

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

Отделение разведки, разработки  
нефтяных и газовых месторождений

**ПМ.01 Ведение технологического процесса при всех  
способах добычи нефти, газа и газового конденсата**

**(Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа)**

Методические указания по выполнению практических работ  
по ПМ.01 Ведение технологического процесса при всех способах добычи  
нефти, газа и газового конденсата

(Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа)  
для обучающихся по программе подготовки квалифицированных  
рабочих и служащих профессии  
21.01.01 Оператор нефтяных и газовых скважин

Тюмень  
ТИУ  
2016

ПМ.01 Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и газового конденсата (Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа):метод.указания по выполнению практических работ для обучающихся по программе подготовки квалифицированных рабочих и служащих профессии 21.01.01 Оператор нефтяных и газовых скважин/ сост. М.А.Черноиванова; Тюменский индустриальный университет. 1–е изд.– Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ 2016. – 71 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании предметно-цикловой комиссии разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений«08» сентября 2016 года, протокол № 2

### **Аннотация**

Методические указания по профессиональному модулю «Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и газового конденсата» (Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа) предназначены для обучающихся для обучающихся по программе подготовки квалифицированных рабочих и служащих профессии 21.01.01 Оператор нефтяных и газовых скважин.

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	4
Содержание практических занятий	7
ПР №1. Условия притока жидкости и газов к скважинам	9
ПР №2. Коэффициент гидродинамического совершенства скважин	11
ПР №3. Подготовка скважин к эксплуатации и их освоение. Вторичное вскрытие пласта	13
ПР №4. Конструкции забоев скважин	20
ПР №5. Критерии выбора метода вызова притока	21
ПР №6. Оборудование устья и ствола скважины	22
ПР №7. Расчет процесса фонтанирования. Процесс регулирования дебита	24
ПР №8. Классификация фонтанной арматуры и выбор фонтанной арматуры. Установление технологического режима работы фонтанных скважин	28
ПР №9. Комплекс скважинного оборудования для фонтанной эксплуатации. Условия, причины и типы фонтанирования	34
ПР №10. Оборудование газлифтных скважин	37
ПР №11. Технологическая схема компрессорного и бескомпрессорного газлифта	40
ПР №12. Определение длины и диаметра лифта. Расчет расхода газа	43
ПР №13. Установление режима работы газлифтных скважин	48
ПР №14. Схема штанговой скважинной установки	51
ПР №15. Динамограммы. Исследование скважин, эксплуатируемых ШСНУ	53
ПР №16. Выбор электродвигателя станка-качалки. Определение нагрузок на штанги и станок качалку	56
ПР №17. Схема установки ЭЦН. Методика подбора УЭЦН для скважин	58
ПР №18. Добыча нефти бесштанговыми насосами. Контроль параметров разработки в процессе эксплуатации	63
ПР №19. Конструкция и схема сепараторов. Конструкция и схема диспергаторов	66
Критерии оценки работы обучающихся	70
Список литературы	71

## ВВЕДЕНИЕ

Методические указания по выполнению практических занятий составлены в соответствии с рабочей программой профессионального модуля ПМ.01 Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и газового конденсата (Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа) для обучающихся по программе подготовки квалифицированных рабочих и служащих.

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:**

- участия в работе по освоению скважин и выводу их на заданный режим;
- обеспечения и контроля поддержки режима функционирования скважин при фонтанном, газлифтном и насосном способах добычи нефти и газа;
- выполнения монтажа и демонтажа оборудования под руководством оператора по добыче нефти и газа более высокой квалификации;
- проведения технического обслуживания коммуникаций газлифтных скважин (газоманифольдов, газосепараторов, теплообменников) под руководством оператора по добыче нефти и газа более высокой квалификации;
- проведения технического обслуживания насосного оборудования;
- выполнения профилактических работ по предотвращению гидратообразований, отложений парафина, смол;
- выполнения текущего ремонта наземного оборудования нагнетательных скважин;
- контроля работы и устранения мелких неисправностей средств автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов;

**знать:**

- основы технологии добычи нефти и газа;
- способы добычи нефти и газа;
- основы техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин;
- условия эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;
- устройство, принцип работы установок комплексной подготовки газа, групповых замерных установок, дожимных насосных и компрессорных

станций, станций подземного хранения газа, систем сбора и транспортировки нефти и газа;

- способы удаления гидратообразований;
- способы расчета реагентов;
- средства контроля режимных параметров бурения скважин, добычи нефти и газа;
- приемы сбора информации об измеряемых и контролируемых параметрах и состоянии объекта;
- назначение, принцип действия и технологию ремонта контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;
- безопасность труда при ведении работ по вводу скважины в эксплуатацию;

**уметь:**

- осуществлять снятие и передачу параметров работы скважин, установок комплексной подготовки газа, групповых замерных установок, дожимных насосных и компрессорных станций, станций подземного хранения газа и другого нефтепромыслового оборудования и установок;
- выполнять сборку, разборку и ремонт отдельных узлов и механизмов простого нефтегазопромыслового оборудования и арматуры;
- проводить очистку насосно-компрессорных труб в скважине от парафина и смол механическими и автоматическими скребками и с использованием реагентов, растворителей, горячей нефти и пара;
- обрабатывать паром высокого давления подземное и наземное оборудование скважин и выкидных линий;
- выполнять измерения величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов;
- расшифровывать показания приборов контроля и автоматики;
- контролировать работу средств автоматики и телемеханики;
- представлять информацию руководителю работ обо всех замеченных неполадках в работе скважин и другого нефтепромыслового оборудования;

Процесс изучения профессионального модуля направлен на формирование следующих компетенций таблица 1:

Таблица 1

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1	Участвовать в работе по освоению скважин и выводу их на заданный режим.
ПК 1.2	Обеспечивать поддержку режима функционирования скважин, установок комплексной подготовки газа, групповых замерных установок, дожимных насосных и компрессорных станций, станций подземного хранения газа и другого нефтепромыслового оборудования и установок.
ПК 1.3	Выполнять техническое обслуживание коммуникаций газлифтных скважин (газоманифольдов, газосепараторов, теплообменников) под руководством оператора по добыче нефти и газа более высокой квалификации.
ПК 1.4	Выполнять монтаж и демонтаж оборудования и механизмов под руководством оператора по добыче нефти и газа более высокой квалификации.
ПК 1.5	Осуществлять снятие и передачу параметров работы скважин, контролировать работу средств автоматики и телемеханики.
ПК 1.6	Выполнять измерения величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов.
ОК 1.	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
ОК 2.	Организовывать собственную деятельность, исходя из цели и способов ее достижения, определенных руководителем.
ОК 3.	Анализировать рабочую ситуацию, осуществлять текущий и итоговый контроль, оценку и коррекцию собственной деятельности, нести ответственность за результаты своей работы.
ОК 4.	Осуществлять поиск информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач.
ОК 5.	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
ОК 6.	Работать в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, клиентами.

### 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	Трудоемкость (часы)	Формируемые компетенции
<b>Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа</b>				
1.	Тема 1.1 Условия притока жидкости и газов к скважинам	ПР №1. Условия притока жидкости и газов к скважинам	2	ОК1, ПК1.1
		ПР №2. Коэффициент гидродинамического совершенства скважин	2	ОК1, ПК1.1
2.	Тема 1.2 Подготовка к эксплуатации и освоение нефтяных и газовых скважин	ПР №3. Подготовка скважин к эксплуатации и их освоение. Вторичное вскрытие пласта	2	ОК2, ПК1.1
		ПР №4. Конструкции забоев скважин	2	ОК2, ПК1.1
		ПР №5. Критерии выбора метода вызова притока	2	ОК2, ПК1.1
		ПР №6. Оборудование устья и ствола скважины	2	ОК2, ПК1.1
3.	Тема 1.3 Фонтанная добыча нефти	ПР №7. Расчет процесса фонтанирования. Процесс регулирования дебита	2	ОК3, ПК1.2
		ПР №8. Классификация фонтанной арматуры и выбор фонтанной арматуры. Установление технологического режима работы фонтанных скважин	2	ОК3, ПК1.2
		ПР №9. Комплекс скважинного оборудования для фонтанной эксплуатации. Условия, причины и типы фонтанирования.	2	ОК3, ПК1.2
4.	Тема 1.4 Газлифтная добыча нефти	ПР №10. Оборудование газлифтных скважин	2	ОК4, ПК1.3
		ПР №11. Технологическая схема компрессорного и бескомпрессорного газлифта	2	ОК4, ПК1.3
		ПР №12. Определение длины и	2	ОК4,

		диаметра лифта. Расчет расхода газа		ПК1.3
		ПРН№13. Установление режима работы газлифтных скважин.	2	ОК4, ПК1.3
5.	Тема 1.5 Добыча нефти скважинными штанговыми насосами	ПРН№14. Схема штанговой скважинной установки.	2	ОК5, ПК1.4
		ПРН№15. Динамограммы. Исследование скважин, эксплуатируемых ШСНУ	2	ОК5, ПК1.4
		ПРН№16. Выбор электродвигателя станка-качалки. Определение нагрузок на штанги и станок качалку	2	ОК5, ПК1.4
6.	Тема 1.6 Добыча нефти бесштанговыми насосами	ПРН№17. Схема установки ЭЦН. Методика подбора УЭЦН для скважин	2	ОК2, ПК1.5
		ПРН№18. Добыча нефти бесштанговыми насосами. Контроль параметров разработки в процессе эксплуатации	2	ОК2, ПК1.5
		ПРН№19. Конструкция и схема сепараторов. Конструкция и схема диспергаторов.	2	ОК2, ПК1.5
<b>Итого</b>			<b>38</b>	



## Практическая работа № 1

### Тема: Условия притока жидкости к скважинам

**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:** Коэффициент гидродинамического совершенства скважин

**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  $\varphi_c$ , 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.

$$R_k = \frac{S}{2}, м$$

$r_c$  - радиус скважины по долоту:

$$r_c = \frac{D_{дол}}{2}, м$$

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

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

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:

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

**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 Рзаб, 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/м <sup>3</sup>	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, мкм <sup>2</sup>	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 гидродинамичес кого 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: Подготовка скважин к эксплуатации и их освоение. Вторичное вскрытие пласта**

**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 взрывчатим 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.

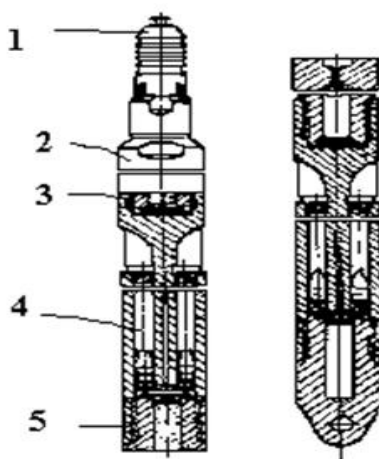


Рис.1 Пулевой перфоратор

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.

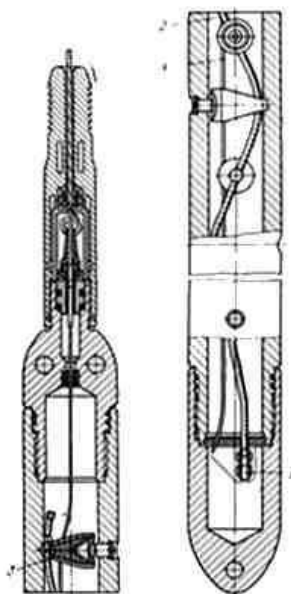


Рис.2 Устройство корпусного кумулятивного перфоратора  
1-взрывной патрон, 2-детонирующий шнур, 3-кумулятивный заряд, 4-электропровод

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.

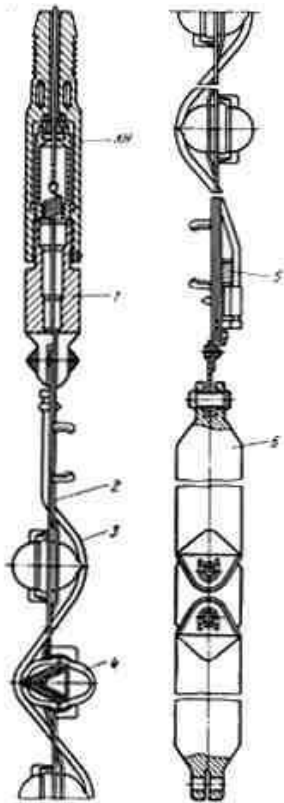


Рис.3 Ленточный кумулятивный перфоратор

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.

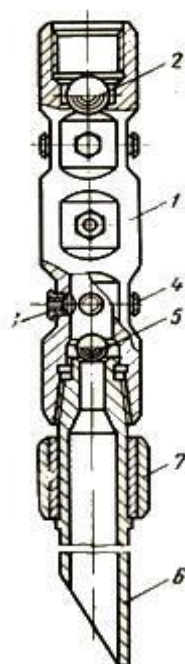


Рис. 4 Аппарат для пескоструйной перфорации АП-6М:  
 1 - корпус. 2 - шар опрессовочного клапана; 3 - узел насадки; 4 - заглушка;  
 5 - шар клапана; 6 - хвостовик; 7 – центратор

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 гидropескоструйного перфоратора.
2. Охарактеризовать принцип работы пулевого перфоратора.
3. Охарактеризовать принцип работы кумулятивного перфоратора.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

## Практическая работа № 4

### Тема: Конструкции забоев скважин

**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  $\rho$  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: Критерии выбора метода вызова притока

**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:

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

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

2. Выбираем промывочную жидкость:

- если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды

$\rho_n \geq \rho_{\epsilon}$ , то выбираем пресную или солёную воду;

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

3. Определяем количество промывочной жидкости:

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

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

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

$$D_{\epsilon} = D_n - 2\delta.$$

Например  $D_n = 168$  мм, тогда  $D_{\epsilon} = D_n - 2\delta = 168 - 2 \cdot 8,9 = 168 - 17,8 = 150,2$  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:

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

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

$P_y$  - противодействие на устье, МПа (при промывке в амбар  $P_y = 0$  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 $H$ , м	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2000	1900	1800	1700
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	18	17	16	19	20	18	19	20	20	21	20	19	20	16	17
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_f$ , м	1480	1570	1680	1770	1880	1970	2080	2180	2280	2380	2480	1980	1880	1780	1680
Минимально- допустимая депрессия на забое скважины $P_{min}$ , 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: Оборудование устья и ствола скважины

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

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

1. Определяем количество жидкости, подлежащей извлечению при помощи поршня,  $\text{м}^3$ :

$$Q_1 = 0,785 * D_{вн}^2 * H_{ст},$$

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

$$D_{\text{вн}} = D - 2S, \text{ м}$$

$H_{\text{ст}}$  - 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  $d_{\text{вн}}$  - внутренней 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 8.

Примечание:

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

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

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

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

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
$H_{ст}, м$	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

**Контрольные вопросы:**

1. Что такое сваби́рование?
2. Описать технологию спуска сваба в скважину.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическая работа №7****Тема: Расчет процесса фонтанирования**

**Цель:** формирование умений решения практических задач по расчету длины и диаметра фонтанного подъемника.

**Время выполнения:** 2 часа

**Теоретический материал**

1. Определяем глубину спуска труб в зависимости от типа скважин.

