

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

Отделение разведки, разработки  
нефтяных и газовых месторождений

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

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

Методические указания по выполнению практических занятий  
по МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена  
специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений  
(часть 2)

Составитель **М.А.Черноиванова**

Тюмень  
ТюмГНГУ  
2016

МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (Раздел 1 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений): метод. указания по выполнению практических занятий для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (часть 2) / сост. М.А. Черноиванова; Тюменский государственный нефтегазовый университет. –1-изд. – Тюмень: Издательский центр БИК, ТюмГНГУ, 2016. - с.32

Ответственный редактор: Н.М. Пальянова, заведующий отделением разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании предметно-цикловой комиссии разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений «24» февраля 2016 года, протокол № 7

### **Аннотация**

Методические указания по междисциплинарному курсу «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (раздел 1 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений) (часть 2) предназначены для обучающихся по программам подготовки специалистов среднего звена специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Методические указания содержат краткие теоретические сведения по изучаемым темам, содержание практических занятий, примеры решения задач, задачи для самостоятельного решения, а также контрольные вопросы и список литературы.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Содержание практических занятий	6
Практическое занятие № 8 Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры	7
Практическое занятие № 9 Расчет фонтанного подъемника	13
Практическое занятие № 10 Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры	17
Практическое занятие № 11 Расчёт однорядного газлифтного подъёмника кольцевой системы	19
Практическое занятие № 12 Определение длины и диаметра лифта. Расчет расхода газа	22
Практическое занятие № 13 Применение фонтанного и газлифтного способов эксплуатации на примере месторождений Западной Сибири	28
Критерии оценки работ обучающихся	30
Список литературы	31

## ВВЕДЕНИЕ

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

Целью выполнения практических занятий является:

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

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

**иметь практический опыт:**

- контроля и поддержания оптимальных режимов разработки и эксплуатации скважин;

**уметь:**

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

**знать:**

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

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций таблица 1:

Таблица 1

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений
ПК 1.2	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин
ПК 1.3	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях
ПК 1.4	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин
ПК 1.5	Принимать меры по охране окружающей среды и недр
ОК 1	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес
ОК 2	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество
ОК 3	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность
ОК 4	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития
ОК 5	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности
ОК 6	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями
ОК 7	Брать на себя ответственность за работу членов команды, за результат выполнения заданий
ОК 8	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации
ОК 9	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности

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

#### 1. Порядок выполнения:

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

#### 2. Форма отчетности:

Результаты выполнения практических занятий должны оформляться в тетради и содержать:

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

## СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

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

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

Таблица 2

### Перечень тем практических занятий

№ п/п	Наименование тем	Наименование практических занятий	Трудоемкость (часы)	Формируемые компетенции
1	Тема 1.3 Фонтанная добыча нефти	ПЗ №8. Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры	2	ПК 1.1 ОК 4
		ПЗ №9. Расчет фонтанного подъемника	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 4
		ПЗ №10. Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 4
2	Тема 1.4 Газлифтная добыча нефти	ПЗ №11. Расчёт однорядного газлифтного подъёмника кольцевой системы	2	ПК 1.2 ОК 2 ОК 4
		ПЗ №12. Определение длины и диаметра лифта. Расчет расхода газа	2	ПК 1.2 ОК 4 ОК 5
		ПЗ №13. Применение фонтанного и газлифтного способов эксплуатации на примере месторождений Западной Сибири	3	ПК 1.2 ОК 2 ОК 5
Итого			13	

## Практическое занятие № 8

### Тема: Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение 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.

