литературы.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	2
Содержание практических занятий	4
Практическая работа №1. Определение продолжительности разработки нефтезалежи	5
Практическая работа №2. Определение дебита нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке	8
Практическая работа №3. Определение количества перфорационных отверстий	11
Практическая работа №4. Определение плотности жидкости глушения	21
Практическая работа №5. Расчёт основных параметров процесса освоения методом замены жидкости	23
Практическая работа №6. Расчёт освоения скважины с помощью пенной системы	25
Практическая работа №7. Расчёт освоения скважины методом поршневания (свабирования)	29
Критерии оценки работы обучающихся	32
Список литературы	34

## ВВЕДЕНИЕ

Методические указания по выполнению практических занятий составлены в соответствии с рабочей программой профессионального модуля МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена.

Целью выполнения практических занятий является:

- формирование умений применять, анализировать, систематизировать знания об основных понятиях эксплуатации скважин,
- формирование умений расчета технологических процессов.

В результате освоения учебной программы, в том числе практических занятий обучающийся должен:

**иметь практический опыт:**

- контроля и поддержания оптимальных режимов разработки и эксплуатации скважин;

**уметь:**

- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль;

**знать:**

- геофизические методы контроля технического состояния скважины;
- нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону;
- способы добычи нефти;
- проблемы в скважине: пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозию.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций таблица 1:

Таблица 1

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений
ПК 1.2	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин
ПК 1.3	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных

	ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях
ПК 1.4	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин
ПК 1.5	Принимать меры по охране окружающей среды и недр
ОК 1	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес
ОК 2	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество
ОК 3	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность
ОК 4	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития
ОК 5	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности
ОК 6	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями
ОК 7	Брать на себя ответственность за работу членов команды, за результат выполнения заданий
ОК 8	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации
ОК 9	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности

#### Общие требования к выполнению практических занятий и оформлению отчета

##### 1. Порядок выполнения:

- изучить теоретический материал;
- выполнить практические занятия согласно алгоритму;
- ответить на контрольные вопросы.

##### 2. Форма отчетности:

Результаты выполнения практических занятий должны оформляться в тетради и содержать:

- номер, тему и цель занятия;
- описание решения заданий;
- краткие ответы на контрольные вопросы.

## СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Для формирования знаний, умений в области эксплуатации нефтяных и газовых скважин предусмотрено проведение как лекционных, так и практических занятий, причем практические занятия составляют 50% от общего количества часов.

Темы практических занятий и объем аудиторных часов представлены в таблице 2.

Таблица 2

### Перечень тем практических занятий

№ п/п	Наименование тем	Наименование практических занятий	Трудо- емкость (часы)	Формируе- мые компетен- ции
1	Тема 1.1 Условия притока жидкости и газов к скважинам	ПР №1. Определение продолжительности разработки нефтесалежи	2	ПК 1.1 ОК 4
		ПР №2.Определение дебита нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке	2	ПК 1.2 ОК 2
2	Тема 1.2 Подготовка к эксплуатации и освоение нефтяных и газовых скважин	ПР №3. Определение количества перфорационных отверстий	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 4
		ПР №4. Определение плотности жидкости глушения	2	ПК 1.2 ОК 4 ОК 5
		ПР №5. Расчёт основных параметров процесса освоения методом замены жидкости	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 5
		ПР №6. Расчёт освоения скважины с помощью пенной системы	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 5
		ПР №7. Расчёт освоения скважины методом поршневания (свабирования)	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 5
Итого			14	

## Практическая работа № 1

**Тема: Определение продолжительности разработки нефтезалежи**

**Цель:** формирование умений по расчету извлекаемых запасов нефти и оценке продолжительности разработки нефтезалежи.

**Время выполнения:** 2 часа

### Теоретический материал

Определить продолжительность работы залежи нефти при следующих показателях:

Дано:

$R_n = 3000\text{м}$   $R_n$  – радиус начального контура нефтеносности.

$R_1 = 2400\text{м}$

$R_2 = 2000\text{м}$

$R_3 = 1600\text{м}$

$R_1, R_2, R_3$  – радиусы добывающих рядов /

$r_c = 0,01\text{м}$  - 1 скважина в центре (её радиус)

$2\sigma = 300\text{м}$  – расстояние между скважинами в рядах

$h = 10\text{м}$  – толщина пласта

$m = 12\%$  - пористость пласта (брать в долях единицы)

$q = 50\text{м}^3/\text{сут.}$  – предельно допустимый дебет.

Все ряды эксплуатируют одновременно, залежь круговая.

1. Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи:

$$V_1 = \pi \cdot (R_n^2 - R_1^2) \cdot h \cdot m = 3,14 \cdot (3^2 - 2,4^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 12,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$V_2 = \pi \cdot (R_1^2 - R_2^2) \cdot h \cdot m = 3,14 \cdot (2,4^2 - 2^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 6,34 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$V_3 = \pi \cdot (R_2^2 - R_3^2) \cdot h \cdot m = 3,14 \cdot (2^2 - 1,6^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 5,42 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$V_4 = \pi \cdot (R_3^2 - R_c^2) \cdot h \cdot m = 3,14 \cdot (1,6^2 - 0,01^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 9,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

2. Число скважин в каждом ряду:

$$\eta_1 = \frac{2\pi R_1}{2\sigma} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2400}{300} = 50, \quad \eta_2 = \frac{2\pi R_2}{2\sigma} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2000}{300} = 42,$$

$$\eta_3 = \frac{2\pi R_3}{2\sigma} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1600}{300} = 33$$

