

А.И. СНАРЕВ

РАСЧЕТЫ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА



«Инфра-Инженерия»

А.И. ЧАРЕВ

**РАСЧЕТЫ МАШИН
И ОБОРУДОВАНИЯ
ДЛЯ ДОБЫЧИ
НЕФТИ И ГАЗА**

Учебно-практическое пособие

**Инфра-Инженерия
Москва
2010**

УДК 622.323.002.5
ББК 33.131я73
С53

Рецензенты: зав.каф. нефтегазового оборудования Альметьевского госуд. нефтян. института, канд. техн. наук, профессор *К.И. Архипов*; гл.механик ОАО "Самаранефтегаз" *С.В. Солошенко*

Снарев А.И.

С 53 Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа: учеб. практ. пособ. / А.И. Снарев. - изд. 3-е, доп. - Москва: Инфра-Инженерия, 2010. - 232 с.: ил.

ISBN 978-5-9729-0025-1

Дана теория и рассмотрены задачи по расчету и выбору машин и оборудования для добычи нефти и газа фонтанным способом, установками ЭЦН, штанговыми глубинными насосами, а также при закачке воды, горячей воды и пара в пласт, при гидроразрыве пласта, при термокислотной обработке пласта. Приведен расчет сепараторов на прочность.

Рекомендуется для студентов, обучающихся по соответствующим специальностям и выполняющих практические задачи, курсовые и дипломные проекты, а также для инженерно-технических работников нефтегазодобывающих предприятий.

© А.И.Снарев, автор, 2010
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2010

ISBN 978-5-9729-0025-1

ВВЕДЕНИЕ

Использование в нефтегазодобывающей промышленности различного оборудования вызвало необходимость расширения и углубления знаний в области расчета и обоснованного выбора этой техники при фонтанном, электроцентробежном, погружном и штанговом скваженном способах добычи.

Интенсивность притока пластовой жидкости в скважину обуславливается прежде всего давлением в пласте, которое по мере извлечения пластовой жидкости или газа падает. Следовательно, для интенсификации притока жидкости и газа необходимо поддерживать пластовое давление.

Метод поддержания пластового давления (ППД) путем законтурного или внутриконтурного нагнетания воды в пласт и базирующийся на нем метод комплексной разработки месторождений, впервые предложенный группой советских ученых во главе с А.П. Крыловым, позволил интенсифицировать добычу нефти и резко увеличить нефтеотдачу пластов.

Для этого необходимо, чтобы, с одной стороны, фильтрационная характеристика коллектора стала лучше, а с другой – чтобы вязкость жидкости в пласте стала меньше.

Кроме того, для увеличения нефтеотдачи необходимо снизить поверхностное натяжение пластовой жидкости в зоне контакта с горной породой. Отсюда и методы воздействия на пласт:

- поддержание пластового давления путем закачки в пласт жидкости или газа;
- гидроразрыв, кислотная обработка, взрывы (для увеличения проницаемости пласта);
- нагрев в пласте, поджог пластовой жидкости (для снижения ее вязкости);
- обработка жидкости в пласте химическими реагентами (для снижения ее поверхностного натяжения).

Автор надеется, что сжатое изложение теории, примеры решения задач по выбору оборудования позволят студентам и инженерно-

техническим работникам успешно освоить технику и технологию добычи нефти и газа, воздействие на пласт, сбор и подготовку нефти и газа.

1. РАСЧЕТ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ФОНТАННО-КОМПРЕССОРНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1. РАСЧЕТ УСИЛИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ФЛАНЦЕВОЕ СОЕДИНЕНИЕ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ

При фланцевом соединении деталей арматуры уплотнение осуществляется в основном металлическим кольцом овального или восьмиугольного сечения.

Усилие, действующее на кольцо, не должно приводить к его остаточным деформациям.

В одном из вариантов сборки фланца прокладочное кольцо соприкасается с канавками фланцев по их внутреннему и внешнему скосам. Уплотнение происходит за счет упругой деформации кольца и фланцев в месте соприкосновения (рис. 1.1).

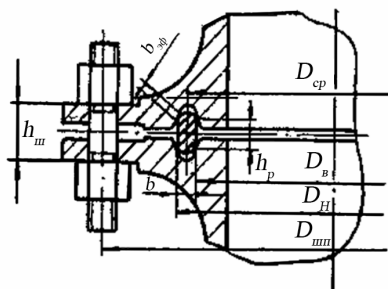


Рис. 1.1. Схема фланцевого соединения

При расчете фланца определяются усилия обжатия, рабочее усилие при повышении в арматуре давления, усилия 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 [6]

$$P_{обж} = \pi D_{cp} b_{эф} q_{обж} , \quad (1.1)$$

где D_{cp} – 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 ее обжатия (для мягкой меди $q_{обж} = 160$ МПа; для мягкой стали – 250 МПа; для стали типа 15X5M – 350 МПа; для стали 12X18H9T – 400 МПа [6].