При  $P_{заб} > P_{нас}$  газ начинает выделяться из нефти в стволе скважины, выше забоя. В этом случае трубы достаточно опустить на глубину:

$$L = H_{\phi} - \frac{(P_{заб} - P_{нас}) * 10^6}{\rho_{см} * g}, м$$

где  $\rho_{см}$  — плотность смеси, определяется по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_{в} * n_{в} + \rho_{н} * (1 - n_{в})$$

При  $P_{заб} \leq P_{нас}$  движение газожидкостной смеси происходит по всему стволу скважины и трубы спускают до верхних отверстий фильтра:

$$L = H_{\phi}$$

На практике, исходя из технологических соображений (промывка, освоение скважин) трубы обычно опускают до верхних отверстий фильтра.

2. Диаметр фонтанных труб можно определить по формуле А. П. Крылова из условия минимальных потерь давления в колонне, при оптимальном режиме для конца фонтанирования.

$$d = 188 * \sqrt{\frac{\rho * L}{(P_1 - P_y) * 10^6}} * \sqrt[3]{\frac{Q * g * L}{\rho * g * L - (P_1 - P_y) * 10^6}}, мм$$

где  $P_1 = P_{нас}$ , если  $P_{заб} > P_{нас}$ ;  
 $P_1 = P_{заб}$ , если  $P_{заб} \leq P_{нас}$ ;



$Q$  - определяется по формуле притока :

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

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

$K$ -коэффициент продуктивности,  $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$

3. По найденному расчетному значению, по внутреннему диаметру, выбирают ближайший меньший стандартный диаметр по таблице характеристик труб, выбирают тип труб: гладкие или с высаженными концами. Предпочтение отдают гладким трубам (таблица 9,10).

Таблица 9

Трубы гладкие с треугольной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр муфты D <sub>м</sub> , мм	Масса 1 п.м, кг/м	Высота резьбы h, мм	Длина резьбы до основной плоскости L, мм
33	33,4	3,5	42,2	2,65	1,412	16,3
42	42,2	3,5	52,2	3,37	-	19,3
48	48,3	4,0	55,9	4,46	-	22,3
60	60,3	5,0	73,0	6,96	-	29,3
73	73,0	5,5	88,9	9,5	-	40,3
89	88,9	6,5	108,0	13,65	-	47,3
102	101,6	6,5	120,6	15,76	1,81	49,3
114	114,3	7,0	132,1	19,1	-	52,3

Таблица 10

Трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр муфты D <sub>м</sub> , мм	Масса 1 п.м, кг/м	Высота резьбы h, мм	Длина резьбы до основной плоскости и L, мм	Наружный диаметр высаженой части
27	26,7	3,0	42,2	1,86	1,412	16,3	33,4
33	33,4	3,5	48,3	2,68	-	19,3	37,3
42	42,2	3,5	55,9	3,41	-	22,3	46,0
48	48,3	4,0	63,5	4,55	-	24,3	53,2
60	60,3	5,0	77,8	7,08	1,81	37,3	65,9
73	73	5,5	93,2	9,66	-	41,3	78,3
89	88,9	6,5	114,3	13,9	-	47,3	95,2
102	101,6	6,5	127,0	16,0	-	51,3	108,0
114	114,3	7,0	141,3	19,5	-	54,3	120,0

4. Выясняют возможность спуска труб в эксплуатационную колонну. Максимальный диаметр спускаемых в скважину труб не должен превосходить:

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168
Диаметр фонтанных труб, мм	73	89

5. Материал труб подбирают, исходя из расчета на растяжение от собственной силы тяжести. Для этого задаются группой прочности стали, например D, и выписывают значения страгивающей нагрузки для труб,  $P_{стр}$  или нагрузки, при которой напряжение в 52 трубах достигает предела текучести  $P_T$ , в зависимости от типа и диаметра труб (таблица 11).

Таблица 11

Механические свойства НКТ

Наименования показателей	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление, МПа	655	687	689	758	823	1000
Предел текучести, МПа	379	491	552	654	724	930
Относительное удлинение, МПа	14,3	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

Определяют предельную глубину спуска труб по формуле:

- для гладких труб:

$$L_{доп} = \frac{P_{стр}^D}{K * q_{тр}}, \text{ м}$$

- для труб с высаженными концами:

$$L_{доп} = \frac{P_T^D}{K * q_{тр}}, \text{ м}$$

где  $K$  - коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,5;

$q$  - вес одного погонного метра труб, Кн

$$q = m * g * 10^{-3}$$

где  $m$  - масса 1 погонного м труб, кг;

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ .

Если  $L_{доп} > L$ , то выбранная группа прочности стали удовлетворяет условию прочности.

Если  $L_{доп} < L$ , то для оставшейся секции колонны труб длиной  $l = L - L_{доп}$ , берут более прочную сталь, например К. Допускаемая длина секции из стали К:

- для гладких труб:

$$l = \frac{P_{\text{стр}}^K - P_{\text{стр}}^D}{K * q}, \text{ м}$$

- для труб с высаженными концами:

$$l = \frac{P_{\text{т}}^K - P_{\text{т}}^D}{K * q}, \text{ м}$$

Варианты контрольных заданий в таблице 12.

Таблица 12

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Н <sub>ф</sub> , м	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300
Пластовое давление Р <sub>пл</sub> , МПа	17	17.8	18.5	19	19.8	20	21	22	18	18.7	19.3	20.5	21	22	22
Забойное давление Р <sub>заб</sub> , МПа	11	11.8	12.3	13	12.8	13	13	15	11	12	13.3	14	15	16	15.4
Давление насыщения Р <sub>нас</sub> , МПа	9														
Устьевое давление Р <sub>у.</sub> , МПа	1.2	1.0	1.3	1.4	1.0	1.2	1.3	1.4	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.0	0.8
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	168	146	168
Коэффициент продуктивности К, т/сут МПа	8.3	10.5	13.0	15.2	18.0	21.4	25.0	30.4	33.0	28.0	26.8	32.5	23.4	35.0	16.3
Плотность нефти ρ <sub>н</sub> , кг/м <sup>3</sup>	800	820	810	840	850	800	810	820	830	840	850	800	810	820	840
Плотность воды ρ <sub>в</sub> , кг/м <sup>3</sup>	1100														
Обводненность п <sub>в</sub> , %	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20

### Контрольные вопросы:

1. Охарактеризовать принцип работы фонтанного подъемника.
2. Типы фонтанирования.
3. Характеристика НКТ по ГОСТ.
4. Рекомендуемая литература: 2,5,7

## Практическая работа №8

### Тема: Классификация фонтанной арматуры и выбор фонтанной арматуры

**Цель:** формирование умений определения и расчета усилий, действующих на фланцевое соединение.

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

Одним из основных элементов фонтанной арматуры являются фланцевые соединения, при помощи которых соединяются узлы оборудования.

При фланцевом соединении деталей арматуры уплотнение осуществляется в большинстве случаев металлическим кольцом овального или восьмиугольного сечения. Эластичные, неметаллические уплотнения широко применяются в поверхностных соединениях системы сбора и подготовки нефти.

Фланцевое соединение (рис.1) состоит из двух фланцев 1, уплотнительной прокладки 2, шпилек 3 и гаек 4.

Фланцы могут быть корпусными, приварными и резьбовыми. Корпусные фланцы отливаются вместе с корпусом задвижки, крестовика и другой деталью устьевого оборудования. Приварные - привариваются встык к патрубку корпусной детали или трубе. Резьбовые соединяются с корпусом или трубой на резьбе. Это более трудоемкий и менее надежный путь, он используется, когда по различным причинам нельзя использовать соединения корпусные или приварные.

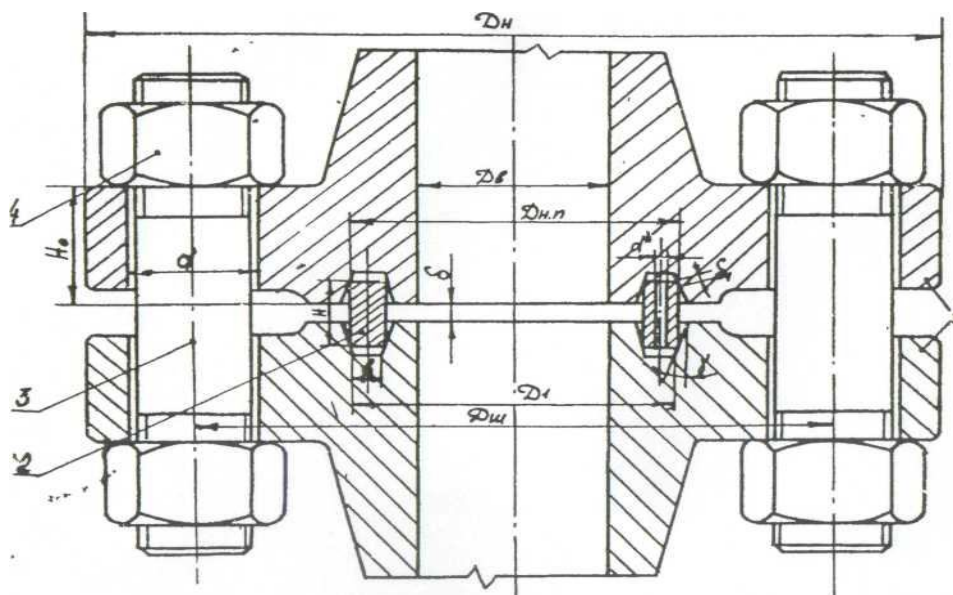


Рис.5 Схема фланцевого соединения

Фланцы изготавливают из сталей 40Х35ХМ ( твердость 217-235 НВ).

Фланцевые соединения группируют в зависимости от давлений (7, 14, 21, 35, 70, 105 МПа) и диаметров проходных отверстий.

Усилие, действующее на кольцевую прокладку, не должно приводить к ее остаточным деформациям.

В первом варианте уже при сборке кольцо соприкасается с канавками фланцев по их внутреннему и внешнему скосам. Уплотнение происходит за счет упругой деформации кольца и фланцев в месте их соприкосновения.

Во втором варианте кольцо соприкасается в начале сборки только с внешним скосом канавки у верхнего фланца и фаски у нижнего фланца. При затяжке соединения шпильками кольцо уменьшается в диаметре (в пределах упругих деформаций) и доходит до внутреннего скоса канавки, в этот момент затяжка прекращается.

Момент упора кольца во внутренний скос заметен по резкому возрастанию усилия затяжки гаек у шпилек.

При работе уплотнения, когда в арматуре повышается давление, фланцы раздвигаются под действием давления и кольцо занимает первоначальное положение

Усилия при этих двух вариантах использования кольца рассчитывают различными методами. Но в обоих случаях определяются усилия предварительной затяжки, рабочее усилие при повышении в арматуре давления, учитывается влияние разности температур откачиваемой жидкости или газа и окружающей арматуру среды и влияние веса боковых отводящих труб, подсоединенных к арматуре.

При расчете фланца определяются усилия обжатия, рабочее усилие при повышении в арматуре давления, усилие от разности температур фланца и стягивающих шпилек при перекачке горячей среды и усилие от веса боковых отводящих труб, присоединенных к арматуре.

Для обеспечения герметичности стыка прокладка должна быть предварительно обжата для устранения неплотности прижатия под определенным давлением.

Необходимое усилие обжатия:

$$P_{обж} = \pi D_{ср} b_{эф} q_{обж} \quad (1),$$

где  $D_{ср}$  – средний диаметр прокладки;  $b_{эф}$  – эффективная, т. е. суммарная, ширина контакта прокладки с канавкой фланца (для прокладок овального и восьмиугольного сечений  $b_{эф} = b/4$ );  $q_{обж}$  – давление на прокладку для её обжатия (для мягкой меди  $q_{обж} = 160$  МПа; для мягкой стали-250 МПа; для стали типа 15Х5М – 350 МПа; для стали 12Х18Н9Т – 400 МПа).

Давление обжатия на прокладку должно быть меньше допускаемого:

$$q_{обж} \leq [q].$$

Усилие  $P_{эксп}$ , действующее при эксплуатации, учитывает действие давления  $P_{дав}$ , разжимающего фланцы; остаточное усилие затяжки  $\Delta P_{зат}$ , которое должно быть достаточным для уплотнения соединения; влияние

температуры горячей перекачиваемой среды  $P_t$ ; влияние веса отводящих манифольдов  $P_M$ :

$$P_{\text{эксп}} = P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} + P_t + 3P_M^* \quad (2),$$

где усилие от действия давления и остаточного усилия затяжки определяется по формуле:

$$P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} = \frac{\pi D_{\text{ср}}}{4} P_p + \pi D_{\text{ср}} b_{\text{эф}} m P_p \quad (3),$$

Здесь  $P_p$  – давление в арматуре;  $m$  – прокладочный коэффициент, зависящий от упругих свойств материала прокладки (для резины  $m = 1,2$ ; для паронита  $m = 1,6$ ; для меди  $m = 2,4$ ; для мягкой стали  $m = 2,7$ ; для хромоникелевой стали  $m = 3,2$ ).

В случае работы арматуры с паром или газом или смесью жидкости и газа в формулу подставляют  $2m$ .

При перекачке горячей среды металл арматуры нагревается больше, а шпильки – меньше, так как у них лучше условия охлаждения.

Считая фланцы жесткими, а шпильки и прокладку упругими, определяют дополнительную нагрузку:

$$P_t = \frac{\Delta t \cdot h_{ш} \alpha}{\frac{h_{ш}}{E_{ш} \Sigma f_{ш}} + \frac{h_p}{E_{пр} \Sigma f_{пр}}} \quad (4),$$

где  $\Delta t$  – разность температур фланца и шпилек,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $h_{ш}$  – длина растягиваемой части шпилек;  $\alpha$  – коэффициент теплового расширения материала шпилек (для стали  $\alpha = 1,11 \cdot 10^{-4} 1/^{\circ}\text{C}$ );  $h_p$  – рабочая высота прокладки;  $E_{ш}$ ,  $E_{пр}$  – модули упругости материала шпильки и прокладки;  $f_{ш}$  – площадь поперечного сечения шпильки;  $f_{пр}$  – площадь поперечного (горизонтального) сечения прокладки.

Рабочая высота прокладки:

$$h_p = h_{п} - 0,22R \quad (5),$$

где  $R$  – радиус закругления прокладки. Усилие в шпильках от веса отводящих труб манифольда:

$$P_M = \frac{M_{изг}}{\frac{D_{ср} + D_{шп}}{2}} \quad (6),$$

где  $M_{изг}$  – суммарный изгибающий момент от веса деталей манифольда;  $D_{шп}$  – диаметр окружности крепления шпильками.

За расчетное усилие  $P_{рас}$  принимается большее из  $P_{обж}$  и  $P_{эксп}$ . Усилие на наиболее нагруженную шпильку определяется по формуле:

$$P_{ш} = \frac{P_{рас}}{n} \quad (7),$$

где  $P_{рас}$  – большее усилие из  $P_{обж}$  и  $P_{эксп}$ ;  $n$  – количество шпилек.

Напряжение в шпильке:

$$\sigma = \frac{P_{ш}}{f_{ш}} \leq \frac{\sigma_m}{\eta} \quad (8),$$

где  $f_{ш}$  – площадь поперечного сечения шпильки по внутреннему диаметру резьбы;  $\eta$  – коэффициент запаса,  $\eta = 1,25-1,6$ .