3. Суммарный дебит ряда:

$$Q_1 = q \cdot n_1 = 50 \cdot 50 = 2500 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_2 = q \cdot n_2 = 50 \cdot 42 = 2100 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_3 = q \cdot n_3 = 50 \cdot 33 = 1650 \text{ м}^3/\text{сут}$$

4. Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:

$$\text{I этап } Q_{\rho_1} \cdot (n_1 + n_2 + n_3 + 1) = 50 \cdot (50 + 42 + 33 + 1) = 6300 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{II этап } Q_{\rho_2} \cdot (n_2 + n_3 + 1) = 50 \cdot (42 + 33 + 1) = 3800 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{III этап } Q_{\rho_3} \cdot (n_3 + 1) = 50 \cdot (33 + 1) = 1789 \text{ м}^3/\text{сут}$$

5. Общие запасы нефти:

$$V_{\text{общ.}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = (12,2 + 6,34 + 5,42 + 9,6) \cdot 10^6 = 33,56 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

6. Продолжительность этапов разработки:

$$t_1 = \frac{V_1}{Q_{\rho_1}} = \frac{12,2 \cdot 10^6}{6300} = 1940 \text{ сут (1 этапа)}$$

$$t_2 = \frac{V_2}{Q\rho_2} = \frac{6,34 \cdot 10^6}{3800} = 1670 \text{ сут (2 этапа)}$$

$$t_3 = \frac{V_3}{Q\rho_3} = \frac{5,42 \cdot 10^6}{1785} = 3040 \text{ сут (3 этапа)}$$

$$t = t_1 + t_2 + t_3 = (1940 + 1670 + 3040) : 365 = 18,2 \text{ года}$$

### Задания:

Определить продолжительность работы залежи нефти при следующих показателях: варианты для этой задачи в таблице 3.

Таблица 3

Вариант	R <sub>н,м</sub>	R <sub>1,м</sub>	R <sub>2,м</sub>	R <sub>3,м</sub>	R <sub>н,м</sub>	R <sub>с,м</sub>	2σ,м	h,м	m,%	q,м³/сут
1.	2100	1500	1100	700	---	0,01	300	14	11	50
2.	2000	1400	1000	600	---	0,01	300	13	13	50
3.	1900	1300	900	500	---	0,01	300	10	14	50
4.	1800	1200	800	400	---	0,01	300	12	12	50
5.	4000	3400	3000	2600	2000	0,01	300	10	12	50
6.	3900	3300	2900	2500	2100	0,01	300	15	15	50
7.	3800	3200	2800	2400	2000	0,01	300	12	12	50
8.	3700	3100	2700	2300	1900	0,01	300	14	13	50
9.	3600	3000	2600	2200	1800	0,01	300	11	13	50
10.	3500	2900	2500	2100	1700	0,01	300	10	14	50
11.	3400	2800	2400	2000	1600	0,01	300	15	12	50
12.	3300	2700	2300	1900	1500	0,01	300	14	15	50
13.	3200	2600	2200	1800	1400	0,01	300	11	13	50
14.	3100	2500	2100	1700	1300	0,01	300	13	11	50
15.	3000	2400	2000	1600	1200	0,01	300	12	10	50
16.	2900	2300	1900	1500	1100	0,01	300	10	14	50
17.	2800	2200	1800	1400	1000	0,01	300	15	12	50
18.	2700	2100	1700	1300	900	0,01	300	14	12	50
19.	2600	2000	1600	1200	800	0,01	300	13	11	50
20.	2500	1900	1500	1100	700	0,01	300	12	14	50
21.	2400	1800	1400	1000	600	0,01	300	14	13	50
22.	2300	1700	1300	900	500	0,01	300	13	11	50
23.	2200	1600	1200	800	400	0,01	300	15	12	50
24.	2800	1800	1400	1000	500	0,01	300	10	15	50
25.	3000	2500	2000	1500	600	0,01	300	10	12	50
26.	3100	2700	2000	1000	500	0,01	300	12	18	50

### Контрольные вопросы:

1. Что такое залежь, месторождение?
2. Перечислите типы месторождений по содержанию пластового флюида.
3. Что такое антиклиналь, синклиналь, кровля, подошва?
4. Перечислите и охарактеризуйте типы коллекторов.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**



## Практическая работа № 2

### Тема: Определение дебита нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке

**Цель:** формирование умений определения дебита нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке.

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

1. Определяем дебит скважины по формуле Дюпюи:

а) без преобразований:

При установившемся притоке однородной жидкости в скважину дебит скважины можно определить по уравнению Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi k h * (P_{пл} - P_{заб})}{r_c}$$

В практических условиях дебит нефтяных скважин измеряют на поверхности в т/сут, проницаемость пород в мкм<sup>2</sup>, вязкость нефти – в МПа\*с;

б) с преобразованиями:

Если в формуле производительность  $Q$  поставить в т/сут ( $Q = Q_{об} * \rho$ , где  $\rho$  в т/м<sup>3</sup>), проницаемость  $k$  в мкм<sup>2</sup> (1 мкм<sup>2</sup> = 10<sup>-2</sup> м<sup>2</sup>), пластовое и забойное давление в МПа (1 МПа = 10<sup>6</sup> Па), с учётом объёмного коэффициента  $b$  и гидродинамического несовершенства скважины  $\phi_c$ , после математических преобразований формула примет вид:

$$Q = \frac{0,236 * k * h * \rho * (P_{пл} - P_{заб})}{b * \mu * \lg \frac{R_k}{r_c}},$$