Давление обжатия на прокладку должно быть меньше допускаемого [6, табл.4]:

$$q_{обж} \leq [q].$$

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 [22, 25]:

$$P_{эксп} = P_{дав} + \Delta P_{зат} + P_t + 3P_m^* , \quad (1.2)$$

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

$$P_{дав} + \Delta P_{зат} = \frac{\pi D_{cp}}{4} P_p + \pi D_{cp} b_{эф} m P_p . \quad (1.3)$$

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 $m = 3,2$ [6, табл.4]).

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 [25]:

$$P_t = \frac{\Delta t \cdot h_u \alpha}{\frac{h_u}{E_u \Sigma f_u} + \frac{h_p}{E_{np} \Sigma f_{np}}}, \quad (1.4)$$

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

Рабочая высота прокладки

$$h_p = h_n - 0,22R, \quad (1.5)$$

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

$$P_M = \frac{M_{изг}}{\frac{D_{cp} + D_{шп}}{2}}, \quad (1.6)$$

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 $P_{эсп}$. Усилие на наиболее нагруженную шпильку определяется по формуле

$$P_{ш} = \frac{P_{рас}}{n}, \quad (1.7)$$

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

Напряжение в шпильке

$$\sigma = \frac{P_{\text{ш}}}{f_{\text{ш}}} \leq \frac{\sigma_T}{\eta}, \quad (1.8)$$

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

Допускаемый момент затяжки шпильки ключом [6]

$$M_{\text{кл}} = (0,04-0,07) \sigma_T d^3, \quad (1.9)$$

где d – наружный диаметр резьбы шпильки; σ_T – предел текучести материала шпильки.

Расчетный момент затяжки шпильки

$$M_{\text{кл.р}} = 0,055 \sigma d^3. \quad (1.10)$$

Задача 1. Рассчитать усилие обжатия и эксплуатационное усилие, действующее на фланец фонтанной арматуры с прокладкой овально-го 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 °C
Количество шпилек	6
Рабочая высота шпильки	45 мм
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм

Решение. Усилие обжатия фланца определим по формуле (1.1). Для прокладки из ст. 12Х18Н9Т $q_{\text{обж}}=400$ МПа. Средний диаметр прокладки

$$D_{cp} = 85 + b = 91 \text{ мм};$$

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

тогда

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

Для определения эксплуатационного усилия воспользуемся формулой (1.2), так как температура добываемой жидкости не превышает 30 °С, а данные по весу отводящих труб манифольда отсутствуют. Используем лишь первые два члена формулы (1.2), т.е. определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ($m=3,2$):

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

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

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим по формуле (1.7):

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

Диаметр шпильки определим из соотношения (1.8), приняв коэффициент запаса $\eta = 1,5$:

$$f_{\text{ш}}^I = \frac{P_{\text{ш}}}{\sigma_t} \cdot \eta = \frac{45920 \cdot 1,5}{300 \cdot 10^6} = 230 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Отсюда диаметр шпильки по впадине резьбы

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

Выберем диаметр шпильки

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

Напряжение в шпильке

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

где площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы

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

Допустимый момент затяжки шпильки по формуле (1.9)

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

Расчетный момент затяжки по формуле (1.10)

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

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 (1.1). Для прокладки из мягкой стали $q_{обж} = 250$ МПа. Из предыдущей задачи $D_{ср} = 91$ мм, $b_{эф} = 1,5$ 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 (1.3) 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 (1.4), причем разность температур в начале прогрева при 300 °С составит 20 °С [25].

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

Рабочая высота прокладки $h_p = 12 - 2 = 10$ 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

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

Нагрузку от веса части манифольда определим по формуле (1.6). Момент от веса манифольда

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

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 (1.2)

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

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

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим по формуле (1.7):

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

Напряжение в шпильке определим по формуле (1.8):

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

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

Выбираем материал шпилек по табл. 1 [6]. Это сталь 35, $\sigma_T = 360 \text{ МПа}$. Коэффициент запаса

$$\eta = 360/266 = 1,35,$$

что допустимо.