Допускаемый момент затяжки шпильки ключом:

$$M_{кл} = (0,04-0,07) \sigma_T d^3 \quad (9),$$

где  $d$  – наружный диаметр резьбы шпильки;  $\sigma_T$  – предел текучести материала шпильки.

Расчетный момент затяжки шпильки:

$$M_{кл.p} = 0,055 \sigma d^3 \quad (10).$$

**Задача 1.** Рассчитать усилие обжатия и эксплуатационное усилие, действующее на фланец фонтанной арматуры с прокладкой овального сечения из стали 12X18H9T. Выбрать диаметр шпилек фланца исходя из рассчитанных усилий, материала ст. 30 ( $\sigma_T = 300$  МПа) и определить момент затяжки шпилек.

*Исходные данные*

Диаметр фланца	175 мм
Условный диаметр прохода	50 мм
Внутренний диаметр прокладки	85 мм
Высота прокладки	12 мм
Ширина прокладки	6 мм
Диаметр окружности крепления шпильками	135 мм
Рабочее давление	35 МПа
Температура добываемой жидкости	30 °С
Количество шпилек	6
Рабочая высота шпильки	45 мм
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм

*Решение.*

Определим усилие обжатия фланца.

Для прокладки из ст. 12X18H9T  $q_{обж} = 400$  МПа. Средний диаметр прокладки:

$$D_{ср} = 85 + b = 91 \text{ мм};$$

$$b_{эф} = \frac{b}{4} = \frac{6}{4} = 1,5 \text{ мм},$$

тогда

$$P_{обж} = 3,14 \cdot 91 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6 = 171,4 \text{ кН}.$$

Для определения эксплуатационного усилия воспользуемся формулой (2), так как температура добываемой жидкости не превышает 30 °С, а данные по весу отводящих труб манифольда отсутствуют. Используем лишь первые два члена формулы (2), т.е. определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ( $m=3,2$ ):

$$P_{экср} = P_{дав} + \Delta P_{зам} = 0,785 \cdot 91^2 \cdot 10^{-6} \cdot 35 \cdot 10^6 + 3,14 \cdot 91 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6 = 227520 + 48004 = 275,5 \text{ кН}.$$

За расчетное усилие принимаем большее из рассчитанных  $P_{экср}$ .

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим по формуле:

$$P_{ш} = \frac{275524}{6} = 45,9 \text{ кН}.$$

Диаметр шпильки определим из соотношения (8), приняв коэффициент запаса  $\eta = 1,5$ :

$$f^1_{ш} = \frac{P_{ш}}{\sigma_T} \cdot \eta = \frac{45920 \cdot 1,5}{300 \cdot 10^6} = 230 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Отсюда диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d' = \sqrt{230/0,785} = 17,1 \text{ мм.}$$

Выберем диаметр шпильки :

$$d = d' + 2 \text{ hr} = 17,1 + 2 \cdot 1,5 = 20,1 \text{ мм} = 20 \text{ мм.}$$

Напряжение в шпильке:

$$\sigma_{ш} = \frac{45920}{227 \cdot 10^{-6}} = 202,3 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2,$$

где площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

$$f^1_{ш} = 0,785(20 - 2 \cdot 1,5)^2 = 227 \text{ мм}^2.$$

Допустимый момент затяжки шпильки по формуле (9):

$$M_{кл} = 0,06 \cdot 300 \cdot 10^6 \cdot 20^3 \cdot 10^{-9} = 144 \text{ Н·м.}$$

Расчетный момент затяжки по формуле (10):

$$M_{кл p} = 0,055 \cdot 202 \cdot 10^6 \cdot 20^3 \cdot 10^{-9} = 89 \text{ Н·м.}$$

**Задача 2.** По условиям предыдущей задачи рассчитать усилие обжатия и эксплуатационное усилие, действующее на фланец фонтанной арматуры с прокладкой из мягкой стали при нагнетании в скважину горячей воды и пара.

Выбрать материал для шпилек исходя из рассчитанных усилий и определить момент затяжки шпилек.

*Исходные данные*

Рабочее давление	12 МПа
Температура закачиваемой смеси	300 °С
Диаметр шпилек	18 мм
Вес части манифольда, приходящейся на фланец	2000 Н
Расстояние до центра тяжести части манифольда	2 м

*Решение.*

Усилие обжатия фланца определим по формуле (1).

Для прокладки из мягкой стали  $q_{обж} = 250 \text{ МПа}$ . Из предыдущей задачи  $D_{ср} = 91 \text{ мм}$ ,  $b_{эф} = 1,5 \text{ мм}$ :

$$P_{обж} = 3,14 \cdot 91 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 250 \cdot 10^6 = 107,2 \text{ кН.}$$

Усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки определим по формуле (3) при  $m = 2,7 \cdot 2 = 5,4$ :

$$P_{дав} + \Delta P_{зат} = 0,785 \cdot 91^2 \cdot 10^{-6} \cdot 12 \cdot 10^6 + 3,14 \cdot 91 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 5,4 \cdot 12 \cdot 10^6 = 78007 + 27774 = 105,8 \text{ кН.}$$

Нагрузку от разности температур фланца и шпилек определим по формуле (4), причем разность температур в начале прогрева при 300 °С составит 20°С.

По условию длина растягиваемой части шпилек  $h_{ш} = 45 \text{ мм}$ .

Рабочая высота прокладки  $h_p = 12 - 2 = 10 \text{ мм}$ , площадь поперечного сечения прокладки:

$$f_{пр} = 0,785 \cdot (97^2 - 85^2) = 1714 \text{ мм}^2$$



Площадь поперечного сечения шпильки:

$$f_{ш} = 0,785 \cdot 18^2 = 254,3 \text{ мм}^2,$$

тогда

$$P_t = \frac{\frac{20 \cdot 45 \cdot 10^{-3} \cdot 0,11 \cdot 10^{-4}}{45 \cdot 10^{-3}}}{\frac{10 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 6 \cdot 254,3 \cdot 10^{-6}} + \frac{10 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1714 \cdot 10^6}} = \frac{99,0 \cdot 10^{-7}}{1,14 \cdot 10^{-10} + 0,28 \cdot 10^{-10}} = 69,7 \text{ кН}.$$

Нагрузку от веса части манифольда определим по формуле (6). Момент от веса манифольда:

$$M_{изг} = 2000 \cdot 2 = 4000 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

По условию предыдущей задачи:

$$D_{шп} = 135 \text{ мм};$$

$$P_m = \frac{4000 \cdot 2}{(91 + 135) \cdot 10^{-3}} = 35,4 \text{ кН}.$$

Эксплуатационное усилие по формуле (2):

$$P_{\text{экс}} = 105,8 + 69,7 + 3 \cdot 35,4 = 281,7 \text{ кН}.$$

За расчетное усилие принимаем большее из рассчитанных ( $P_{\text{экс}}$  и  $P_{\text{обж}}$ ).

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим по формуле (7):

$$P_{ш} = \frac{281,7}{6} = 46,9 \text{ кН}.$$

Напряжение в шпильке определим по формуле (8):

$$f^1_{ш} = 0,785(18 - 3)^2 = 176,6 \text{ мм}^2;$$

$$\sigma_{ш} = \frac{46,900}{176,6 \cdot 10^{-6}} = 265,8 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2.$$

Выбираем материал шпилек это сталь 35,  $\sigma_t = 360 \text{ МПа}$ .

Коэффициент запаса:  $\eta = 360/266 = 1,35$ , что допустимо.

Допустимый момент затяжки шпильки по формуле (9):

$$M_{кл} = 0,06 \cdot 360 \cdot 10^6 \cdot 18^3 \cdot 10^{-9} = 126 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Расчетный момент затяжки по формуле (10):

$$M_{кл p} = 0,06 \cdot 266 \cdot 10^6 \cdot 18^3 \cdot 10^{-9} = 85,3 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Варианты контрольных заданий к задачам 1,2 приведены в таблице 13.

Таблица 13

	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D <sub>фл</sub> , мм	160	175	195	210	220	245	260	270	290	310
D <sub>прох</sub> , мм	40	50	50	65	65	80	80	100	100	100
d <sub>пр.вн</sub> , мм	70	85	90	100	105	120	130	130	140	145
h <sub>прокл</sub> , мм	10	12	10	14	16	16	18	18	20	20
b <sub>прок</sub> , мм	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9
D <sub>болт</sub> , мм	115	135	140	150	160	175	190	195	200	205
P <sub>заб</sub> , МПа	50	35	30	25	20	15	18	16	15	17
T, C°	300	280	260	240	250	230	220	210	200	190
n <sub>шпилек</sub>	10	10	8	8	6	6	8	6	8	6
h <sub>шп.р</sub> , мм	40	45	45	50	50	55	55	60	60	65
d <sub>шпил</sub> , мм	16	17	18	19	20	22	22	23	23	24
P <sub>маниф</sub> , Н	1500	2000	2500	2500	3000	3000	3500	4000	4500	4500
L <sub>маниф</sub> , м	2	2,5	3	3	3,5	3,5	4	4	4,5	4,5

**Контрольные вопросы:**

1. Назначение фланцевых соединений.
2. Классификация фланцев.
3. Охарактеризовать варианты сборки фланцев.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическая работа №9**

**Тема: Комплекс скважинного оборудования для фонтанной эксплуатации. Условия, причины и типы фонтанирования.**

**Цель:** формирование умений решения практических задач по расчету диаметра штуцера фонтанной арматуры.

**Время выполнения: 2 часа**

## Теоретический материал

После пуска фонтанной скважины в эксплуатацию принимают меры к тому, чтобы режим работы скважины обеспечивал рациональное расходование пластовой энергии, т. е. путем регулирования струи устанавливают такой суточный дебит, при котором скважина могла бы длительно и бесперебойно фонтанировать, давая за этот период наибольшую добычу нефти. Такое регулирование работы фонтанной скважины осуществляется или созданием противодавления на устье, или созданием местного сопротивления у башмака подъемных труб.

Противодавление на устье создают при помощи штуцеров, которые устанавливают на выкиде непосредственно после боковой задвижки между фланцем задвижки и фланцем специального штуцерного патрубка и зажимают болтами.

Устьевой штуцер представляет собой цилиндрическую болванку со сквозным отверстием в центре, а иногда просто диск с отверстием посередине. Отверстие делают диаметром от 3 до 15 мм и более в зависимости от заданного режима работы скважины. Удары струи, расширяющейся при выходе из штуцера и часто несущей с собой песок, быстро разрушают трубу за штуцером. Чтобы предотвратить вредное влияние струи, за штуцером устанавливают специальный штуцерный патрубок, изготовленный из толстостенной 4" или 6" бурильной трубы и имеющий на обоих концах фланцы, что облегчает при необходимости смену патрубка.

Для увеличения срока службы штуцеров и ослабления разрушающего действия на штуцерный патрубок фонтанной струи, выходящей из штуцера, применяют ступенчатые штуцеры (рисунок 6), предложенные бакинским инженером Н. К. Паулем. Диаметр отверстия штуцера увеличивают по ходу движения фонтанной струи. Меньший износ ступенчатого штуцера объясняется снижением перепада давления в каждой ступени, в связи с чем энергия фонтанной струи при прохождении каждой из них уменьшается.

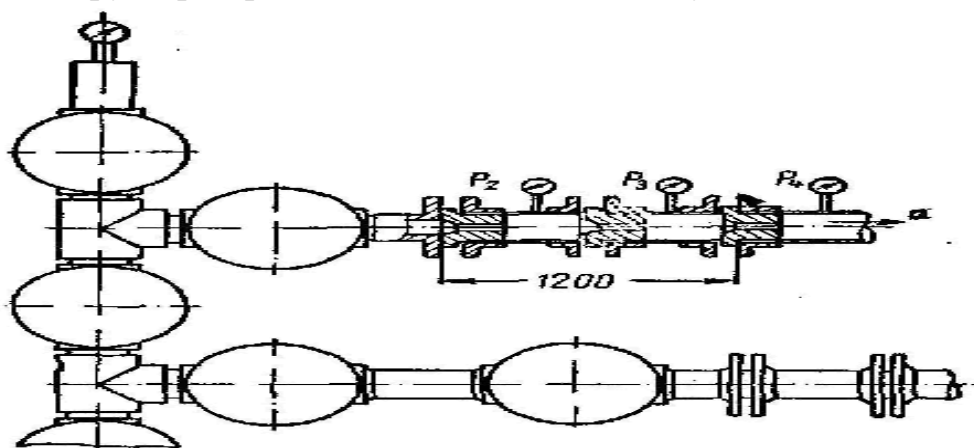


Рис.6 Многоступенчатый штуцер

Диаметр отверстия устьевого штуцера для фонтанных скважин с большим газовым фактором, определяется по эмпирической формуле Г. Н. Гагиева:

$$d = 0,27 \cdot \varphi \cdot \sqrt{\frac{Q_g \cdot \rho_g \cdot P_{\text{ш}}}{P_y}},$$

где  $\varphi$  - опытный коэффициент, зависящий от величины газового фактора (принимается  $\varphi = 1,0 - 1,2$ );  $Q_g$  - дебит газа, м<sup>3</sup>/сут;  $\rho_g$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $P_y$  - давление на устье скважины перед штуцером, кгс/см<sup>2</sup> (МПа);  $P_{\text{ш}}$  - давление за штуцером, кгс/см<sup>2</sup> (МПа).

Диаметр штуцера можно определить по формуле расхода жидкости через насадку, если газовый фактор невелик или отсутствует:

$$Q = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H},$$

откуда

$$d = \sqrt{\frac{Q}{0,785 \cdot \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}}},$$

где  $Q$  - расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $\mu = 0,7 - 0,9$  - коэффициент расхода, зависящий от плотности жидкости;  $f$  - площадь насадки, м<sup>2</sup>;  $g$  - ускорение свободного падения;  $H$  - напор, м вод. ст. ( $H = P_{\text{уст}} - P_{\text{ш}}$ )

*Задание к работе:*

1. Определить диаметр штуцера для фонтанирующей скважины:

Таблица 13

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Газовый фактор, Г, м <sup>3</sup> /т	90	80	70	60	50	85	75	65	55	45
Дебит, Q, т/сут	100	90	80	70	60	95	85	75	65	55
Плотность газа, $\rho_g$ , кг/м <sup>3</sup>	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Давление на устье, $P_y$ , МПа	10	12	14	10	12	14	10	12	14	10
Давление на выкидной линии, $P_{\text{ш}}$ , МПа	2	4	6	2	4	6	2	4	6	2

2. Найти диаметр штуцера для скважины:

Таблица 14

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дебит, Q, т/сут	200	100	150	175	155	250	160	200	100	150
Давление на устье, $P_y$ , МПа	3,5	2,5	2,75	3,2	2,8	4	3	3,5	2,5	2,75
Давление на выкидной линии, $P_{\text{ш}}$ , МПа	1,5	0,5	1,75	1,2	0,8	2	1,5	1,5	1,5	2

**Контрольные вопросы:**

1. Назначение штуцера.
2. Принцип работы многоступенчатого штуцера.
3. Конструкция штуцеров и принцип их работы.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическая работа №10****Тема: Оборудование газлифтных скважин**

**Цель:** ознакомить обучающихся с конструкцией и видами газлифтных подъемников.

**Время выполнения: 2 часа**

**Теоретический материал**

Арматура, устанавливаемая на устье газлифтных скважин, аналогичная фонтанной арматуре и имеет то же назначение - герметизацию устья, подвеску подъемных труб и возможность осуществления различных операций по переключению направления закачивания газа, операций по промывке скважины.