где  $R_k$  - радиус контура питания (зоны дренирования), принимается равным половине расстояния между скважинами.

$$R_k = \frac{S}{2}, \text{ м}$$

$r_c$  - радиус скважины по долоту:

$$r_c = \frac{D_{дол}}{2}, \text{ м}$$

2. Так как дебит скважины главным образом регулируется изменением депрессии на пласт, то можно использовать формулу притока:

$$Q = K (P_{пл} - P_{заб})^n, \text{ м}^3 / \text{сут}$$

где  $n$  - показатель степени, зависящий от условий фильтрации и составляющий 1...0,5, принимаем  $n=1$ ;

$K$  – коэффициент продуктивности, т/сут\*МПа.

3. Сравнивая эти две формулы, определяем величину коэффициента продуктивности по формуле:

$$K = \frac{0,236 \cdot kh \rho_n \varphi_c}{b \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}$$

### Задания:

Определить дебит нефтяной скважины при следующих показателях (данные для расчета в таблице 4):

Таблица 4

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пластовое давление Рпл, Мпа	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
Забойное давление Рзб, МПа	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13	9,5	12	14	14	15
Толщина пласта h, м	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10
Плотность нефти ρн, кг/м³	800	850	900	800	850	900	900	800	850	900	800	850	850	800	800
Вязкость нефти μн, МПа*с	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5
Объёмный коэффициент b	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15
Проницаемость пласта k, мкм²	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4
Расстояние между скважинами S, м	1200	1100	1000	900	800	700	600	1200	1100	1000	900	800	700	600	1000
Диаметр скважины по долоту Dдол, мм	300														
Коэффициент гидродинамиче ского несовершенства скважины φс	0,7														

### Контрольные вопросы:

1. Что такое скважина? Классификация скважин по назначению.
2. Перечислить и охарактеризовать элементы конструкции скважин.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

### Практическая работа № 3

**Тема: Определение количества перфорационных отверстий**

**Цель:** формирование умений определения количества перфорационных отверстий при вскрытии пласта.

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

##### Пулевая перфорация

При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8 - 10) камер - стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу. Существует два вида пулевых перфораторов:

– перфораторы с горизонтальными стволами. В этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;

– перфораторы с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

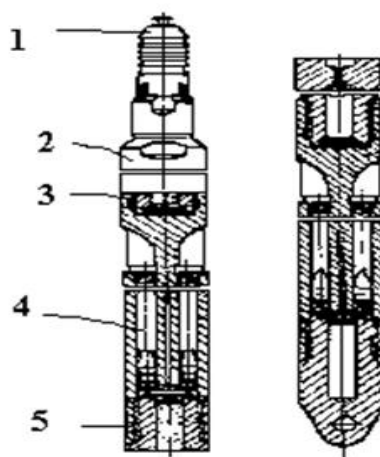


Рис. 1 Пулевой перфоратор

1 – ловильная головка; 2 – верхняя секция; 3 – запальное устройство; 4 – камора; 5 – нижняя секция

Пулевой перфоратор собирается из нескольких секций. Вдоль секции просверлено два или четыре вертикальных канала, пересекающих каморы с взрывчатым веществом, стволы которых заряжены пулями и закрыты

герметизирующими прокладками. Верхняя секция - запальная имеет два запальных устройства.

При подаче по кабелю тока срабатывает первое запальное устройство, и детонация распространяется по вертикальному каналу во все камеры, пересекаемые этим каналом. В результате почти мгновенного сгорания взрывчатого вещества давление газов в камере достигает 2 тыс. МПа, под действием которых пуля выбрасывается.

Происходит почти одновременный выстрел из половины всех стволов. При необходимости удвоить число прострелов по второй жиле кабеля подается второй импульс и срабатывает вторая половина стволов от второго запального устройства.

В перфораторе масса заряда взрывчатого веществ одной камеры мала и составляет 4-5 г, поэтому пробивная способность его невелика. Длина образующихся перфорационных каналов составляет 65 - 145 мм (в зависимости от прочности породы и типа перфоратора). Диаметр канала 12 мм.

#### Торпедная перфорация

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. Внутренний заряд взрывчатого вещества одного снаряда равен 5 г.

Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса взрывчатого одной камеры - 27 г.

Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100 - 160 мм, диаметр канала - 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно делается не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн.

Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией.

#### Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда взрывчатого вещества, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6 - 8 км/с и создает давление на преграду до 0,15 - 0,3 млн. МПа.

При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8

- 14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора.

Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные:

- корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно;

- бескорпусные - одноразового действия.

Однако разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется только лишь для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Перфораторы спускаются на кабеле (имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ), а также перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах. В последнем случае инициирование взрыва производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство.

Масса взрывчатого вещества одного кумулятивного заряда составляет (в зависимости от типа перфоратора) 25 - 50 г.

Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным - 1 м, пулевым - до 2,5 м. Это является одной из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Рассмотрим устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК-105ДУ (рис. 2), нашедшего широкое распространение.