Допустимый момент затяжки шпильки по формуле (1.9)

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

Расчетный момент затяжки по формуле (1.10)

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

Варианты контрольных заданий к задачам 1, 2 приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Варианты контрольных заданий к задачам 1, 2

Параметры фланца	Номер варианта									
	1, 2	3, 4	5, 6	7, 8	9, 10	11, 12	13, 14	15, 16	17, 18	19, 20
$D_{фл}$, мм	160	175	195	210	220	245	260	270	290	310
$D_{прох}$, мм	40	50	50	65	65	80	80	80	100	100
$d_{пр.вн}$, мм	70	85	90	100	105	120	130	130	140	145
$h_{прокл}$, мм	10; 12	12; 14	12; 14	14	16; 14	16	16	16; 18	20; 18	20
$b_{прок}$, мм	5; 6	5; 6	7; 7	6; 7	8; 7	7; 9	8; 9	9; 8	9; 9	9; 8
$D_{болт}$, мм	115	135	140	150	160	175	190	195	200	205

	Номер варианта									
$P_{\text{раб}},$ МПа	50; 45	40; 35	30; 25	25	20; 15	15; 20	20; 18	16; 20	15; 18	16; 17
$T, ^\circ\text{C}$	300	280	260	240	250	230	220	210	200	190
$n_{\text{шпильк}}$	10; 8	10; 8	10; 8	8; 6	8; 6	8; 6	8; 6	8; 6	8; 6	8; 6
$h_{\text{шп.р.}}$ мм	40	45	45	50	50	55	55	60	60	65
$d_{\text{шпил.}}$ мм	16	17	18	19	20	22	22	23	24	24
$P_{\text{маниф.}}$ Н	1500	2000	2500	2500	3000	3000	3500	4000	4500	4500
$L_{\text{маниф.}}$ м	2,0	2,5	3,0	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	4,5	4,5

1.2. РАСЧЕТ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПРИ ФОНТАННО-КОМПРЕССОРНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.2.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НКТ

В соответствии с ГОСТ 633-80 [8] для эксплуатации нефтяных и газовых скважин применяются стальные бесшовные насосно-компрессорные трубы следующих типов:

- трубы гладкие и муфты к ним с треугольной резьбой с углом при вершине 60° (табл. 1.2). Эти трубы изготавливаются с шагом резьбы 2,540 мм (10 ниток на 1 дюйм) и 3,175 мм (8 ниток на 1 дюйм). Соответственно высота профиля резьбы h составляет 1,412 мм и 1,810 мм;
- трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним также с треугольной резьбой с углом при вершине 60° (табл. 1.3);
- гладкие высокогерметичные трубы (НКМ) с трапецидальной резьбой и муфты к ним (табл. 1.4);
- насосно-компрессорные безмуфтовые трубы (НКБ) с высаженными наружу концами с трапецидальной резьбой (табл. 1.5).

Масса 1 п. м (см. табл. 1.2 – 1.5) рассчитана для трубы длиной 8 м с учетом массы муфты.

Таблица 1.2

Трубы гладкие с треугольной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , 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; 7,0	88,9	9,5; 11,7	»	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 1.3

Трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п.м., кг/м	Высота резьбы h , мм	Длина резьбы с полным профилем L , мм	Наружный диаметр высаженной части D_B
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	73,0	5,5/ 7,0	93,2	9,66/ 11,86	«	41,3	78,3
89	88,9	6,5/ 8,0	114,3	13,9/ 16,7	«	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

Таблица 1.4

Трубы НКМ с трапецидальной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п.м, кг/м	Высота резьбы h , мм	Длина резьбы с полным профилем L , мм	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$
60	60,3	5,0	73,0	7,02	120	48	57,925
73	73,0	5,5/7,0	93,2	9,66/ 11,86	«	48	70,625
89	88,9	6,5/8,0	108,0	13,7/ 16,5	«	58	86,500
102	101,6	6,5	120,6	15,84	«	58	99,200
114	114,3	7,0	132,1	19,42	1,60	72	111,100

Таблица 1.5

Трубы НКБ с трапецидальной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п.м, кг/м	Высота резьбы h , мм	Длина резьбы с полным профилем L , мм	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$
60	60,3	5,0	71,0	7,02	1,20	44	62,267
73	73,0	5,5/7,0	84/86	9,5/ 11,72	«	49	75,267
89	88,9	6,5/8,0	102 /104	13,6/ 16,46	«	49	91,267
102	101,6	6,5	116	15,7	«	49	104,267
114	114,3	7,0	130	19,1	1,60	49	117,267

Для труб с другой длиной (исполнения А) следует пользоваться данными ГОСТ 633-80.