На газлифтных скважинах часто используется фонтанная арматура, остающаяся после фонтанного периода эксплуатации, но обычно применяется специальная упрощенная и более легкая арматура, поскольку возможные неполадки в ней не угрожают открытым фонтаном. Часто арматуру приспособливают для нагнетания газа либо только в межтрубное пространство, либо в центральные трубы. Когда эксплуатация газлифтных скважин сопровождается интенсивным отложением парафина, арматура устья дополнительно оборудуется лубрикатором, через который в НКТ вводится скребок, спускаемый на проволоке для механического удаления парафина с внутренних стенок труб. Для борьбы с отложением парафина применяются и другие методы, как, например, остеклованные или эмалированные трубы, на гладкой поверхности которых парафин не удерживается и уносится потоком жидкости. На устье газлифтных скважин устанавливается регулирующая аппаратура - обычно клапан-регулятор давления с мембранным исполнительным механизмом, регулирующим давление после себя, для поддержания постоянного давления нагнетаемого в скважину газа, так как в магистральных линиях часто наблюдаются колебания давления, нарушающие нормальную работу скважин, а иногда вызывающие и их остановку. В системах централизованного газоснабжения регуляторы давления, различные расходомеры, а также запорная арматура устанавливаются на газораспределительных пунктах (ГРП). При такой централизации контроля и управления за работой газлифтных скважин улучшается надежность и качество их обслуживания.

Важнейшим достижением в области газлифтной эксплуатации было создание и освоение так называемой техники и технологии спуска и извлечения

газлифтных клапанов через НКТ, устанавливаемых в специальных эксцентричных камерах, размещенных на колонне насосно-компрессорных труб на расчетных глубинах. Это исключило необходимость извлечения колонны труб для замены пусковых или рабочих клапанов при их отказе или поломке.

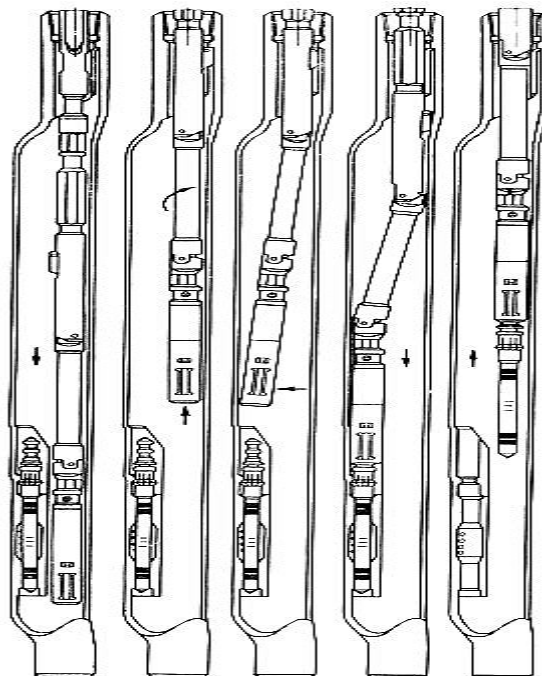


Рис.7 Последовательность операций при извлечении газлифтного клапана из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники

В расчетных местах на колонне труб устанавливаются специальные эксцентричные камеры с карманом для ввода в него газлифтного клапана. В посадочном кармане спускаемый в него клапан уплотняется с помощью верхних и нижних колец из нефтестойкой резины и стопорной пружинной защелки. На внешней стороне эксцентричной камеры в месте расположения клапана между его уплотнительными кольцами делаются сквозные отверстия.

Через эти отверстия газ из межтрубного пространства проходит в посадочный карман, а затем через боковые отверстия в самом клапане и его седло - в насосно-компрессорные трубы. Эксцентричная камера делается таким образом, что проходное сечение колонны труб и их соосность полностью сохраняются. В верхней части эксцентричной камеры (рис.11) устанавливается специальная направляющая втулка, ориентирующая инструмент, на котором спускается клапан так, чтобы он при отклонении точно попадал в посадочный карман. На нижнем конце сборки посадочного инструмента имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает головку клапана после его посадки в карман.

Посадочный инструмент, имеющий шарнирные соединения, после того как он будет правильно ориентирован направляющей втулкой, переламывается

в этих шарнирных соединениях с помощью пружинных устройств с тем, чтобы продольная ось спускаемого клапана совпала с продольной осью посадочной камеры. Посадочный инструмент спускается в НКТ на стальной проволоке диаметром от 1,8 до 2,4 мм через устье скважины.

Клапаны извлекаются также с помощью канатной техники. Для этого в скважину спускается экстрактор, который, попадая в эксцентричную камеру, после последующего небольшого подъема ориентируется там направляющей втулкой в плоскости посадочной камеры клапана. После ориентации экстрактора его звенья под действием пружин переламываются в сочленениях так, что становятся в положение перед ловильной головкой клапана. Захватное пружинное приспособление на конце экстрактора при посадке на ловильную головку клапана захватывает ее и при подъеме вырывает сам клапан из посадочной камеры.

Для замены газлифтных клапанов в эксцентричных камерах или установки вместо газлифтных клапанов просто заглушек, не прибегая при этом к глушению или остановке скважины, на устье скважины устанавливается специальное оборудование устья газлифта ОУГ-80Х350 с проходным диаметром 80 мм и рассчитанное на давление 35 МПа, представляющее собой лубрикатор особой конструкции (рис. 12).

На фланец верхней крестовины 1 газлифтной арматуры или на фланец буферной задвижки устанавливается малогабаритный перекрывающий механизм - превентор 2 с ручным приводом, имеющий эластичные (резиновые) уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже в том случае, когда в ней остается проволока. На превентор с помощью быстросъемных соединений крепятся секции лубрикатора 3, на верхнем конце которого имеется сальник 4 для пропуска проволоки 5 или тонкого каната и ролик 6. Внизу арматуры укрепляется натяжной шкив 7, через который канатик направляется на барабан лебедки с механическим приводом. Параллельно лубризатору крепится небольшая съемная мачта 8 с полиспастом 9 для облегчения поднятия и сборки лубрикатора и ввода в него необходимого инструмента или извлечения поднятых клапанов. Натяжной шкив связан механически с датчиком 10, преобразующим силу натяжения канатика в электрические сигналы, передаваемые по кабелю 11 на индикаторное устройство.

Датчик показывает натяжение канатика и дает информацию о захвате и извлечении газлифтного клапана из посадочной камеры. Вообще при использовании канатной техники по натяжению канатика можно судить о проводимых операциях на глубине.

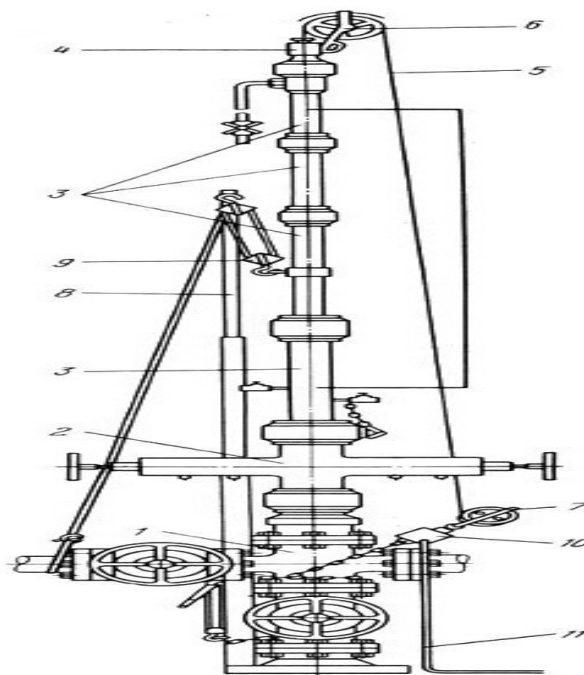


Рис.8 Устьевой лубрикатор для спуска и подъема газлифтных клапанов

В связи с этим точности определения натяжения канатика, предотвращению его обрыва придается особое значение при использовании канатной техники. В качестве привода для барабана лебедки используется гидравлический двигатель для более точного и плавного осуществления этих операций.

**Контрольные вопросы:**

1. Последовательность спуска и подъема газлифтных клапанов.
2. Принцип работы лубрикатора.
3. Перечислить комплекс наземного оборудования газлифтных скважин.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическая работа №11**

**Тема: Технологическая схема компрессорного и бескомпрессорного газлифта**

**Цель:** ознакомить обучающихся с технологическими схемами газлифтов.

**Время выполнения:** 2 часа

**Теоретический материал**

Газлифт может быть компрессорным и бескомпрессорным.

При компрессорном газлифте (способе эксплуатации скважин) с использованием нефтяного газа последний отделяют от добываемой нефти, подвергают промысловой подготовке и закачивают в газлифтные скважины (замкнутый газлифтный цикл, предложенный в 1914 г. М.М.Тихвинским).

Технологическая схема газлифтной системы с замкнутым циклом включает газлифтные скважины, сборные трубопроводы, установку подготовки



нефти, компрессорную станцию, установку подготовки газа газораспределительные батареи и газопроводы высокого давления (рис.9).

Природный газ может подаваться из соседнего газового месторождения, магистрального газопровода или газобензинового завода. По данным технико-экономических расчетов допустим транспорт газа для целей газлифта до нескольких десятков километров. Подготовка природного газа на нефтяном промысле не требуется. Технологическая схема в данном случае упрощается.

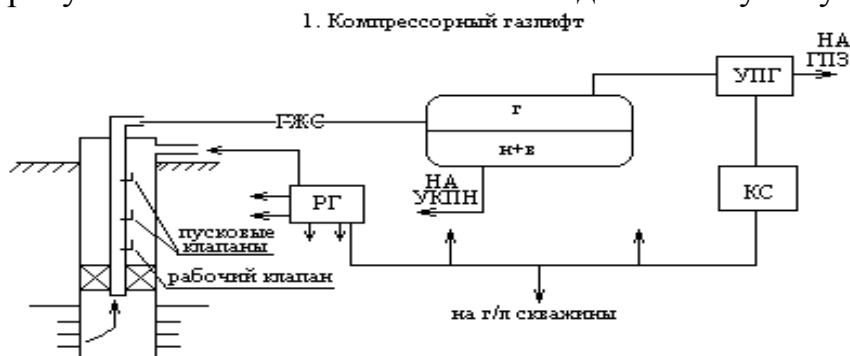


Рис.9 Компрессорный газлифт

УКПН – установка комплексной подготовки нефти; УПГ – установка подготовки газа; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; КС – компрессорная станция; РГ – распределительная гребенка.

При безкомпрессорном газлифте природный газ под собственным давлением поступает из скважин газовых или газоконденсатных месторождений. Там же осуществляется его очистка и осушка. На нефтяном промысле иногда его только подогревают. Если нефтяная или газовая залежи залегают на одной площади, то при достаточно высоком давлении в газовой залежи может быть организован внутрискважинный безкомпрессорный газлифт.

Его отличительная способность - поступление газа из выше - или нижезалегающего газового пласта непосредственно в нефтяной скважине.

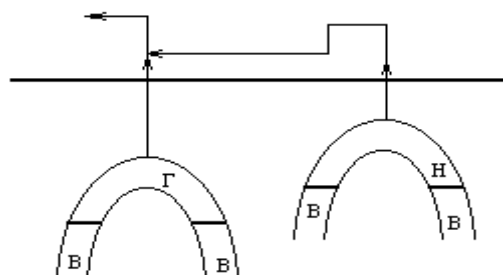


Рис.10 Безкомпрессорный газлифт

В целом газлифтный способ добычи имеет ряд преимуществ и недостатков.

К преимуществам можно отнести:

- Возможность легко и комплексно контролировать, отслеживать всю совокупность процессов нефтедобычи и функционирования скважины. Для этого применяются автоматизированные системы; специализированное программное обеспечение, моделирующее поведение разрабатываемого пласта.

- Отбор большого объема жидкостных сред и ускоренное осушение сильнообводненной скважины доступно для обсадных труб любого диаметра.

- Возможна эксплуатация скважины, имеющей большой изгиб (искривление) ствола.

- При эксплуатации скважин используется энергия газа, содержащегося в пласте.

- Профиль ствола слабо влияет на качество работы газлифтной системы – это существенно для районов разработки Сибири и Севера (применяют газлифтные трубы, рассчитанные на надежную работу в сложных погодных условиях, при низких температурах), а также при шельфовой добыче нефти.

- На эффективность работы скважины не влияют высокие давления скважины, температура добываемого продукта, примеси (песок и т.п.) скважины.

- Легко регулируемый, гибкий режим работы скважины по дебиту.

- Газлифтные скважины легко обслуживать и ремонтировать, межремонтный срок – большой (при использовании современной техники).

- Возможна одновременная раздельная эксплуатация двух и более пластов – при этом обеспечивается полный контроль над всеми процессами.

- Эффективное устранение коррозионных процессов, солевых и парафиновых отложений.

- Легкость исследования скважины.

- Указанным достоинствам можно противопоставить недостатки:

- Значительная величина начальных капиталовложений – постройка компрессорных станций, применение труб высокого качества, выдерживающих высокие давления (газлифтные трубы).

- Газлифтные системы обладают сравнительно невысоким коэффициентом полезного действия – КПД.

- В ходе поднятия скважинной продукции, могут образовываться стойкие эмульсии.

- Исходя из вышесказанного, газлифтный метод разработки скважин выгодно применять на месторождениях крупного размера, имеющих высокий дебит скважины и высокое забойное давление (когда прекращается период фонтанирования).

### **Контрольные вопросы:**

1. Охарактеризовать схему компрессорного газлифта.

2. Преимущества и недостатки газлифтного способа эксплуатации скважин.

3. Охарактеризовать схему безкомпрессорного газлифта.

### **Рекомендуемая литература: 2,5,7**

## Практическое занятие № 12

**Тема: Определение длины и диаметра лифта. Расчет расхода газа**

**Цель:** формирование умений определения длины и диаметра лифта при различных системах подачи рабочего агента.

**Время выполнения:** 2 часа

### Теоретический материал

При компрессорном способе эксплуатации применяются две схемы эксплуатации – кольцевая и центральная.

При кольцевой сжатый газ (воздух) подается в скважину в кольцевое межтрубное пространство между обсадной колонной и НКТ (в случае однорядного лифта) или в кольцевой зазор между двумя концентрично спущенными рядами НКТ (при двухрядном подъемнике).

Газожидкостная смесь из скважины поднимается по внутреннему каналу НКТ или НКТ малого диаметра (в случае двухрядного подъемника).

При центральной схеме сжатый газ(воздух) нагнетается в скважину по кольцевому зазору между НКТ и обсадной колонной или между двумя рядами НКТ (в случае двухрядного подъемника).

При компоновке однорядной колонны используют НКТ диаметром 48, 60, 73 и 89 мм; при компоновке двухрядной колонны используют НКТ диаметрами 114, 102, 89 и 73 мм (первый наружный ряд) и НКТ 73, 60, 48 мм (второй внутренний ряд) в сочетании 114 и 73 мм, 102 и 60 мм, 89 и 48 мм и в других сочетаниях.