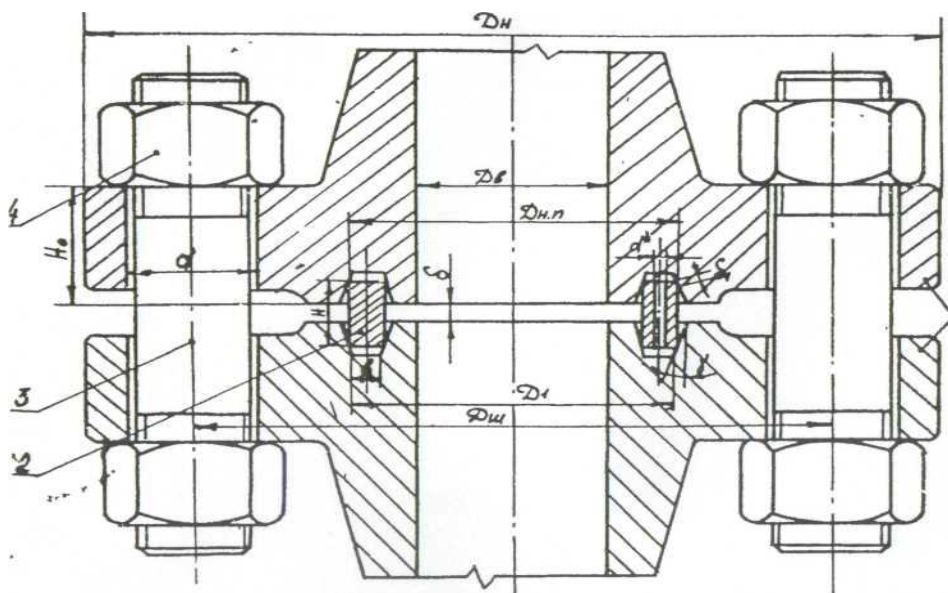


Рисунок 1 – Схема фланцевого соединения

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:

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

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  $P_{\text{экс}}$ , действующее при эксплуатации, учитывает действие давления  $P_{\text{дав}}$ , разжимающего фланцы; остаточное усилие затяжки  $\Delta P_{\text{зат}}$ , которое должно быть достаточным для уплотнения соединения; влияние температуры горячей перекачиваемой среды  $P_t$ ; влияние веса отводящих манифольдов  $P_m$ :

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

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

$$P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} = \frac{\pi D_{\text{ср}}}{4} P_r + \pi D_{\text{ср}} b \phi m P_r \quad (3),$$

Здесь  $P_r$  – 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:

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

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

Рабочая высота прокладки:

$$h_p = h_{\text{п}} - 0,22R \quad (5),$$

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

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

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

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

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

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

Напряжение в шпильке:

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

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 ( $m=3,2$ ):

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

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

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим по формуле:

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

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

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

Отсюда диаметр шпильки по впадине резьбы:

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

Выберем диаметр шпильки :

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

Напряжение в шпильке:

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

где площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

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

Допустимый момент затяжки шпильки по формуле (9):

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

Расчетный момент затяжки по формуле (10):

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

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

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

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

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

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  $h_{\text{ш}} = 45 \text{ мм}$ .

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

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

Площадь поперечного сечения шпильки:

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

тогда

$$P_t = \frac{\frac{20 \cdot 45 \cdot 10^{-3} \cdot 0,11 \cdot 10^{-4}}{43 \cdot 10^{-3}}}{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 6 \cdot 254,3 \cdot 10^{-6}}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1714 \cdot 10^6}} = \frac{99,0 \cdot 10^{-7}}{1,14 \cdot 10^{-10} + 0,28 \cdot 10^{-10}} = 69,7 \text{ кН.}$$

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

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

По условию предыдущей задачи:

$$D_{\text{шп}} = 135 \text{ мм;}$$

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

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):

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

Напряжение в шпильке определим по формуле (8):

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

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

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):

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

Расчетный момент затяжки по формуле (10):

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

Варианты контрольных заданий к задачам 1,2 приведены в таблице

3.

Таблица 3

	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: 1,2,4**

### Практическое занятие № 9

#### Тема: Расчет фонтанного подъемника

**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:

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

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.

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

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 :

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

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

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

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 4,5).

Таблица 4

## 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 5

## 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 высаженной 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, Р<sub>стр</sub> или нагрузки, при которой напряжение в 52 трубах достигает предела текучести Р<sub>т</sub>, в зависимости от типа и диаметра труб (таблица 6).

## 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:

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

- для труб с высаженными концами:

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

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, м/с<sup>2</sup>.

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

Если  $L_{\text{доп}} < L$ , то для оставшейся секции колонны труб длиной  $l = L - L_{\text{доп}}$ , 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 7.