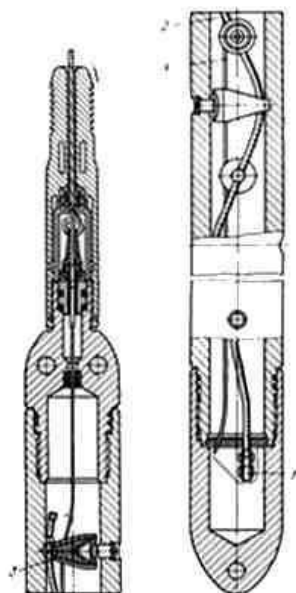


Рис.2 Устройство корпусного кумулятивного перфоратора  
1-взрывной патрон, 2-детонирующий шнур, 3-кумулятивный заряд, 4-электропровод

Электрический импульс подается на взрывной патрон 1, находящийся в нижней части перфоратора. При взрыве детонация

передается вверх от одного заряда к другому по детонирующему шнуру 2, обвивающему последовательно все заряды.

Корпусные перфораторы позволяют простреливать интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия - до 10 м и бескорпусные или так называемые ленточные - до 30 м.

Ленточные перфораторы (рис.3) намного легче корпусных, однако их применение ограничено величинами давления и температуры на забое скважины, так как их взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в непосредственном контакте со скважинной жидкостью.

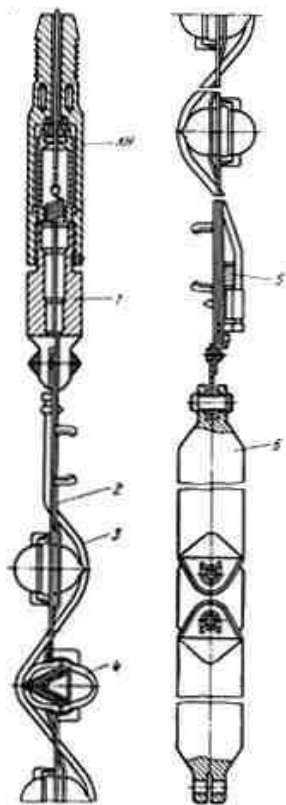


Рис.3 Ленточный кумулятивный перфоратор  
1-головка перфоратора, 2-стальная лента, 3-детонирующий шнур, 4-кумулятивный заряд, 5-взрывной патрон, 6-шнур

В ленточном перфораторе заряды смонтированы в стеклянных (или из другого материала), герметичных чашках, которые размещены в отверстиях длинной стальной ленты с грузом на конце. Вся гирлянда спускается на кабеле. Обычно при залпе лента полностью не разрушается, но для повторного использования не применяется. Головка, груз, лента после отстрела извлекаются на поверхность вместе с кабелем. К недостаткам бескорпусных перфораторов надо отнести невозможность контролирования числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль легко осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.

Кумулятивные перфораторы нашли самое широкое распространение.

Подбирая необходимые взрывчатые вещества, можно в широких диапазонах регулировать их термостойкость и чувствительность к давлению и этим самым расширить возможности перфорации в скважинах с аномально высокими температурами и давлениями.

Однако получение достаточно чистых с точки зрения фильтрации, и глубоких каналов в породе остается актуальной проблемой и до сих пор. В этом отношении определенным шагом вперед было осуществление пескоструйной перфорации, которая позволяет получить достаточно чистые и глубокие перфорационные каналы в пласте.

Для точной установки перфоратора против нужного интервала применяют в колонне НКТ муфту-репер. Это короткий (0,5 - 0,7 м) патрубок с утолщенными стенками (15 - 20 мм), который устанавливают выше перфоратора на расстоянии одной или двух труб.

После спуска колонны НКТ в нее опускают на кабеле малогабаритный геофизический индикатор, реагирующий на утолщение металла. Получая, таким образом, отметку муфты-репера, определяют положение перфоратора по отношению к разрезу продуктивного пласта. Однако при этом необходимо учитывать дополнительное удлинение НКТ при создании в них давления.

#### Гидропескоструйная перфорация

При гидропескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок специального аппарата - пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб.

Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству.

Это сравнительно новый метод вскрытия пласта. В настоящее время ежегодно обрабатываются около 1500 скважин этим методом. Область и масштабы применения гидропескоструйного метода обработки скважин постоянно расширяются, и кроме вскрытия пласта он нашел применение при капитальных ремонтах, вырезке колонн и в сочетании с другими методами воздействия.

При гидропескоструйной перфорации (ГПП) создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается приданием песчано-жидкостной струе очень большой скорости, достигающей нескольких сотен метров в секунду. Перепад давления при этом составляет 15 - 30 МПа.

В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности

воздействия и мощности песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы до 0,5 м.

Размеры канала увеличиваются сначала быстро и затем стабилизируются в результате уменьшения скорости струи в канале и поглощения энергии встречным потоком жидкости, выходящей из канала через перфорационное отверстие.

Перфорация производится пескоструйным аппаратом, спускаемым на насосно-компрессорных трубах.

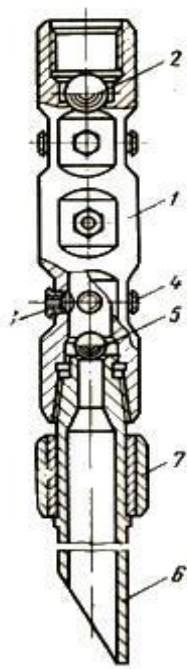


Рис. 4 Аппарат для пескоструйной перфорации АП-6М:

1 - корпус. 2 - шар опрессовочного клапана; 3 - узел насадки; 4 - заглушка;  
5 - шар клапана; 6 - хвостовик; 7 – центратор

Аппарат АП-6М конструкции ВНИИ (рис.4) имеет шесть боковых отверстий, в которые ввинчиваются шесть насадок для одновременного создания шести перфорационных каналов. При малой подаче насосных агрегатов часть отверстий может быть заглушена пробками. Насадки в стальной оправе изготавливаются из твердых сплавов, устойчивых против износа водопесчаной смесью, трех стандартных диаметров 3; 4, 5 и 6 мм.