Почти все газлифтные скважины работают на кольцевой схеме, так как поперечное сечение кольцевого пространства, как правило, больше сочетания центральных труб и оптимальные условия работы по центральной схеме достигаются только при больших дебитах. Кроме того, при отложении парафина в кольцевом пространстве его механическое удаление с внутренних стенок обсадной колонны или первого ряда НКТ весьма сложно и требует применения тепловых или химических методов.

Подъемник представляет собой подвешенную в скважине конструкцию из одной или двух концентричных колонн НКТ со свободными или посаженными на пакер нижними концами. На колонну труб действует осевая растягивающая нагрузка, определяемая весом труб:

$$Q = \sum_{i=1}^n l_i q_i g \cos \beta_i, \quad (1)$$

где  $l_i$  - длина секции НКТ, м;  $q_i$  - масса 1 п.м. соответствующих секций, кг/м;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\cos \beta_i$  - средний угол отклонения ствола скважины от вертикали;  $n$  - число секций НКТ.

При испытании колонны на герметичность или установке гидравлического пакера осевую растягивающую нагрузку определим по формуле:

$$Q = \sum_{i=1}^n l_i q_i g \cos \beta + P_{вн} \cdot F_v, \quad (2)$$

где  $P_{вн}$  - избыточное внутреннее давление, Па;  $F_v$  - площадь поперечного сечения внутреннего канала труб, м<sup>2</sup>.

Кроме того, в зависимости от принятой схемы эксплуатации и конструкции подъемника на трубы действует внутреннее или наружное избыточное давление.

Наибольшее значение внутреннего деления наблюдается в момент пуска скважины и называется пусковым давлением  $P_n$  (в дальнейшем при работе скважины давление сжатого газа снижается и называется рабочим).

При пуске скважины внутреннее избыточное давление испытывают трубы однорядного подъемника и трубы 2 – го ряда двухрядного подъемника при центральной схеме, а также трубы наружного(1-го) ряда двухрядного подъемника при кольцевой схеме.

Значение избыточного внутреннего давления принимается следующим:

на участке  $0 < z < l_0$   $P_{вн} = P_n$ ;

на участке  $l_0 < z < L$   $P_{вн} = P_n - (z - l_0) \rho n g$ ;

где  $z$  – расстояние до рассматриваемого сечения, м;  $l_0$  – уровень жидкости в скважине при максимальном пусковом давлении, м  $P_n$  – максимальное пусковое давление, Па;  $L$  – длина подъемных труб, м.

Воздействию наибольшего наружного избыточного давления подвергаются трубы однорядного подъемника и НКТ внутреннего (2-го) ряда двухрядного подъемника при кольцевой схеме. Наружное избыточное давление  $P_{ни}$  определяется по тем же формулам, что и для избыточного давления.

Пусковое давление  $P_n$  зависит от конструкции подъемника и определяется при кольцевой схеме по следующим формулам:

- для однорядного подъемника:  $P_n = \rho g h \frac{D_B^2}{d_1^2}$ ; (3)

- для двухрядного подъемника:  $P_n = \rho g h \left( \frac{D_B^2}{D_R^2 - d_1^2 + d_2^2} \right)$ ; (4)

Пусковое давление при центральной схеме эксплуатации:

- для однорядного подъемника:  $P_n = \rho g h \frac{D_B^2}{D_R^2 - d_1^2}$ ; (5)

- для двухрядного подъемника:  $P_n = \rho g h \frac{D_B^2}{D_B^2 - d_2^2}$ ; (6)

где  $\rho$  – плотность жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>,  $h$  – глубина погружения колонны труб ниже статического уровня жидкости в скважине, м;  $D_B$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $d_1$  – средний диаметр подъемных труб, м;  $d_2$  – средний диаметр внутреннего ряда труб при двухрядном подъемнике.

Формула (5) совпадает с (6), так как пренебрежение толщиной стенок первого ряда труб при работе двухрядного подъемника при центральной схеме равноценно их отсутствию.

Для наклонных скважин со средним зенитным углом кривизны  $\beta$  формулы пускового давления получают поправку в виде множителя  $\cos \beta$

Так, формула (3) будет иметь вид:

$$P_n = \rho g h \frac{D_B^2}{d_1^2} \cos \beta$$

Если статический уровень жидкости совпадает с устьем скважины или если в процессе вытеснения столб негазированной жидкости в подъемных трубах достигает устья, пусковое давление определяют по формуле:

$$P_{п} = \rho g L \cos \beta$$

где  $L$  – глубина спуска колонны НКТ.

Очевидно, что наибольшие нагрузки и напряжения колонна подъемных труб будет испытывать у устья скважины, так как здесь действуют максимальные напряжения от веса колонны труб и от внутреннего или наружного давления закачиваемого в скважину газа.

Осевое напряжение от веса колонны труб, Па,

$$\sigma_z = \frac{Q}{F_k} \quad (7)$$

где  $Q$  – вес колонны труб, определяемый по формулам (1) или (2);  $F_k$  – площадь поперечного сечения тела трубы по впадине витков резьбы основной плоскости гладких труб или по основному телу труб с высаженными концами. Должно быть  $\sigma_z \leq \frac{\sigma_T}{n}$ :

$$\sigma_t = \frac{P_{вн} \cdot D}{2S}$$

где  $P_{вн}$  – внутреннее избыточное давление, Па;  $D$  – наружный диаметр НКТ, м;  $S$  – толщина стенки трубы, м.

Условием прочности трубы при совместном действии растягивающей нагрузки и внутреннего давления будет:

$$\sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_t^2} - \sigma_z \leq \frac{\sigma_T}{n_1}; \quad (8)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести материала трубы соответствующей группы прочности, МПа;  $n_1 \leq 1,3$  – коэффициент запаса.

При действии растягивающей осевой нагрузки и наружного давления на свободно подвешенную колонну условия прочности тела трубы в соответствии с описывающей формулой

$$\frac{Q}{F} + 1,15 \frac{P_{ни} D}{2S} \leq \frac{\sigma_T}{n_1} \quad (9)$$

где  $Q$  – растягивающая нагрузка, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения тела трубы,  $m^2$ ;  $P_{ни}$  – наружное избыточное давление, Па;  $D$  – наружный диаметр труб, м;  $S$  – толщина стенки, м.

**Задача 1.** Рассчитать двухрядный компрессорный подъемник без пакера при кольцевой схеме эксплуатации, если диаметр эксплуатационной колонны – 168x10,6 мм (внутренний диаметр 146,8); глубина скважины – 3200 м; средний зенитный угол наклона скважины – 13°; давление на забое – 12 МПа; давление на устье – 1,5 МПа; давление компрессора – 12 МПа; предполагаемый отбор жидкости из скважины – 45 м<sup>3</sup>/сут; плотность жидкости в скважине – 870 кг/м<sup>3</sup>; длина колонны НКТ – 2250 м; статический уровень жидкости в скважине – 740 м.

*Решение.* Определим внутренний диаметр НКТ по формуле:

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho \cdot L}{(P_1 - P_y) 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q \cdot \rho \cdot L}{\rho \cdot g \cdot L - (P_1 - P_y) 10^6}}, \text{ мм}$$

$$d = 188 \sqrt{\frac{870 \cdot 2250}{(10 - 2,5) 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{45 \cdot 9,81 \cdot 2250}{870 \cdot 9,81 \cdot 2250 - (10 - 2,5) 10^6}} = 188 \sqrt{0,261} \cdot \sqrt[3]{0,0849} = 42,2 \text{ мм.}$$

Это соответствует ближайшему большому стандартному (ГОСТ 633-80) диаметру НКТ 60х5 мм.

Страгивающая нагрузка НКТ 60х5 мм «D» равна 201183 Н. Тогда допустимая длина колонны по формуле:

$$l_2 = \frac{201183}{6,96 \cdot 9,81 \cdot 1,3} = 2266 \text{ м,}$$

Принимаем величину заглубления внутреннего ряда НКТ 60х5мм 800 м, учитывая давление компрессора и динамический уровень.

Тогда глубина спуска составит:

$$l_2 = 800 \text{ м} + 740 \text{ м} = 1540 \text{ м, что меньше допустимой длины колонны.}$$

Для наружного (1-ого ряда) выбираем гладкие НКТ 102х6,5 мм «D» с наружным диаметром муфты 120,6 мм.

Страгивающую нагрузку найдем по формуле:

$$q = 15,76 \text{ кг/м; } h_p = 1,18 \text{ мм; } L_p = 49,3 \text{ мм.}$$

Определим

$$b = 6,5 - 1,81 = 4,49 \text{ мм; } d = 101,6 - 2 \cdot 6,5 = 88,6 \text{ мм;}$$

$$D_{ср} = 88,6 + 4,49 = 93,29 \text{ мм; } \eta = \frac{4,49}{6,5 + 4,49} = 0,419.$$

Тогда

$$P_{сгр} = \frac{3,14 \cdot 93,29 \cdot 4,69 \cdot 380}{1 + 0,419 \frac{93,29}{2 \cdot 49,3}} = \frac{522061}{1,152} = 453178 \text{ Н}$$

Допустимая глубина спуска с коэффициентом запаса 1,3 без учета облегчения в жидкости:

$$l_1 = \frac{453178}{15,76 \cdot 9,81 \cdot 1,3} = 2255 \text{ м,}$$

Что больше заданной длины колонны НКТ (2250 м).

Пусковое давление определим по формулам:

$$P_n = 870 \cdot 9,81 \cdot 800 \left( \frac{146,8^2}{146,8^2 - 95,1^2 + 55^2} \right) = 9,474 \text{ МПа;}$$

$$P_{п \max} = 870 \cdot 9,81 \cdot 1540 \cdot \cos 13^\circ = 12,8 \text{ МПа.}$$

Так как  $P_n$  получилось меньше  $P_{п \max}$ , то справедливо вычисление по формуле (4)  $P_n = 9,474 \text{ Мпа.}$

Буферное давление на устье составляет 1,5 МПа. Тогда необходимое давление компрессора  $P_{ком} = 9,474 + 1,5 = 10,974 \text{ МПа}$ , что меньше заданного (12 МПа) давления компрессора в исходных данных.

Наружное избыточное давление определим по формуле (3), когда  $Z = 0$  (устье скважины):

$$P_{ни} = P_n = 9,474 \text{ МПа.}$$

Определим растягивающую нагрузку от веса колонны труб по формуле (1).

Для 1-ого ряда НКТ 102х6,5 мм:

$$Q_1 = 2250 \cdot 15,76 \cdot 9,81 \cdot 0,974 = 338818 \text{ Н}$$

Коэффициент запаса по растягивающей нагрузке:

$$n_1 = \frac{P_{стр}}{Q_1} = \frac{453178}{338818} = 1,34$$

С учетом облегчения в жидкости:

$$Q_1^1 = 1540 \cdot 15,76 \cdot 9,81 \cdot 0,974 + (2250 - 1540) 15,76 \cdot 9,81 \cdot 0,974 \cdot \left(1 - \frac{870}{7850}\right) = 326969 \text{ Н;}$$

$$n_1^1 = \frac{453178}{326969} = 1,39$$

Для 2-ого ряда НКТ 60х5 мм:

$$Q_2 = 1540 \cdot 6,96 \cdot 9,81 \cdot 0,974 = 102414 \text{ Н}$$

Коэффициент запаса по растягивающей нагрузке:

$$n_2 = \frac{201183}{102414} = 1,96.$$

Осевое напряжение отвеса колонны по формуле (10):

Для 1-ого ряда НКТ 102х6,5 мм

$$\sigma_z = \frac{338818}{0,785[(101,6 - 2 \cdot 1,81)^2]} = \frac{338818}{1374 \cdot 10^6} = 246,6 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_z \leq \frac{380}{1,5} = 253 \text{ МПа.}$$

Для 2-ого ряда НКТ 60х5 мм:

$$\sigma_z = \frac{102414}{0,785[(60,3 - 2 \cdot 1,41)^2 - 50,3^3]} = \frac{102414}{607,5 \cdot 10^{-6}} = 168,6 \text{ МПа}$$

Тангенциальное напряжение от избыточного внутреннего давления на 1-й ряд НКТ:

$$\sigma_t = \frac{10,974 \cdot 101,6}{2 \cdot 6,5} = 85,8 \text{ МПа.}$$

Коэффициент запаса при совместном действии растягивающей нагрузки и внутреннего давления по формуле:

$$\sqrt{246,6^2 + 85,8^2} - 246,6 \cdot 85,8 \leq \frac{380}{\sigma_s}$$

$$\text{Отсюда } n_3 = \frac{380}{216,8} = 1,75$$

Суммарное действие растягивающей осевой нагрузки и наружного давления на 2-ой ряд НКТ 60х5 мм определим по формуле :

$$168,6 + 1,15 \frac{10,974 \cdot 60,3}{2 \cdot 5} \leq \frac{380}{n_4}$$

$$n_4 = \frac{380}{244,7} = 1,55$$

Таким образом, двухрядный компрессорный лифт будет работать с минимальным коэффициентом запаса по растягивающей нагрузке  $n_1 = 1,34$ , что допустимо.

Данные для расчета в таблице 15.

Таблица 15

Наименование исходных данных	Варианты											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Забойное давление $P_{\text{заб}}$ , МПа	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Устьевое давление $P_{\text{у}}$ , МПа	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Давление компрессора $P_{\text{к}}$ , МПа	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Зенитный угол $^{\circ}\text{C}$	13	10	15	8	9	11	12	5	9	10	13	15
Глубина скважины $L$ , м	3200	2500	2000	1800	1750	3100	3000	2650	1100	1500	2600	1000
Длина НКТ, $L_{\text{НКТ}}$ , м	2250	1550	1050	850	800	2150	2050	1700	250	600	1750	250
Статический уровень жидкости $H_{\text{ст}}$ , м	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Плотность смеси нефти и газа $\rho_{\text{см}}$ , кг/м <sup>3</sup>	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Диаметр эксплуатационной колонны $D$ , мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Дебит, $Q$ , т/сут	100	90	80	70	60	95	85	75	65	55	100	120

**Контрольные вопросы:**

1. Принцип работы кольцевой системы подачи газа.
2. Принцип работы центральной системы подачи газа.
3. Преимущества и недостатки систем подачи рабочего агента.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическое занятие № 13****Тема: Установление режима работы газлифтных скважин**

**Цель:** формирование умений расчёта однорядного газлифтного подъёмника кольцевой системы.

**Время выполнения:** 2 часа

**Теоретический материал**

При расчёте показателей газлифтной эксплуатации скважины воспользуемся аналитической методикой А.П. Крылова.

1. Определяют дебит скважины по уравнению притока, при  $n = 1$ . В данном случае дебит ограничен заданным забойным давлением:

$$Q = K (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n$$

2. Длина подъёмных труб (глубина ввода газа при использовании газлифтного рабочего клапана):

При  $P_{\text{заб}} > P_1$ :



$$L = H_{\phi} - \frac{(P_{\text{заб}} - P_1) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g}$$

где  $P_1$  – давление у башмака труб, принимают обычно на 0,3...0,4МПа меньше рабочего давления.

$$P_1 = P_p - 0,4 \text{ МПа}$$

$$\text{При } P_{\text{заб}} < P_1: L = H_{\phi} - \Delta h$$

где  $\Delta h$  - расстояние от верхних отверстий фильтра до башмака труб, м.