Трубы и муфты должны изготавливаться из стали одной и той же группы прочности [8]. Механические свойства труб и муфт в соответствии с ГОСТ 633-80, переведенные в систему СИ, представлены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Механические свойства НКТ групп прочности стали

Наименования показателей	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_b , МПа	655	687	689	758	823	1000
Предел текучести σ_T , МПа	379	491	552	654	724	930
Относительное удлинение δ_5 , %	14,3	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

1.2.2. РАСЧЕТ НКТ ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Диаметр НКТ при фонтанном и компрессорном способах эксплуатации скважин должен обеспечить заданный отбор жидкости в течение всего периода эксплуатации скважины выбранным способом.

Оптимальный внутренний диаметр лифта, мм, может быть определен по формуле [2]

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{P_1 - P_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_{ж} g L}{\rho g L - (P_1 - P_y)}} \quad (1.11)$$

где ρ – плотность газожидкостной смеси, кг/м³; L – глубина спуска подъемных труб, м; P_1 – принимается как давление на забое для фонтанных скважин ; как пусковое давление для газлифтных скважин, Па; P_y – давление на устье, Па; $Q_{ж}$ – дебит добываемой жидкости, м³/сут.

После вычисления диаметра по формуле (1.11) выбирают по табл. 1.2, 1.3 ближайший больший стандартный диаметр НКТ. Если колонна имеет ступенчатую конструкцию, то в этом случае 1-я (нижняя) секция должна состоять из труб ближайшего к расчетному диаметра, а верхние секции – из труб большего диаметра или более высокой группы прочности.

Расчет насосно-компрессорных труб на прочность при фонтанной эксплуатации скважин следует проводить на страгивающую нагрузку в резьбовом соединении, на предельную нагрузку в опасном сечении и на внутреннее давление.

На страгивающую нагрузку рассчитываются гладкие НКТ с треугольной резьбой и высокогерметичные трубы НКМ с трапецеидальной резьбой, так как наиболее слабым сечением у этих труб является резьбовое соединение. Наиболее часто употребляется формула Ф. И. Яковлева

$$P_{стр} = \frac{\pi D_{cp} b \sigma_T}{1 + \eta \frac{D_{cp}}{2L} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (1.12)$$

где $b = \delta - h_p$ – толщина тела трубы под резьбой в основной плоскости; h_p – высота профиля резьбы; $D_{cp} = d + b$ – средний диаметр тела трубы под резьбой; d – внутренний диаметр трубы; $\eta = b/(\delta + b)$ – поправка Шумилова; α – угол наклона несущей поверхности резьбы к оси трубы; φ – угол трения в резьбе ($\varphi = 7^\circ - 9^\circ$); L_p – длина резьбы с полным профилем; σ_T – предел текучести материала трубы.

На предельную нагрузку труба рассчитывается по основному телу. Очевидно, что наряду с расчетом на страгивающую нагрузку такому расчету, в первую очередь, следует подвергать НКТ с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и НКБ с трапецеидальной резьбой:

$$P_{np} = \frac{\pi}{4} (D_p^2 - d^2) \sigma_T, \quad (1.13)$$

где D_p – диаметр резьбы в основной плоскости по впадине витков для гладких НКТ или диаметр наружный основного тела НКТ для труб с высаженными наружу концами и НКБ.

Наименьшая из двух (страгивающая и предельная) нагрузок принимается за расчетную, и определяется допустимая глубина спуска данной трубы с заданным коэффициентом запаса, м:

$$L_{mp} = \frac{P_{pac}}{q \cdot n \cdot g}, \quad (1.14)$$

где P_{pac} – расчетная нагрузка; q – масса 1 п.м трубы с учетом муфт и высаженной части; n – коэффициент запаса, $n = 1,25-1,3$; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

При расчете 2-й и последующих секций за P_{pac} принимается разность текущего и предыдущего значений нагрузки. Например: для 3-й секции

$$P_{pac} = P_{стр\ 3} - P_{нкт\ 2}.$$

Расчет на внутреннее давление производится на допустимое давление исходя из прочности и геометрических параметров трубы по формуле Барлоу:

$$P_{вн} = \frac{2\delta[\sigma_T]}{D_n}, \quad (1.15)$$

где δ – толщина основного тела трубы; $[\sigma_T] = \sigma_T / \eta$ – допустимое значение предела текучести (по ГОСТ 633-80, $\eta = 1,25$; по другим источникам $\eta = 1,35-1,5$); D_n – наружный диаметр основного тела трубы.