Насадки диаметром 3 мм применяются для вырезки прихваченных труб в обсаженной скважине, когда глубина резания должна быть минимальной. Насадки диаметром 4,5 мм используются для перфорации обсадных колонн, а также при других работах, когда возможный расход жидкости ограничен. Насадки диаметром 6 мм применяют для получения максимальной глубины каналов и при ограничении процесса по давлению.

Медленно вращая пескоструйный аппарат или вертикально его перемещая, можно получить горизонтальные или вертикальные надрезы и каналы.



В этом случае сопротивление обратному потоку жидкости уменьшается и каналы получаются примерно в 2,5 раза глубже. В пескоструйном аппарате предусмотрены два шаровых клапана, сбрасываемых с поверхности. Диаметр нижнего клапана меньше, чем седло верхнего клапана, поэтому нижний шар свободно проходит через седло верхнего клапана.

После спуска аппарата, обвязки устья скважины и присоединения к нему насосных агрегатов система спрессовывается давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза. Перед опрессовкой в НКТ сбрасывается шар диаметром 50 мм от верхнего клапана для герметизации системы.

После опрессовки обратной промывкой, т. е. закачкой жидкости в кольцевое пространство, верхний шар выносится на поверхность и извлекается.

Затем в НКТ сбрасывается малый - нижний шар, и при его посадке на седло нагнетаемая жидкость получает выход только через насадки. После этого проводится перфорация закачкой в НКТ водопесчаной смеси. Концентрация песка в жидкости обычно составляет 80 - 100 кг/м<sup>3</sup>.

Выбор перфоратора, метода и технологии перфорации зависит от назначения скважины, цели перфорации, прочности, толщины и типа пласта, состояния обсадной колонны, размеров ствола скважины, давления, температуры.

Пользуясь исходными данными таблицы № 4 находим количество перфорационных отверстий по формуле:

$$n^1 = h_{\pi} \cdot n,$$

где:  $n^1$  – количество перфорационных отверстий;

$h_{\pi}$  - интервал перфораций, м;

$n$  – плотность перфорации, отв/м.

Исходные данные приведены в таблице 5.

Таблица 5

№ варианта	Интервал перфорации, $h_{\pi}$ (м)	Тип перфоратора			Плотность перфорации отв/м
		ПКО89 «С»	ПРК42 «С»	ПК 105 «С»	
1	2710-2740	-	V	-	20
2	2620-2645	V	-	-	20
3	2340-2375	-	-	V	12
4	1800-1835	V	-	-	20
5	2560-2590	-	-	V	12
6	2900-2930	-	V	-	20
7	2720-2745	V	-	-	20
8	2840-2870	-	-	V	12
9	2640-2665	V	-	-	20
10	2810-2835	-	-	V	12

**Контрольные вопросы:**

1. Охарактеризовать принцип работы гидропескоструйного перфоратора.

2. Охарактеризовать принцип работы пулевого перфоратора.

3. Охарактеризовать принцип работы кумулятивного перфоратора.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическая работа № 4**

**Тема: Определение плотности жидкости глушения**

**Цель:** формирование умений вычисления плотности жидкости глушения.

**Время выполнения:** 2 часа

**Теоретический материал**

Основное назначение жидкости глушения заключается в обеспечении необходимой репрессии на пласт, исключающей самопроизвольный выброс и гарантирующей сохранение коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

Для глушения скважины в один цикл через НКТ, спущенные до забоя, с продавкой жидкости в пласт (полная замена скважинной жидкости), необходимая  $\rho_1$  плотность рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ж} = \frac{P_{пл}(1+II)}{h_{из} \cos \alpha \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}}$$

где: II – коэффициент безопасности работ (принять 0,05);

$\alpha$  – средний зенитный угол ствола скважины,  $^{\circ}$  С;

$h_{из}$  – отметка искусственного забоя, м;

$P_{пл}$  – пластовое давление, принять равным гидростатическому.

$P_{пл} = \rho \cdot q \cdot h_{из}$ , где:  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;  $q = 9,8 \text{ м/сек}^2$

**Задания:**

Определить плотность жидкости глушения при следующих параметрах (таблица 6).

Таблица 6

№ вар.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отметка искусственного забоя, $h_{из}$ , м	2650	2945	1850	2920	2340	2910	2420	3170	2620	2320
Средний зенитный угол ствола скважины, $\alpha$ , $^{\circ}$ С	24	25	28	22	23	12	18	28	24	21

**Контрольные вопросы:**

1. Назначение жидкости глушения.

2. Состав и классификация жидкостей глушения.