Принимается по условно ( $\Delta h = 30 \dots 50$  м) из технологических соображений установка пакера: для того, чтобы закачиваемый газ не мешал нормальному притоку нефти и др.

3. Диаметр для газлифтного подъёмника определяют так же как и для фонтанного. Давление  $P_1$  в формуле в данном случае равно давлению у башмака труб (см. выше).

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho \cdot L}{(P_1 - P_y) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q \cdot \rho \cdot L}{\rho \cdot g \cdot L - (P_1 - P_y) \cdot 10^6}}, \text{ мм}$$

4. Определяют оптимальный полный удельный расход газа (включая собственный газ скважины) по формуле:

$$R_{\text{о.опт.}} = \frac{0,388 \cdot L \cdot (1 - \varepsilon)}{d^{0,5} \cdot \varepsilon \cdot \lg \frac{P_1}{P_y}}, \text{ м}^3/\text{т}$$

где  $\varepsilon$  - относительное погружение труб под уровень жидкости.

$$\varepsilon = \frac{(P_1 - P_y) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L}$$

5. Удельный расход нагнетаемого газа с учётом растворимости газа:

$$R_{\text{о.нагн.}} = R_{\text{о.опт.}} - G_{\text{эф}}, \text{ м}^3/\text{т}$$

где  $G_{\text{эф}}$  - эффективный газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{т}$  :

$$G_{\text{эф}} = \left[ G - \alpha_p \left( \frac{P_1 + P_y}{2} - P_0 \right) \right] \cdot (1 - n_v),$$

где  $P_0$  - атмосферное давление, МПа.

$$P_0 = 0,1 \text{ МПа}$$

6. Суточный расход газа,  $\text{м}^3/\text{сут}$ :

$$V_{\text{о.зак.}} = R_{\text{о.нагн.}} \cdot Q$$

7. Выясняют необходимость применения пусковых клапанов, для этого определяют пусковое давление для однорядного подъёмника кольцевой системы по формулам:

$$\text{При } H_{\text{ст}} = 0: P_{\text{пуск}} = L \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа}$$

При  $H_{ст} > 0$ : вначале определяют превышение уровня жидкости в НКТ над статическим уровнем при продавливании по формуле:

$$H_{ст} = \frac{(P_p - P_y) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \cdot \frac{D^2 - d^2}{D^2}, \text{ м}$$

- если  $\Delta H < H_{ст}$ , то пусковое давление определяют по формуле, МПа

$$P_{пуск} = L \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot 10^{-6}$$

-  $\Delta H < H_{ст}$ :  $P_{пуск} = (L - H_{ст}) \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot 10^6 \cdot \frac{D^2}{d^2}$ , МПа

Если  $P_{пуск} > P_p$  – необходимо применять газлифтные клапаны.

Данные для расчета в таблице 16.

Таблица 16

Наименование исходных данных	Варианты															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_{ф}$ , м	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Диаметр эксплуатационной колонны $D$ , мм	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Устьевое давление $P_{у}$ , МПа	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Рабочее давление $P_p$ , МПа	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Газовый фактор $G$ , м <sup>3</sup> /м	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha_r$ , 1/МПа	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Коэффициент продуктивности $K$ , т/сут*МПа	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Плотность смеси нефти и газа $\rho_{см}$ , кг/м <sup>3</sup>	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Статический уровень жидкости $H_{ст}$ , м	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Обводненность $n_v$ , %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### Контрольные вопросы:

1. Дать характеристику систем подачи рабочего агента.
2. Перечислите виды газлифтных подъемников.

### 3. Принцип работы газлифтного подъемника.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

## Практическое занятие № 14

### Тема: Схема штанговой скважинной установки

**Цель:** формирование умений определения узлов и механизмов УШГН и принципа их работы.

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

Штанговая насосная установка ШНУ (рис.11) состоит из наземного и подземного оборудования. Подземное оборудование включает: штанговый скважинный насос (ШСН) со всасывающим клапаном 1 (неподвижный) на нижнем конце цилиндра и нагнетательным клапаном 2 (подвижный) на верхнем конце поршня-плунжера, насосные штанги 3 и трубы.

Кроме того, подземное оборудование может включать различные защитные устройства (газовые и песочные якоря, хвостовики), присоединяемые к приемному патрубку ШСН и улучшающие его работу в осложненных условиях (песок, газ).

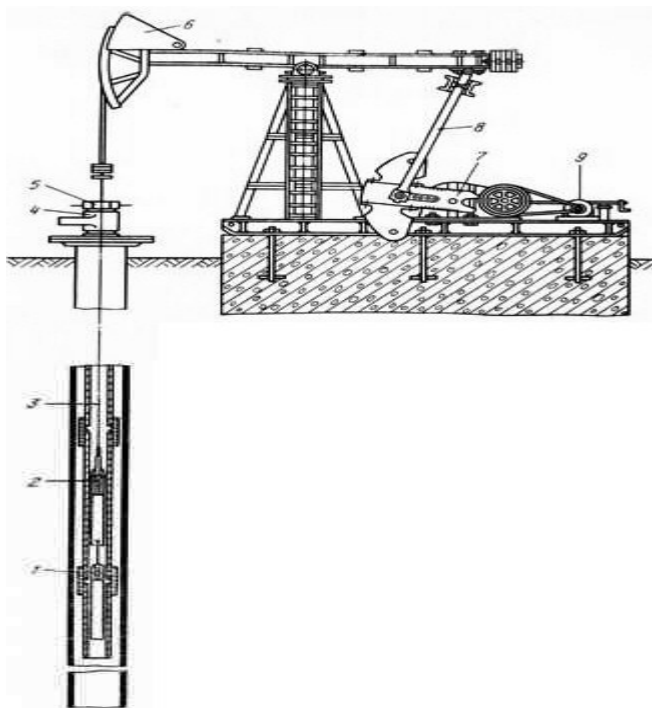


Рис.11 Схема штанговой насосной установки

В наземное оборудование входит станок-качалка (СК), состоящий из электродвигателя 9, кривошипа 7, шатуна 8, балансира 6, устьевого сальника 5, устьевой обвязки и тройника 4.

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение, близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для

сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте.

Балансир качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами 7 с помощью двух шатунов 8, расположенных по обе стороны редуктора. Кривошипы с подвижными противовесами могут перемещаться относительно оси вращения главного вала редуктора на то или иное расстояние вдоль кривошипов. Противовесы необходимы для уравнивания СК.

Редуктор с постоянным передаточным числом, маслозаполненный, герметичный имеет трансмиссионный вал, на одном конце которого предусмотрен трансмиссионный шкив, соединенный клиноременной передачей с малым шкивом электродвигателя 9. На другом конце трансмиссионного вала имеется тормозной барабан. Опорный подшипник балансира укреплен на металлической стойке-пирамиде.

Все элементы станка-качалки - пирамида, редуктор, электродвигатель - крепятся к единой раме, которая закрепляется на бетонном фундаменте. Кроме того, все СК снабжены тормозным устройством, необходимым для удержания балансира и кривошипов в любом заданном положении. Точка сочленения шатуна с кривошипом может менять свое расстояние относительно центра вращения перестановкой пальца кривошипа в то или иное отверстие, которых для этого предусмотрено несколько. Этим достигается ступенчатое изменение амплитуды качаний балансира, т. е. длины хода штанг.

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число, то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателя на больший или меньший диаметр.

Промышленностью выпускается большое число станков-качалок различных типоразмеров (так называемый нормальный ряд) грузоподъемностью на головке балансира от 10 до 200 кН, в соответствии с широким диапазоном глубин и дебитов скважин, которые приходится оборудовать штанговыми установками (ШСНУ).

Типоразмеры СК и их основные параметры регламентируются государственным стандартом.

Штанговый скважинный насос состоит из длинного (2 - 4 м) цилиндра той или иной конструкции. На нижнем конце цилиндра укреплен неподвижный всасывающий клапан, открывающийся при ходе вверх. Цилиндр подвешивается на трубах. В нем перемещается поршень-плунжер, выполненный в виде длинной (1 - 1,5 м) гладко обработанной трубы, имеющей нагнетательный клапан, также открывающийся вверх.

Плунжер подвешивается на штангах. При движении плунжера вверх жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме

насоса заполняет внутреннюю полость цилиндра. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывает нагнетательный клапан. Таким образом, плунжер с открытым клапаном погружается в жидкость. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер превращается в поршень и поднимает жидкость на высоту, равную длине хода (0,6 - 6 м). Накапливающаяся над плунжером жидкость достигает устья скважины и через тройник поступает в нефтесборную сеть.

**Контрольные вопросы:**

1. Перечислить комплекс подземного оборудования УШГН.
2. Перечислить комплекс подземного оборудования УШГН.
3. Принцип работы штангового насоса.
4. Назначение и принцип работы станка-качалки.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

### Практическое занятие № 15

#### Тема: Динамограммы. Исследование скважин, эксплуатируемых УШГН

**Цель:** формирование умений интерпретации динамограмм и определения характера нарушений в работе УШГН.

**Время выполнения:** 2 часа

#### Теоретический материал

Теоретическая динамограмма показана на рис. 12. На нее наложена (показана пунктиром) типичная фактическая динамограмма исправного насоса, спущенного на небольшую глубину и работающего в условиях отсутствия газа.

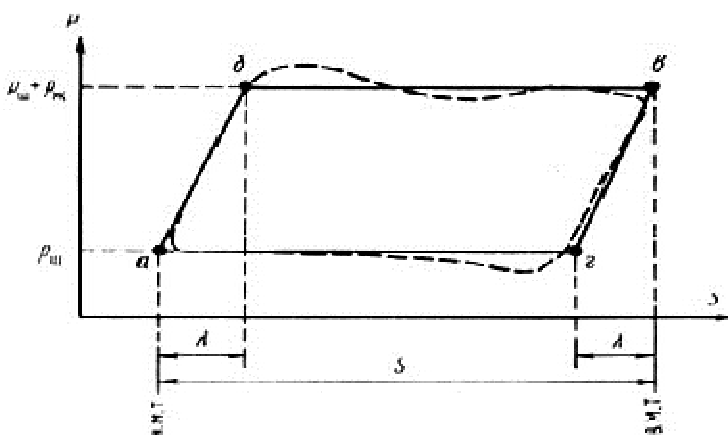


Рис. 12 Теоретическая динамограмма (сплошная линия), совмещенная с фактической (пунктирная линия), нормально работающей штанговой насосной установки при малых глубинах.

Линия **АБ** означает деформацию штанг и труб и отражает процесс восприятия штангами нагрузки от веса жидкости. Это происходит при перемещении штока на величину  $\lambda$ , начиная от н. м. т.

Линия **БВ** - полезный ход плунжера, во время которого статическая нагрузка на шток равна весу штанг и жидкости.

Точка в соответствует верхней мертвой точке (**В. М. Т.**). Линия **ВГА** - ходу вниз, при котором также штанги и трубы деформируются, но в обратном порядке, так как нагнетательный клапан открывается, штанги теряют при этом нагрузку и сокращаются, а трубы (всасывающий клапан закрывается) приобретают ее и удлиняются.

Реальная динамограмма всегда отличается от теоретической. Превышение пунктира над линией бв означает появление дополнительных нагрузок, связанных с инерцией системы и трением, этим же объясняется снижение пунктирной линии по отношению к линии га при ходе вниз. Изучение снятой динамограммы и ее сопоставление с теоретической позволяет выявить ряд дефектов и неполадок в работе ШСНУ. Так, смещение точек **б** и **г** вправо означает пропуски в нагнетательной части насоса в результате растягивания во времени процесса перехода нагрузки  $R_{ж}$  с труб на штанги. пропуск в нагнетательной части приводит к заполнению объема цилиндра, высвобождаемого плунжером, перетекающей жидкостью и, таким образом, создает на плунжер подпор снизу. Чем больше утечки в нагнетательной части, тем сильнее смещение точек **б** и **г** вправо.

При пропуске в приемной части (всасывающий клапан) происходит обратное явление. Точки **б** и **г** смещаются влево. Утечки жидкости в приемной части раньше времени снимают подпор плунжера снизу и штанги воспринимают вес жидкости быстрее.

На динамограмме отражается вредное влияние газа, попадающего в ШСН. В этом случае переход от точки **В** к линии **АГ** происходит плавно, что означает сжатие газа в цилиндре под плунжером. Динамограммы позволяют выявить правильность посадки плунжера в цилиндре. Появление короткого спада нагрузки вблизи **Н. М. Т.**, ниже  $P_{шт}$ , свидетельствует об ударе плунжера о всасывающий клапан. Резкое снижение нагрузки ниже  $P = P_{ш} + P_{ж}$  вблизи **В. М. Т.** означает выход плунжера из цилиндра насоса (если насос невставной), а появление пика у **В. М. Т.** - удары плунжера об ограничительную гайку цилиндра в случае вставного насоса (рис. 13.).

Подобная расшифровка динамограмм, однако, возможна в ограниченных случаях (малые глубины, жесткие штанги, малые диаметры плунжера).

При возникновении колебательных нагрузок, т. е. при динамическом режиме откачки  $\varphi = \omega L/a > 0,20$ , динамограмма искажается и в некоторых случаях при нормально работающем скважинном насосе может приобрести очень сложный вид.

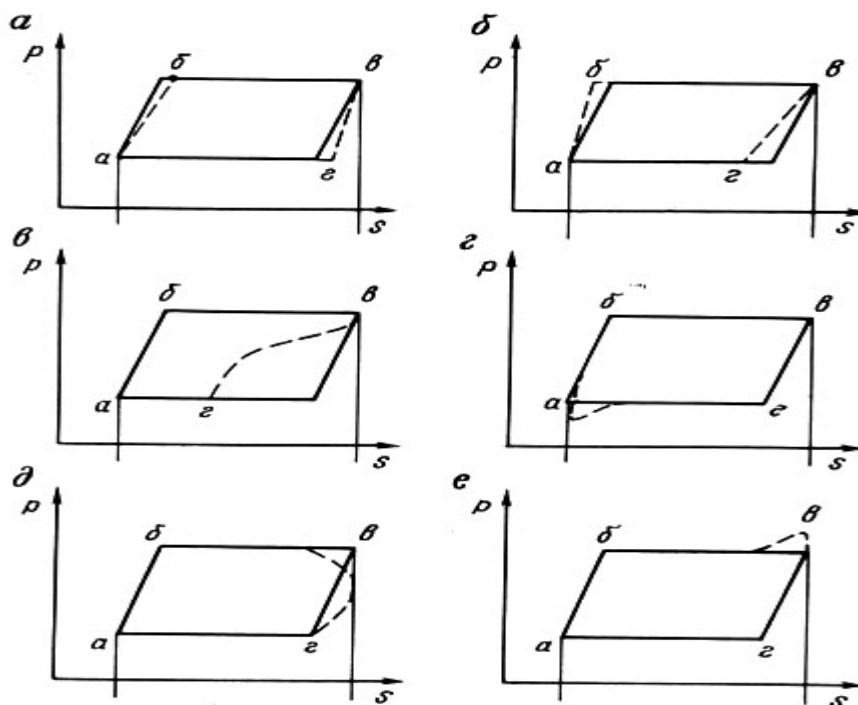


Рис. 13 Отражение дефектов работы штангового насоса на динамограмме: а - пропуски в нагнетательной части, б - пропуски во всасывающей части, в - влияние газа, г - низкая посадка плунжера, д - выход плунжера из цилиндра трубного насоса, е - удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса

Это является результатом наложения на нормальную динамограмму нагрузок, вызванных колебательными процессами в штангах, которые в свою очередь есть результат интерференции собственных упругих колебаний штанг и вынужденных колебаний, вызванных работой станка-качалки.