Необходимо также в случае установки пакера определить фактическое внутреннее давление, P_a , определяемое высотой столба жидкости и буферным давлением в трубах :

$$P_\phi = \sum L_{мп1} \cdot \rho_{ж} \cdot g + P_{буф}, \quad (1.16)$$

где $L_{мп1}$ – длины секций НКТ; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$. Рассчитанная ступенчатая колонна НКТ должна проходить как по условиям прочности на растяжение, так и по внутреннему давлению.

Задача 3. Исходя из условий прочности НКТ на разрыв в опасном сечении, на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении и на внутреннее давление определить глубину спуска секций колонны гладких насосно-компрессорных труб с треугольной резьбой из стали групп прочности «Д», «К» общей длиной 2900 м для фонтанирующей

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. РАСЧЕТ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ФОНТАННО-КОМПРЕССОРНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	4
1.1. Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры	4
1.2. Расчет насосно-компрессорных труб при фонтанно-компрессорной эксплуатации скважин	12
1.2.1. Технические характеристики НКТ	12
1.2.2. Расчет НКТ при фонтанной эксплуатации скважин	15
1.3. Насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями	23
1.4. Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры	26
1.5. Расчет НКТ при компрессорном способе эксплуатации скважин. Определение пускового давления	27
2. РАСЧЕТ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННО-НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	36
2.1. Выбор оборудования ШГНУ и определение параметров работы насоса	36
2.2. Определение нагрузок на головку балансира станка - качалки	49
2.3. Определение длины хода плунжера штангового насоса	56
2.4. Расчет производительности и определение коэффициента подачи ШГНУ	65
2.5. Расчет прочности колонны штанг	70
2.6. Расчет НКТ по аварийной нагрузке при эксплуатации ШГНУ	82
2.7. Расчет НКТ на циклические нагрузки	85
2.8. Определение момента на валу кривошипа и мощности электродвигателя	88
2.9. Расчет балансира на прочность	93

3. ВЫБОР МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ (ЭЦН)	98
3.1. Установки погружных электроцентробежных насосов	98
3.1.1. Погружные электроцентробежные насосы	98
3.1.2. Погружные электродвигатели	102
3.1.3. Кабельная линия	105
3.1.4. Выбор насосно - компрессорных труб	108
3.1.5. Определение необходимого напора ЭЦН	108
3.1.6. Выбор центробежного насоса	110
3.1.7. Выбор электродвигателя	111
3.2. Определение глубины погружения насоса под динамический уровень	115
3.2.1. Работа газа по подъему жидкости	117
3.3. Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН	121
3.3.1. Выбор кабеля	121
3.3.2. Выбор трансформатора	122
3.3.3. Определение габаритного диаметра УЭЦН и скорости движения охлаждающей жидкости	123
3.3.4. Определение удельного расхода электроэнергии установкой ЭЦН	124
4. РАСЧЕТ ЭЦН НА ПРОЧНОСТЬ	127
4.1. Расчет корпуса ЭЦН на прочность	127
4.1.1. Расчет вала ЭЦН на прочность	131
4.2. Расчет вала ЭЦН с радиально-упорными подшипниками на прочность и выносливость	133
4.2.1. Расчет вала на прочность	133
4.2.2. Расчет вала ЭЦН на выносливость	138
4.3. Расчет вала ЭЦН на смятие шлицев	142
4.4. Расчет вала на максимальные нагрузки в период запуска	144
4.5. Расчет шарикоподшипниковой опоры вала	154
4.6. Определение прочности НКТ	158
5. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	163
5.1. Определение числа нагнетательных скважин, расхода воды и давления нагнетания на кустовой насосной станции	163

5.2. Выбор электродвигателя и расчет вала ЭЦН, применяемых при ППД, на максимальные нагрузки в период запуска	167
---	-----

6. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ . 177

6.1. Расчет удлинений НКТ на устье скважины и компенсаторов удлинений температуры при закачке горячей воды и пара	177
6.1.1. Варианты заданий	179
6.2. Расчет НКТ при закачке теплоносителя в пласт	182
6.3. Определение прочности НКТ при эксплуатации установок электроцентробежных насосов (УЭЦН)	188

7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА 192

7.1.Определение давления гидроразрыва и расчет напряжений в НКТ	192
7.2. Определение количества насосных агрегатов и радиуса трещины гидроразрыва	196
7.3 Определение производительности и мощности оборудования пескосмесительного агрегата	202

8. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН 205

8.1. Определение показателей термокислотной обработки забоя скважины [4]	205
---	-----

9. СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА 212

9.1. Расчет вертикального гравитационного сепаратора	212
---	-----

Библиографический список	220
--------------------------------	-----

Приложение	221
------------------	-----