3. Охарактеризовать методы вызова притока.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

## Практическая работа № 5

### Тема: Расчёт основных параметров процесса освоения методом замены жидкости

**Цель:** формирование умений расчета основных параметров процесса освоения скважин методом замены жидкости.

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

1. Определяем плотность промывочной жидкости из условия вызова притока:

$$\rho_n = \frac{(P_{nl} - P_{\min}) \cdot 10^6}{L \cdot g}$$

где L – глубина спуска промывочных труб, м,  $L = H_{\phi}$

2. Выбираем промывочную жидкость:

- если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды  $\rho_n \geq \rho_{\text{в}}$ , то выбираем пресную или солёную воду;

- если полученная плотность меньше плотности пресной воды  $\rho_n < \rho_{\text{в}}$  выбираем нефть.

3. Определяем количество промывочной жидкости:

$$V_n = \varphi \cdot \frac{\pi D_{\text{в}}^2}{4} \cdot L, \text{ м}^3$$

Где:  $\varphi$  - коэффициент запаса промывочной жидкости,  $\varphi = 1,1$ ;

$D_{\text{в}}$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м

$$D_{\text{в}} = D_{\text{н}} - 2\delta.$$

Например  $D_{\text{н}} = 168$  мм, тогда  $D_{\text{в}} = D_{\text{н}} - 2\delta = 168 - 2 \cdot 8,9 = 168 - 17,8 = 150,2$  мм

4. Определяем количество автоцистерн для доставки промывочной жидкости:

$$n_{\text{ц}} = \frac{V_n}{V_{\text{ц}}},$$

где  $V_{\text{ц}}$  - вместимость выбранного типа автоцистерн.

5. Определяют максимальное давление в процессе промывки, в момент оттеснения бурового раствора к башмаку промывочных труб:

$$P_{\max} = L(\rho_{\text{б.р.}} - \rho_n)g \cdot 10^{-6} + P_{\text{тр}} + P_{\text{у}}, \text{ МПа}$$

где  $P_{\text{тр}}$  - потери давления на преодоление сил трения, МПа, (условно  $P_{\text{тр}} = 0,5 \dots 1$  МПа).

$P_{\text{у}}$  - противодействие на устье, МПа (при промывке в амбар  $P_{\text{у}} = 0$  МПа).

### Задания:

Рассчитать основные параметры процесса освоения скважины методом замены жидкости, выбрать промывочную жидкость и необходимое оборудование. Скважина заполнена буровым раствором плотностью  $1150 \text{ кг/м}^3$ .

Данные для расчета в таблице 7.

Таблица 7

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина скважины Н, м	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2000	1900	1800	1700
Пластовое давление Рпл, МПа	18	17	16	19	20	18	19	20	20	21	20	19	20	16	17
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Нф, м	1480	1570	1680	1770	1880	1970	2080	2180	2280	2380	2480	1980	1880	1780	1680
Минимально-допустимая депрессия на забое скважины Рmin, МПа	2	1,5	1	1,2	1,4	1,6	1,8	1	1	1,2	1,5	2	1,5	2	1,5
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ d, мм (дюймы)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)	60 (2,0)	73 (2,5)

### Контрольные вопросы:

1. Что такое первичное и вторичное вскрытие пласта?
2. Почему при освоении методом замены жидкости постепенно меняют плотность жидкости?

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

### Практическая работа № 6

**Тема: Расчёт освоения скважины с помощью пенной системы**

**Цель:** формирование умений расчёта освоения скважины с помощью пенной системы.

**Время выполнения:** 2 часа

## Теоретический материал

1. Рассчитываем истинное газосодержание пены для нисходящего  $\varphi_n$  (знак «+») и восходящего  $\varphi_v$  (знак «-») потоков:

$$\varphi_n = \frac{1 + 0,05}{1 + \frac{P * T_{ст}}{\alpha * P_0 * T * z}}$$

$$\varphi_v = \frac{1 - 0,05}{1 + \frac{P * T_{ст}}{\alpha * P_0 * T * z}}$$

где  $T_{ст}$  - стандартная температура, °K

$P_0$  - атмосферное давление,  $P_0 = 0,1$  МПа

$T$  - средняя температура в скважине, °K

2. Вычисляем плотность пены, (кг/м<sup>3</sup>):

- Нисходящий поток

$$\rho_{п.н.} = \rho_{ж.} * (1 - \varphi_n) + \rho_{гст.} * \varphi * \frac{P * T_{ст}}{P_0 * T * z}$$

- Восходящий поток

$$\rho_{п.в.} = \rho_{ж.} * (1 - \varphi_v) + \rho_{гст.} * \varphi * \frac{P * T_{ст}}{P_0 * T * z}$$

3. Определяем расход пены, (м<sup>3</sup>/с):

$$Q_{п.} = Q_{ж.} * \left(1 + \frac{\alpha * P_0 * T * z}{P * T_{ст}}\right)$$

4. Рассчитываем скорости движения пены, (м/с):

- в трубах:

$$w_T = \frac{4Q_{п.}}{\pi * d_{вн}^2}$$

- в кольцевом зазоре:

$$w_{кз} = \frac{4Q_{п.}}{\pi * (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)}$$

5. Вычисляем соответствующие градиенты потерь давления (Па/м):

5.1. Градиент потерь давления от веса гидростатического столба пены в трубах и кольцевом зазоре:

- нисходящий поток:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{гс.н.} = \rho_{п.н.} * g$$

где  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>

- восходящий поток:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{гс.в.} = \rho_{п.в.} * g$$

5.2. Градиент потерь давления на трение в трубах:

- нисходящий поток:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.т.н.}} = \lambda * \frac{w_T^2}{2} * \frac{\rho_{\text{п.н.}}}{d_{\text{вн}}}$$