Анализ и расшифровка сложных динамограмм связаны с необходимостью перехода от динамограммы, снятой на верхнем конце колонны штанг (полированный шток), к динамограмме, соответствующий нижнему концу колонны штанг. Это равносильно установке динамографа непосредственно над плунжером. Вообще такие динамографы были созданы, однако их использование связано с двукратным спуском и извлечением штанг и насоса из скважины и поэтому они не нашли практического применения.

Для подобной диагностики работы ШСНУ и получения глубинной динамограммы используют довольно сложную аналитическую обработку поверхностной динамограммы. При этом составляющие нагрузок, вызванные колебаниями колонны штанг и их упругими деформациями, рассчитывают и исключают при построении глубинной динамограммы. Поверхностная динамограмма  $P(S)$  по точкам перестраивается в зависимость нагрузки от

времени  $P(t)$ . Затем ординаты каждой точки зависимости  $P(t)$  пересчитываются на соответствующие значения глубинной динамограммы. Если координаты всех точек (обычно 36; через каждые  $10^\circ$  угла поворота кривошипа), т. е. значения  $P(t)$  в виде таблицы ввести в ЭВМ, то получение такой глубинной динамограммы упрощается.

На поверхностной динамограмме находят отражения все дефекты работы СК, главным образом удары и люфты в сочленениях шатунно-кривошипного механизма, в шпонках и зубьях редуктора.

Динамометрирование ШСНУ дает важную информацию о работе установки в целом. На автоматизированных промыслах оно осуществляется дистанционно из центрального диспетчерского пункта. С этой целью СК оборудуются специальными тензометрическими датчиками усилий и датчиками хода полированного штока.

**Задание к работе:**

1. Характеристика метода исследования скважин, оборудованных ШСНУ.
2. Виды динамограмм и их характеристика.
3. Динамометрирование (определение).
4. Выявить отличия теоретической динамограммы от практической.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическое занятие № 16**

**Тема: Выбор электродвигателя станка-качалки. Определение нагрузок на штанги и станок качалку**

**Цель:** формирование умений расчета мощности электродвигателя.

**Время выполнения:** 2 часа

**Теоретический материал**

Необходимая мощность электродвигателя может быть определена по формуле Д. В. Ефремова:



$$N = 0,0409 \pi d^2 S n \gamma L \left( \frac{1 - \eta_n \eta_c}{\eta_n \eta_c} + \eta \right) K,$$

где  $N$  — мощность электродвигателя в  $\text{kвт}$ ;

$d$  — диаметр плунжера насоса в  $\text{м}$ ;

$S$  — длина хода сальникового штока в  $\text{м}$ ;

$n$  — число качаний балансира в минуту;

$\gamma$  — удельный вес откачиваемой жидкости;

$L$  — высота подъема жидкости, считая от динамического уровня в скважине (глубина спуска насоса), в  $\text{м}$ ;

$\eta_n$  — к. п. д. насоса;

$\eta_c$  — к. п. д. станков-качалок, который может быть принят для станков нормального ряда равным 0,8;

$\eta$  — коэффициент подачи насоса;

$K$  — коэффициент степени уравниваемости станка-качалки; по данным Ефремова, для неуровновешенной системы  $K = 3,4$ , для уравниваемой  $K = 1,2$ .

К. п. д. насоса определяется по формуле:

$$\eta_n = \frac{N_1}{N_1 + N_3}$$

где  $N_1$  — теоретическая мощность для подъема теоретически подаваемой насосом жидкости:

$$N_1 = \frac{Q_{\text{т}} \gamma L \cdot 1000}{86400 \cdot 102}$$

$N_3$  — потеря мощности в насосе, равная  $N_1 - N_2$ ; здесь  $N_2$  — теоретическая мощность для подъема жидкости, фактически подаваемой насосной установкой:

$$N_2 = \frac{Q_{\text{ф}} \gamma L \cdot 1000}{86400 \cdot 102}$$

Для практических подсчетов мощности электродвигателей пользуются также упрощенной формулой, в которой учитывается только механический к. п. д., дающий достаточно точный результат:

$$N = \frac{P_{\text{ж}} v}{75 \eta} \cdot 0,736 \text{ квт},$$

где  $P_{\text{ж}}$  — давление столба жидкости в трубах на плунжер насоса в  $\text{кг}$ ;

$v$  — средняя линейная скорость плунжера, равная  $\frac{S n \cdot 2}{60} \text{ м/сек}$  (здесь  $S$  — длина хода в  $\text{м}$ ,  $n$  — число качаний);

$\eta$  — механический к. п. д. установки, равный 0,88.

Определить мощность электродвигателя при следующих параметрах работы установки: насос диаметром 68 мм, глубина спуска насоса 600 м, длина хода сальникового штока 3 м, число качаний в минуту 10, удельный вес откачиваемой жидкости 0,9; коэффициент подачи 0,75.

**Контрольные вопросы:**

1. Чему равен коэффициент уравновешенности станка-качалки для различных систем?
2. Какой формулой определяется средняя линейная скорость плунжера?
3. Как рассчитать потерю мощности насоса?

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическое занятие № 17**

**Тема: Схема установки ЭЦН. Методика подбора УЭЦН для скважин**

**Цель:** формирование умений определения узлов и деталей УЭЦН и их назначение.

**Время выполнения: 2 часа**

**Теоретический материал**

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) – это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. ПЦЭН опускается в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150—300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясами электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой.

*Центробежные насосы* – это погружные, центробежные, секционные, многоступенчатые насосы. В основном, все насосы в настоящее время проектируются по модульному принципу и в общем случае состоят из: входного модуля, насосных модуль-секций, выходного модуля, обратного и спускного клапана. Секции насоса, связанные фланцевыми соединениями представляют собой металлический корпус, изготовленный из стальной трубы длиной до 5,5 м.

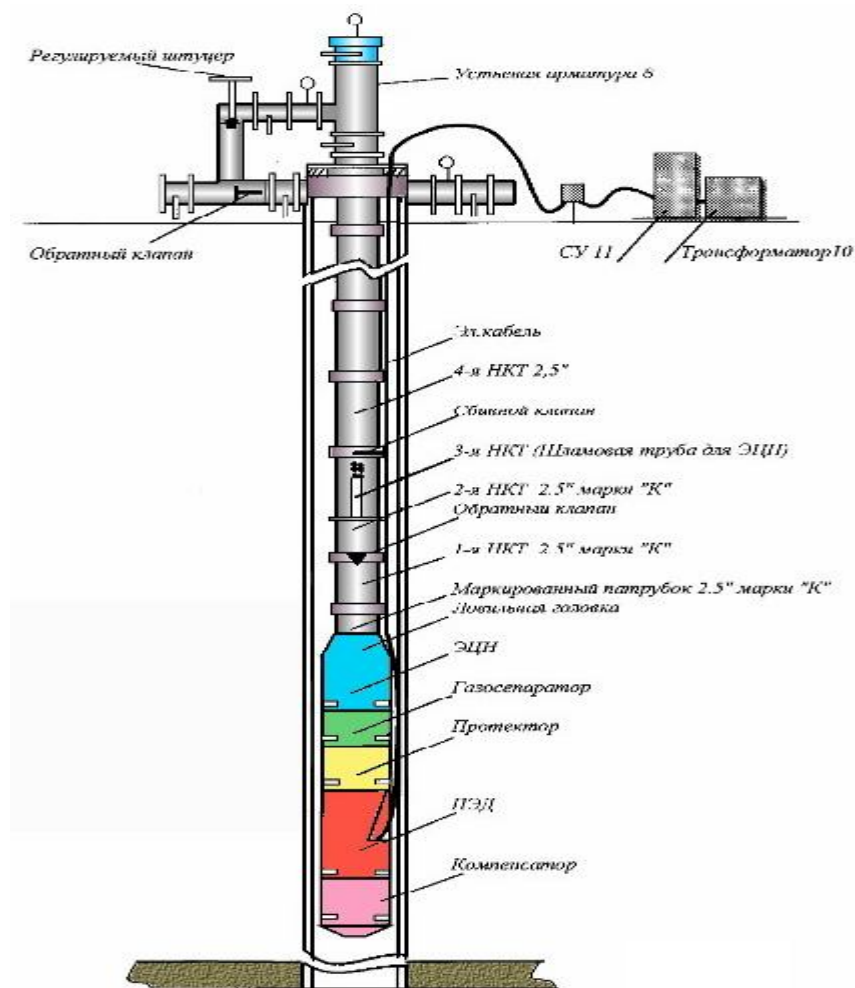


Рис.14 Схема компоновки УЭЦН

В корпусе секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Рабочие колеса устанавливаются на валу на продольной механической шпонке, они могут перемещаться в продольном направлении.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль - головку насоса, а спусковой - в корпус обратного клапана.

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса.

Материалы, используемые, для изготовления рабочих колес и направляющих аппаратов: специальный модифицированный чугун, и чугун типа «нирезист», и полимерные материалы со специальным наполнителем.

Направляющие аппараты закреплены от поворота в корпусе гайкой-ниппелем, расположенном в верхней части корпуса.

Число ступеней колеблется от 127 до 473. В верхней части насоса находится ловильная головка, в которой расположен обратный клапан и к которой крепятся НКТ. Различное материальное и конструкторское исполнение насосов позволяет изготавливать насосы с термостойкостью до 200<sup>0</sup> С и высокой износостойкостью. Обратный клапан позволяет производить опрессовку насосно-компрессорных труб.

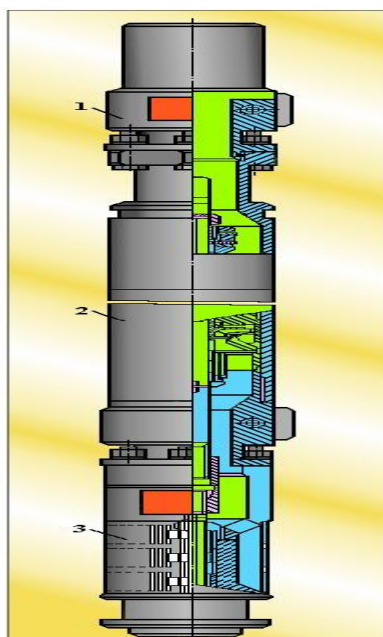


Рис.15 Насос погружной

1- модуль-головка, 2-модуль-секция, 3-модуль входной

#### *Погружной электродвигатель*

В качестве привода насоса используется погружной, трехфазный, асинхронный с короткозамкнутым многосекционным ротором вертикального исполнения, маслonaполненный двигатель типа ПЭО. ПЭО состоит из статора, ротора, головки и основания. Корпус статора изготавливается из стальной трубы, на концах которой предусмотрены резьбы для подсоединения головки и основания двигателя. Выводные концы обмотки соединяют с кабелем через специальную изоляционную колодку кабельного ввода. Двигатель заполняется специальным, маловязким, высокой диэлектричности маслом, служащим как для охлаждения, так и для смазки. Погружные электродвигатели имеют следующие шифры: ПЭО 125-131 АВ5, где 125 – номинальная мощность кВт; 138 – диаметр корпуса, мм; АВ5 – серия двигателя.

#### *Гидрозащита*

Предназначена для защиты ПЭД от проникновения в его полость пластовой жидкости. Она состоит из протектора и компенсатора.

Протектор устанавливается между ЭЦН и ПЭД. Он имеет две камеры, разделенные эластичной резиновой диафрагмой и заполненные маслом. Протектор обеспечивает смазку упорного подшипника, который воспринимает осевую нагрузку от вала ЭЦН и защищает ПЭД от проникновения в его полость скважинной жидкости. Выравнивание давления в протекторе и скважине обеспечивается обратным клапаном, расположенным в нижней части протектора. Пробка обратного клапана должна выворачиваться перед спуском погружного агрегата в скважину.

Компенсатор присоединяется к основанию ПЭД и имеет устройство для автоматического сообщения с полостью электродвигателя в процессе спуска установки, что значительно упрощает монтаж на скважине (для оборудования завода «Алнас»). Он состоит из маслonaполненной камеры, образуемой эластичной резиновой диаграммой и защищенной от повреждения стальным корпусом. Полость за диаграммой сообщена со скважиной отверстиями. Компенсатор защищает ПЭД от проникновения в его полость скважинной жидкости.

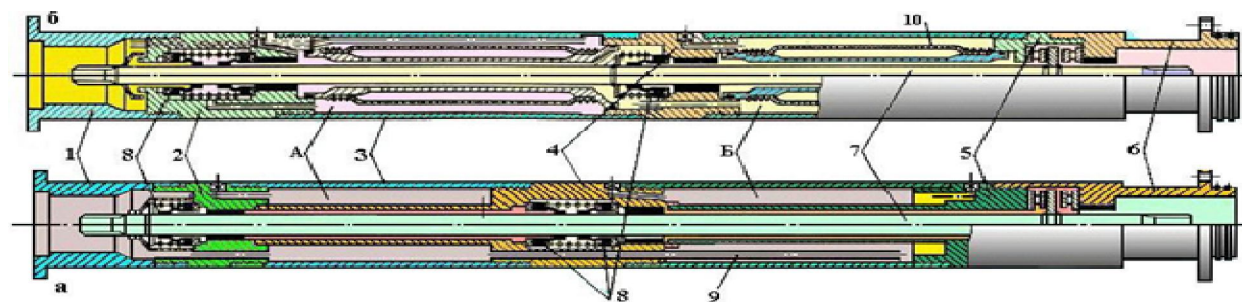


Рис.16 Гидрозащита а-открытого типа, б-закрытого типа

А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1 - головка; 2 - верхний ниппель; 3 - корпус; 4 - средний ниппель; 5 - нижний ниппель; 6 - основание; 7 - вал; 8 - торцовое уплотнение; 9 - соединительная трубка; 10 - диафрагма

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до  $2 \text{ г/см}^3$ , обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя.

Конструкция гидрозащиты открытого типа представлена на рис. 5, а, закрытого типа - на рис. 5, б.

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя - диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

#### *Станция управления*

Обеспечивает включение и выключение установки, самозапуск после появления исчезнувшего напряжения и аварийного отключения. Станция управления имеет ручное и автоматическое управление, управление с диспетчерского пульта, работает по программе. СУ может быть укомплектована вариатором числа оборотов электродвигателя (преобразователь частот), вторичными системами телеметрии и при необходимости может оснащаться электроподогревом.

#### *Трансформатор*

Трансформаторы повышают напряжение подачи электроэнергии от напряжения промышленной сети (380 В) до напряжения питающего тока в ПЭО (350-6000 В) с учетом потерь напряжения в кабеле. Подстанции трансформаторные комплектные серии КТППН и КТППНКС предназначены для питания, управления и защиты погружных электродвигателей серии ПЭД мощностью от 16 до 125 кВт. Подстанции КТППНКС рассчитаны на питание, управление и защиту 4 погружных электродвигателей в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

Подстанции комплектуются трансформаторами серии ТМПН от 100 до 400 кВА.