Таблица 7

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 $H_{\text{ф}}$ , м	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ , МПа	17	17.8	18.5	19	19.8	20	21	22	18	18.7	19.3	20.5	21	22	22
Забойное давление $P_{\text{заб}}$ , МПа	11	11.8	12.3	13	12.8	13	13	15	11	12	13.3	14	15	16	15.4
Давление насыщения $P_{\text{нас}}$ , МПа	9														
Устьевое давление $P_{\text{у.}}$ , 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 $K$ , 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 $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	800	820	810	840	850	800	810	820	830	840	850	800	810	820	840
Плотность воды $\rho_{\text{в}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100														
Обводненность $n_{\text{в}}$ , %	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: 1,2,4****Практическое занятие № 10****Тема: Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры**

**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 2), 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.

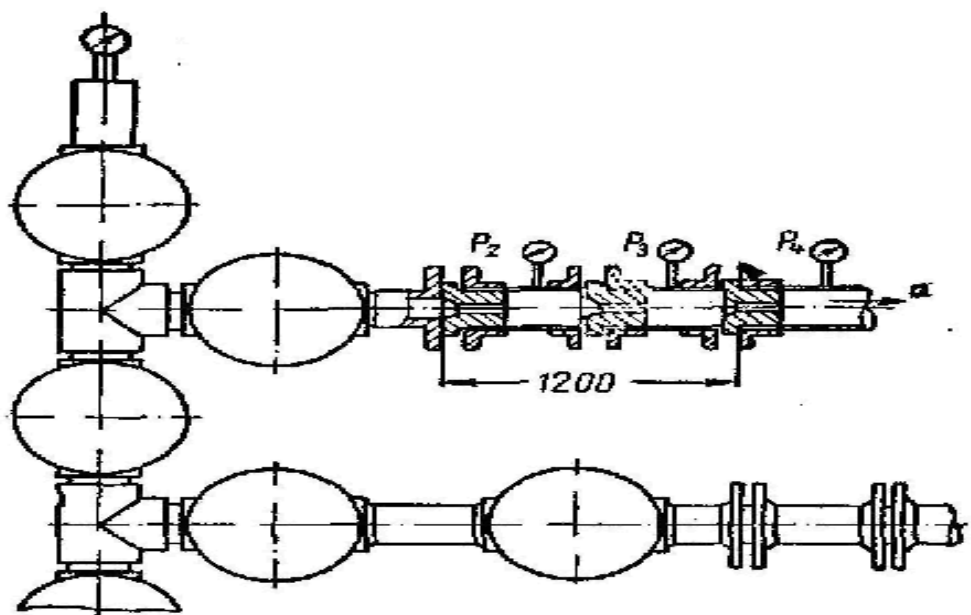


Рисунок 2 - Многоступенчатый штыцер

Диаметр отверстия устьевых штыцера для фонтанных скважин с большим газовым фактором, определяется по эмпирической формуле Г. Н. Газиева:

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

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

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

*Задание к работе:*

1. Определить диаметр штыцера для фонтанирующей скважины:

Таблица 8

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, ρ <sub>г</sub> , 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, Р <sub>у</sub> , МПа	10	12	14	10	12	14	10	12	14	10
Давление на выкидной линии, Р <sub>ш</sub> , МПа	2	4	6	2	4	6	2	4	6	2

2. Найти диаметр штуцера для скважины:

Таблица 9

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, Р <sub>у</sub> , МПа	3,5	2,5	2,75	3,2	2,8	4	3	3,5	2,5	2,75
Давление на выкидной линии, Р <sub>ш</sub> , 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.
4. Рекомендуемая литература: 1,2,4

## Практическое занятие № 11

### Тема: Расчёт однорядного газлифтного подъёмника кольцевой системы

**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:

$$Q = K (P_{пл} - P_{заб})^n$$

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

При  $P_{заб} > P_1$ :

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

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

$$P_1 = P_p - 0,4 \text{ МПа}$$

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

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).

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

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

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

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

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

5. Удельный расход нагнетаемого газа с учётом растворимости газа:

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

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

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

где  $P_0$  – атмосферное давление, МПа.

$$P_0 = 0,1 \text{ МПа}$$

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

$$V_{о.зак.} = R_{о.нагн.} * Q$$

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

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

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

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

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

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

Данные для расчета в таблице 10.

Таблица 10

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 $H_{\text{ф}}$ , 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 $P_{\text{пл}}$ , МПа	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Забойное давление $P_{\text{заб}}$ , МПа	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Устьевое давление $P_y$ , 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 $G$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha_p$ , 1/МПа	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Коэффициент продуктивности $K$ , $\text{т/сут} \cdot \text{Мпа}$	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Плотность смеси нефти и газа $\rho_{\text{см}}$ , $\text{кг/м}^3$	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Статический уровень жидкости $H_{\text{ст}}$ , м	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Обводнённость $n_v$ , %	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.