- восходящий поток:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.т.в.}} = \lambda * \frac{w_T^2}{2} * \frac{\rho_{\text{п.в.}}}{d_{\text{вн}}}$$

5.3. Градиент потерь давления на трение в кольцевом зазоре:

- нисходящий поток:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.кз.н.}} = \lambda * \frac{w_{\text{кз}}^2 * \rho_{\text{п.н.}}}{2 * (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}$$

- восходящий поток:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.кз.в.}} = \lambda * \frac{w_{\text{кз}}^2 * \rho_{\text{п.в.}}}{2 * (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}$$

6. Вычислим давление при прямой закачке:

$$P_{\text{з.п.}} = P_{\text{укз}} + 10^{-6} * H * \left[ \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс.в.}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.т.н.}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.кз.в.}} - \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс.н.}} \right]$$

где  $P_{\text{укз}} = 0,1$  МПа,  $P_{\text{ут}} = 0,1$  МПа

7. Вычислим давление при обратной закачке:

$$P_{\text{з.о.}} = P_{\text{ут}} + 10^{-6} * H * \left[ \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс.в.}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.т.в.}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр.кз.н.}} - \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс.н.}} \right]$$

8. При отключении насосного агрегата и компрессора произойдет выравнивание гидростатического давления в трубах и кольцевом зазоре и средний градиент потерь давления от действия гидростатического столба пены в скважине составит:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс}} = \frac{\left[\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс.н.}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс.в.}}\right]}{2}, \text{ Па/м}$$

9. Определим забойное давление, (МПа):

$$P_{\text{заб1}} = 10^{-6} * \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс}} * H + P_y,$$

где  $P_y = 0,1$  МПа

10. Вычислим давление в заглушенной до устья водой скважине, (МПа):

$$P_{\text{заб2}} = 10^{-6} * \rho_v * g * H + P_y$$

11. За счет замены в скважине воды на пену  $P_{\text{заб}}$  снизится на величину:

$$P_{\text{заб2}} - P_{\text{заб1}}$$

**Задания:**

Рассчитать давление закачки пены в скважине глубиной  $H$ , обсаженной колонной с внутренним диаметром  $D_{вн}$ .

- Скважина заполнена технической водой ( $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ ) и осваивается пеной со степенью аэрации  $\alpha$ .

- В качестве пенообразователя используется водный раствор сульфонола 0,1 %-ной концентрации (1 кг сульфонола + 1000 кг воды).

- Колонна НКТ спущена до забоя  $H$  ( $d_{нар}, d_{вн} = d_{нар} - 2 * 6,5$ ).

- В скважину закачивается двухфазная пена; водный раствор сульфонола и газ с плотностью  $\rho_{гст}$ .

- Максимальное давление сжатия газа  $P = 8 \text{ МПа}$  (УКП-80).

- Средняя температура в скважине  $t^{\circ}\text{C}$ , коэффициент сверхсжимаемости газа  $z$ , расход воды  $Q_v = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$  (4АН-700).

Для четных вариантов принять:

$$D_{вн} = 0,13 \text{ м}, d_{нар} = 0,073 \text{ м}, \rho_{ж} = 1060 \text{ кг/м}^3$$

Для нечетных вариантов принять:

$$D_{вн} = 0,1503 \text{ м}, d_{нар} = 0,089 \text{ м}, \rho_{ж} = 1110 \text{ кг/м}^3$$

Индексы «н» и «в» в градиентах потерь давления обозначают: «н» - нисходящий поток, «в» - восходящий поток.

Данные для расчета в таблице 8.

Таблица 8

Параметры	Варианты														
	1,2	3,4	5,6	7,8	9,10	11,12	13,14	15,16	17,18	19,20	21,22	23,24	25,26	27,28	29,30
$H, \text{ м}$	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	1550	1650	1750	1850	1950
$\alpha$	60	55	50	45	40	35	30	28	25	23	62	56	52	48	46
$\rho_{гст}, \text{ кг/м}^3$	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,22	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25
$t, ^{\circ}\text{C}$	30	35	38	40	43	45	48	50	53	57	28	36	39	41	44
$z$	0,7	0,72	0,74	0,76	0,78	0,8	0,82	0,84	0,86	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98

### Контрольные вопросы:

1. Описать технологию освоения скважины с помощью пенной системы.

2. Описать процесс прямой и обратной закачки реагента.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

### Практическая работа № 7

**Тема: Расчёт освоения скважины методом поршневания (свабирования)**

**Цель:** формирование умений расчёта освоения скважины методом поршневания (свабирования).

**Время выполнения:** 2 часа

**Теоретический материал**

1. Определяем количество жидкости, подлежащей извлечению при помощи поршня, м<sup>3</sup>:

$$Q_1 = 0,785 * D_{\text{вн}}^2 * H_{\text{ст}},$$

где  $D_{\text{вн}}$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,

$D_{\text{вн}} = D - 2S$ , м

$H_{\text{ст}}$  - статический уровень жидкости в скважине, м

2. Определяем количество жидкости, извлекаемой за каждый рейс поршня

$$Q_1 = \frac{\pi * (d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{к}}^2) * h}{4}, \text{ м}^3$$

где  $d_{\text{вн}}$  - внутренний диаметр НКТ, м

$d_{\text{к}}$  - диаметр каната, м

$h$  - среднее погружение поршня под уровень, м

3. Средняя глубина спуска поршня

$$h_{\text{ср}} = h_{\text{тр}} + 0,5 * h, \text{ м}$$

где  $h_{\text{тр}} = 0,3$  м

4. При средних скоростях спуска и подъема поршня соответственно  $v_1$  и  $v_2$  определяем необходимое время:

- на спуск поршня:

$$t_1 = \frac{h_{\text{ср}}}{v_1}, \text{ с},$$

- на подъем поршня:

$$t_2 = \frac{h_{\text{ср}}}{v_2}, \text{ с},$$

5. Время на один рейс с учетом 30 с на процессы замедления скоростей в начале пуска поршня вниз и при подходе поршня к устью

$$t = t_1 + t_2 + 30, \text{ с},$$

6. Общее время на откачку всего столба жидкости до статического уровня

$$T = t * \frac{Q_1}{Q_2}, \text{ с},$$

Выразите в часах

Только после этого начнется движение жидкости из пласта в скважину.

### Задания:

Рассчитать время освоения скважины методом свабирования. Данные для расчета в таблице 9.

Таблица 9



Параметры	Варианты														
	1,2	3,4	5,6	7,8	9,10	11,12	13,14	15,16	17,18	19,20	21,22	23,24	25,26	27,28	29,30
$H_{ст}, м$	300	350	400	1800	450	500	550	650	330	380	420	470	520	570	630
$d_k, мм$	15	18	15	15	18	15	18	15	18	15	18	15	18	15	18
$v_1, м/с$	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	0,6	0,8	1	1,2	1,4	1,6
$v_2, м/с$	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
$d_{нкт}, мм$	73	89	73	89	73	89	73	89	73	89	73	89	73	89	73
$h, м$	180	170	160	150	140	130	145	155	185	175	200	185	190	135	190

**Примечание:**

- для четных вариантов принять  $D=146$  мм ( $S=8$  мм)

- для нечетных вариантов  $D=168$  мм ( $S=9$  мм)

- для  $d_{нкт} = 89$  мм,  $d_{вн} = d_{нкт} - 2\delta$ ,  $\delta = 6,5$

- для  $d_{нкт} = 73$  мм,  $d_{вн} = d_{нкт} - 2\delta$ ,  $\delta = 5,5$ ;  $\delta = 7$

**Контрольные вопросы:**

1. Что такое свабивание?

2. Описать технологию спуска сваба в скважину.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

## КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Выполнение практических занятий оценивается по следующей шкале:

- «отлично»выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся глубоко и прочно освоил программный материал, умеет тесно связывать теорию с практикой и овладел навыками и приемами выполнения предложенных заданий без каких-либо неточностей;

- «хорошо» выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся твердо знает программный материал, правильно применяет теоретические положения при рассмотрении предложенных заданий овладел необходимыми навыками и приемами их выполнения без существенных неточностей;

- «удовлетворительно» выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся имеет знания основного программного материала, но не усвоил его деталей, испытывает затруднения при выполнении предложенных заданий, а в работе допущены неточности;

- «неудовлетворительно»выставляется тогда, когда из работы ясно, что обучающийся не знает значительной части программного материала, неуверенно и с большими затруднениями выполняет работу, а в работе допущены существенные ошибки.

Результативность выполнения практических работ оценивается согласно рейтинговой системы оценки знаний (таблица 10).

Таблица 10

№	Наименование	Баллы
1	ПР №1. Определение продолжительности разработки нефтезалежи	5
2	ПР №2.Определение дебита нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке	5
3	ПР №3. Определение количества перфорационных отверстий	5
4	ПР №4. Определение плотности жидкости глушения	5
5	ПР №5. Расчёт основных параметров процесса освоения методом замены жидкости	5
6	ПР№6. Расчёт освоения скважины с помощью пенной системы	5
7	ПР №7. Расчёт освоения скважины методом поршневания (свабирования)	5
8	<b>ИТОГО</b>	<b>35</b>

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа [Текст]: учебник для студентов вузов по специальности "Машина и оборудование нефтяных и газовых промыслов" / А. Г. Молчанов. - 2-е изд., испр. и доп. - М. : Альянс, 2010.
2. Мстиславская, Л.П. Основы нефтегазового дела: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки дипломированных специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / Л. П. Мстиславская; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.-М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. - 256 с.
3. Нефтегазовые технологии.- М.: Топливо и энергетика, 2014.
4. Новатор: журнал о технологиях ТНК-ВР.- М.; ТНК-ВР, 2014
5. Покрепин, Б. В. Оператор по добыче нефти и газа: учебное пособие / Б. В. Покрепин. - Волгоград : Ин-Фолио, 2011. - 447 с
6. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления 130500 "Нефтегазовое дело" / А. К. Ягафаров [и др.] ;ТюмГНГУ. - Электрон.текстовые дан. - Тюмень:ТюмГНГУ, 2010. - эл. опт.диск (CD-ROM).
7. Филин, В.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / В. В. Филин;ТюмГНГУ. - Тюмень :ТюмГНГУ, 2012. - 205 с.

Учебное издание

## **МДК.01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**(Раздел 1 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений)**

Методические указания по выполнению практических работ

Составитель:

**ЧЕРНОИВАНОВА Марал Атамуратовна**

Ответственный редактор

**Н.М. Пальянова, заведующий отделением разведки, разработки нефтяных  
и газовых месторождений**

*В авторской редакции*

**Подписано в печать   Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 1,25.**

**Тираж 30 экз. Заказ №**

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего профессионального образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.