#### *Кабель*

С поверхности до погружного агрегата подводят питающий кабель типа КПБК, а в пределах погружного агрегата - типа КПБП. Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается в горячих пресс-формах. Потери напряжения в кабеле составляют 25-125 В на 1000 метров. В широком ассортименте (завод «Алнас») применяются различные материалы: броня из нержавеющей оцинкованной стали, термостойкая до 200<sup>0</sup> С изоляция, свинцовая оболочка и др.

#### *Оборудование устья скважины*

Обеспечивает муфтовую подвеску НКТ, герметизацию устья, подачу продукции. Скважина обязательно комплектуется буферными манометрами и патрубками эхолотирования для качественного контроля за параметрами работы скважины (рис.17). Так же обязательна установка обратного клапана для стравливания лишнего скопившегося газа из затрубного пространства в выкидную линию в коллектор. На некоторых скважинах предусматривается установка регулируемого штуцера для облегчения вывода скважины на режим после ремонта.

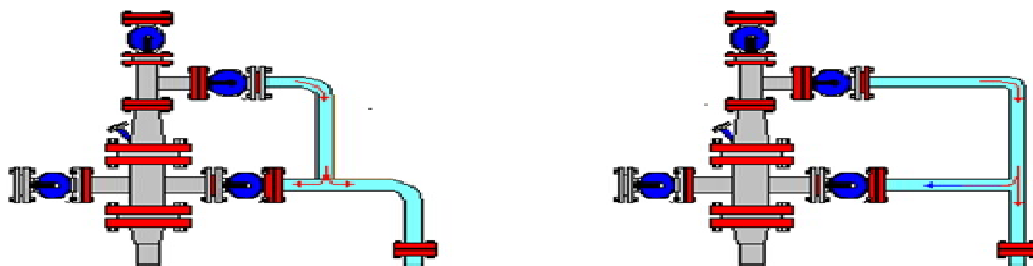


Рис.17 Оборудование устья скважины

Обеспечивает муфтовую подвеску НКТ, герметизацию устья, подачу продукции. Скважина обязательно комплектуется буферными манометрами и патрубками эхолотирования для качественного контроля за параметрами работы скважины. Так же обязательна установка обратного клапана для стравливания лишнего скопившегося газа из затрубного пространства в выкидную линию в коллектор.

**Контрольные вопросы:**

1. Характеристика погружных насосов и принцип их работы.
2. Основные элементы погружных электродвигателей и их назначение.
3. Для чего предназначена станция управления.
4. Компоновка УЭЦН.
5. Электрический кабель (назначение).

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

**Практическое занятие № 18**

**Тема: Добыча нефти бесштанговыми насосами. Контроль параметров разработки в процессе эксплуатации**

**Цель:** формирование умений работы с системами погружной телеметрии

**Время выполнения: 2 часа**

**Теоретический материал**

Система термоманометрическая (ТМС) (рис.32) погружной телеметрии "РУМБ ТМС-02" предназначена для измерения в процессе добычи нефти следующих параметров:

- температуру статорной обмотки погружного электродвигателя (ПЭД);
- температуру флюида на приеме насоса;
- давление флюида на приеме насоса;
- давление масла ПЭД;
- виброускорение ПЭД в осевом и радиальных направлениях;
- угловое отклонения УЭЦН от вертикальной оси;
- сопротивление изоляции силового кабеля.





Рис.18 Система термоманометрическая "РУМБ ТМС-02"

ТМС "РУМБ ТМС-02" применяется в составе установок электроцентробежных насосов. Параметры, измеренные ТМС, позволяют системам, управляющим работой УЭЦН, осуществлять:

- дополнительную защиту погружного электродвигателя;
- оптимизацию работы УЭЦН;
- автоматическое поддержание заданного уровня жидкости в скважине;
- автоматизированное получение данных для гидродинамических исследований скважины.

В состав системы "РУМБ ТМС-02" входят три модуля:

- погружной модуль "РУМБ МГТ-02" устанавливается через переходную муфту в нижней части двигателя, подключается к обмотке, соединенной в "звезду", и содержит датчики, электронную часть, блок защиты электронной части от высокого напряжения и разъем интерфейса расширения для подключения дополнительных глубинных приборов;

- переходная муфта производится в различных модификациях для установки ТМС на любые серийно выпускаемые ПЭД диаметром от 103 мм и более, по дополнительной заявке переходная муфта может содержать отсек с масляным фильтром для ПЭД;

- наземный модуль "РУМБ МПГТ-02" устанавливается в шкаф станции управления и служит для приема, обработки и передачи в контроллер станции управления (КСУ) информации, полученной от погружного модуля, а также производит непрерывное измерение сопротивления изоляции системы "кабель-электродвигатель".



### Технические характеристики

Характеристики	Значения
Напряжение питания, В	от 85 до 640
Время обновления телемеханической информации, сек	4
Диапазон измерения температуры статорных обмоток двигателя, °С	от –40 до +200 +1°С
Диапазон измерения температуры флюида на приеме насоса, °С	от –40 до +150 +1°С
Диапазон измерения давления, МПа	от 0 до 50 +0.2 МПа
Диапазон измерения вибрационных ускорений ПЭД, g	от 0 до 10 +0.2g
Диапазон измерения угла отклонения ПЭД от вертикали, град	от 0 до 90 +2%
Интерфейсы для связи с КСУ	RS-232, RS-485
Протокол обмена наземного модуля с КСУ	Modbus
Габаритные размеры "РУМБ МПГТ-02", ДхГхВ, мм	200×244×133
Габаритные размеры "РУМБ МГТ-02" без переходной муфты, ØхL, мм	102×652

Отличительные особенности:

- высокая точность измерений;
- датчики давления и температуры флюида на приеме насоса непосредственно сообщаются с внешней средой;
- для измерения давления применяются высокоточные тензометрические датчики;
- возможно производить измерение угла наклона ПЭД как в процессе спуска УЭЦН так и при ее эксплуатации;
- высокая частота измерения сопротивления изоляции обеспечивает быстрое срабатывание защиты контроллера (не более 0,09 с);
- передача информации от погружного модуля в наземный осуществляется по силовому кабелю при помощи цифрового сигнала;

- защита электронной части погружного модуля от высокого напряжения (до 1500 или до 3000 В в зависимости от комплектации) позволяет использовать мегомметр без риска повреждения погружного модуля;
- возможность подключения мегомметра без соблюдения полярности;
- простота монтажа;
- высокая коррозионная стойкость и износостойкость погружного модуля;
- возможность установки масляного фильтра для ПЭД;
- наличие в наземном модуле двух коммуникационных цифровых интерфейсов (RS-232 и RS-485) для связи с контроллером станции управления;
- возможность сопряжения наземного модуля через цифровые каналы с любой станцией управления;
- наличие в наземном модуле трех универсальных аналоговых выходов, настраиваемых при помощи коммуникационной программы;
- интерфейс расширения позволяет подключать к ТМС дополнительные глубинные приборы.

**Контрольные вопросы:**

1. Назначение ТМС.
2. Состав и конструкция системы ТМС.
3. Преимущества телеметрической системы.

**Рекомендуемая литература: 2,5,7**

## **Практическое занятие № 19**

### **Тема: Конструкция и схема сепараторов. Конструкция и схема диспергаторов.**

**Цель:** формирование умений обслуживания скважинного оборудования.

**Время выполнения:** 2 часа

#### **Теоретический материал**

Стабильная работа УЭЦН осуществляется при содержании свободного газа на входе в насос (по техническим условиям) от 5 до 25% в зависимости от типоразмера насоса.

При увеличении количества свободного газа происходит ухудшение работы насоса. Газированная жидкость в некоторых случаях, если среда тонкодисперсная и наличие свободного газа не превышает допустимого, может положительно влиять на работу насоса, т.к. происходит уменьшение плотности и вязкости откачиваемой смеси.

Но, чаще всего, происходит частичное или полное заклинивание каналов рабочих колес в насосе при большом содержании газа, которое приводит к уменьшению подачи насоса, снижению наработки насоса на отказ.

В некоторых случаях может происходить выход из строя погружного электродвигателя из-за плохого его охлаждения за счет отсутствия потока жидкости.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую его работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов.

Газосепараторы предназначены для обеспечения стабильной работы погружного насоса при откачке высокогазированной жидкости.

Газосепараторы предназначены для обеспечения стабильной работы погружного насоса при откачке высокогазированной жидкости.

Применение газосепараторов или диспергаторов позволяет: предотвратить кавитацию, заклинивание рабочих органов насоса, обеспечить необходимую производительность насоса, повысить коэффициент полезного действия. Принцип работы диспергатора заключается в обеспечении необходимого диаметра пузырьков газа в откачиваемой газожидкостной смеси (ГЖС) путем их измельчения; газосепаратора — в удалении газовой фазы из откачиваемой смеси.

Все виды применяемого оборудования находятся на входе в первую рабочую ступень насоса, т.е. жидкость до входа в насос проходит через дополнительное устройство.

Мировыми производителями выпускается три типа газосепараторов:

- гравитационные;
- вихревые;
- центробежные.

Применение центробежных газосепараторов является самым надежным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа. От эффективности их работы во многом зависят параметр эксплуатации и наработка на отказ погружного насоса в скважине.

Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил.

Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный-наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение.

К устройствам предъявляются следующие требования:

- ликвидация вредного влияния свободного газа, содержание которого больше допустимого по техническим условиям, что и приводит к срыву подачи насоса, которая обеспечивается за счет уменьшения диаметра пузырьков (для диспергаторов) или выброс газа в затрубное пространство (для газосепараторов);

– обеспечение минимального диаметрального размера устройства, соответствующего диаметральным размерам насоса определенной габаритной группы;

– необходимую подачу жидкости через рабочие органы устройства для обеспечения устойчивой работы насоса;

– обеспечение прохождения удлиненного, за счет применения устройства, погружного агрегата по всей глубине скважины, особенно — в наклонно направленных скважинах.

Наиболее часто применимы центробежные сепараторы. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ (рис.19) состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами.

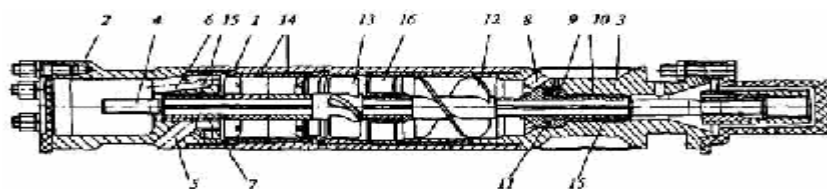


Рис.19 Газосепаратор МН(К)-ГСЛ

В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пята 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15. В корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

По результатам эксплуатации скважинных сепараторов на месторождениях Западной Сибири была зафиксирована удовлетворительная работа УЭЦН в течение длительного времени при объемном расходе газосодержании равном 0,806.

Применение диспергаторов позволяет увеличить допускаемое значение объемного газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры среды. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

Диспергатор является сильным турбулизатором потока и способствует эффективному выравниванию структуры газожидкостной смеси. Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса взамен нескольких рабочих ступеней.

Конструкции диспергаторов разнообразны и должны отвечать главному условию, т.е. создавать на приеме УЭЦН эффективную турбулизацию потока. Одна из возможных конструкций турбулизатора электроцентробежного насоса приведена на рис. 20.

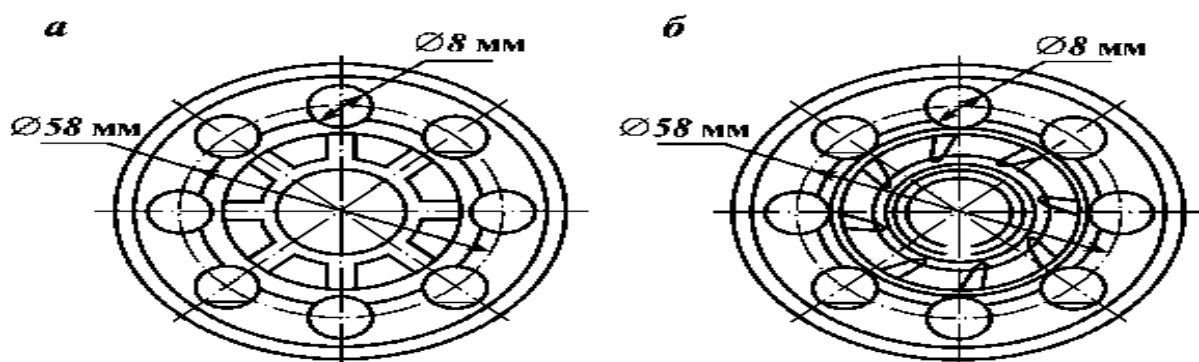


Рис. 20 Турбулизатор электроцентробежного насоса:  
а - направляющий аппарат; б - рабочее колесо

Данная конструкция диспергатора состоит из нескольких реконструированных ступеней насоса. Диспергатор такого типа является сильным турбулизатором потока и способствует эффективному выравниванию структуры газожидкостной смеси.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Перечислить методы борьбы с вредным влиянием газа на работу УЭЦН.
2. Как свободный газ влияет на работу насоса?
3. Типы газосепараторов.
4. Принцип работы МН(К)-ГСЛ.
5. Принцип работы диспергатора.

**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 17

№	Наименование	Баллы
1.	ПР №1. Условия притока жидкости и газов к скважинам	5
2.	ПР №2. Коэффициент гидродинамического совершенства скважин	5
3.	ПР №3. Подготовка скважин к эксплуатации и их освоение. Вторичное вскрытие пласта	5
4.	ПР №4. Конструкции забоев скважин	5
5.	ПР №5. Критерии выбора метода вызова притока	5
6.	ПР№6. Оборудование устья и ствола скважины	5
7.	ПР№7. Расчет процесса фонтанирования. Процесс регулирования дебита	5
8.	ПР№8. Классификация фонтанной арматуры и выбор фонтанной арматуры. Установление технологического режима работы фонтанных скважин	5
9.	ПР№9. Комплекс скважинного оборудования для фонтанной эксплуатации. Условия, причины и типы фонтанирования.	5
10.	ПР№10. Оборудование газлифтных скважин	5
11.	ПР№11. Технологическая схема компрессорного и бескомпрессорного газлифта	5
12.	ПР№12. Определение длины и диаметра лифта. Расчет расхода газа	5
13.	ПР№13. Установление режима работы газлифтных скважин.	5
14.	ПР№14. Схема штанговой скважинной установки.	5
15.	ПР№15. Динамограммы. Исследование скважин, эксплуатируемых ШСНУ	5
16.	ПР№16. Выбор электродвигателя станка-качалки. Определение нагрузок на штанги и станок качалку	5
17.	ПР№17. Схема установки ЭЦН. Методика подбора УЭЦН для скважин	5
18.	ПР№18. Добыча нефти бесштанговыми насосами. Контроль параметров разработки в процессе эксплуатации	5
19.	ПР№19. Конструкция и схема сепараторов. Конструкция и схема диспергаторов.	5
20.	<b>ИТОГО</b>	<b>95</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

**ПМ.01 Ведение технологического процесса при всех  
способах добычи нефти, газа и газового конденсата**

**(Раздел 1. Основы технологии добычи нефти и газа)**

Методические указания по выполнению практических работ

Составитель:

**ЧЕРНОИВАНОВА Марал Атамурадовна**

Ответственный редактор

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

*В авторской редакции*