**4. Рекомендуемая литература: 1,2,4**

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

Пусковое давление при центральной схеме эксплуатации:

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

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

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:

$$P_{\pi} = \rho g L \cos \beta$$

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  $\sigma_z \leq \frac{\sigma_T}{n}$ :

$$\sigma_z = \frac{P_{BH} \cdot D}{2S}$$

где  $P_{BH}$  — 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:

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

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

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

где  $Q$  – растягивающая нагрузка, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения тела трубы,  $\text{м}^2$ ;  $P_{\text{нн}}$  – 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 – 168х10,6 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  $\text{м}^3/\text{сут}$ ; плотность жидкости в скважине – 870  $\text{кг}/\text{м}^3$ ; 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

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

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

Тогда

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

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:

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

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

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

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

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

$$P_{\text{ни}} = P_n = 9,474 \text{ МПа}.$$

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

Для 1-ого ряда НКТ 102x6,5 мм:

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

Коэффициент запаса по растягивающей нагрузке:

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

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 60x5 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 102x6,5 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 60x5 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 11.

Таблица 11

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 $^\circ\text{С}$	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: 1,2,4**

## **Практическое занятие № 13**

**Тема: Применение фонтанного и газлифтного способов эксплуатации на примере месторождений Западной Сибири**

**Цель:** формирование умений поиска информации и обработки фактических данных.

**Время выполнения:** 2 часа

### **Теоретический материал**

Структура работы:

Титульный лист

Содержание

Введение

1. Характеристика месторождения

1.1 Географическое расположение

2. Специальная часть

2.1 Анализ показателей работы фонда скважин

2.2 Анализ выполнения проектных решений

Заключение

Список использованных источников и литературы

Оформление работы:

Текстовая часть доклада набирается на компьютере в MS Word (шрифт Times New Roman, размер 14, межстрочный интервал – полуторный) на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (210×297).

Все слова пишутся полностью, сокращения, кроме принятых (например к.п.д., КИН, ГТМ и т.п.), не допускаются.

Параметры страницы: поля: слева – 30 мм, справа – 10 мм, сверху – 20 мм, снизу – 20 мм.

Страницы нумеруются арабскими цифрами с соблюдением сквозной нумерации по всему тексту. Номер страницы проставляется в центре нижней части листа без точки (нумерация страниц - автоматическая). Титульный лист, включается в общую нумерацию страниц, без проставления на нем номера страницы. Не включаются в общую нумерацию страниц: титульный лист и содержание.

Главы (разделы) имеют порядковые номера в пределах всей текстовой части доклада и обозначаются арабскими цифрами без точки. Номер подраздела состоит из номеров главы (раздела) и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Разделы основной части следует начинать с нового листа (страницы).

**Задание к работе:** выполнить доклад с презентацией на тему: «Применение фонтанного и газлифтного способов эксплуатации на примере месторождений Западной Сибири».

**Рекомендуемая литература: 1,2,4**

## КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РАБОТ 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 11).

Таблица 11

№	Наименование	Баллы
1	ПР №8. Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры	5
2	ПР №9. Расчет фонтанного подъемника	5
3	ПР №10. Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры	5
4	ПР №11. Расчёт однорядного газлифтного подъёмника кольцевой системы	5
5	ПР №12. Определение длины и диаметра лифта. Расчет расхода газа	5
6	ПР №13. Применение фонтанного и газлифтного способов эксплуатации на примере месторождений Западной Сибири	10
	<b>ИТОГО</b>	<b>35</b>

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Основная литература

1. Покрепин, Б. В. Оператор по добыче нефти и газа: учебное пособие / Б. В. Покрепин. - Волгоград: Ин-Фолио, 2011. - 447 с
2. 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.

### Дополнительная литература

3. 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.
4. 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.
5. Нефтегазовые технологии.- М.: Топливо и энергетика, 2014
6. Новатор: журнал о технологиях ТНК-ВР.- М.; ТНК-ВР, 2014
7. 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).

Учебное издание

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

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

Методические указания по выполнению практических занятий

Составитель:

**ЧЕРНОИВАНОВА Марал Атамуратовна**

Ответственный редактор

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

*В авторской редакции*

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

**Тираж 30 экз. Заказ №**

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

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