

**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Институт повышения квалификации  
и переподготовки кадров**

**Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»**

**С. В. Козырева**

# **ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу  
для слушателей специальности 1-51 02 71  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Гомель 2013**

УДК 622.276.05(075.8)  
ББК 33.361-08я73  
К59

*Рекомендовано кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений  
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 23.11.2012 г.)*

Рецензент: зав. отд. исследования нефти и нефтепродуктов БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*

**Козырева, С. Н.**

К59 Эксплуатация и ремонт нефтепромыслового оборудования : практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2013. – 36 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://library.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Представлены расчеты установки фундамента под нефтепромысловое оборудование, расчет газовых и газопесчаных якорей, компрессионного подъемника и пусковых давлений, плунжерного подъемника и т. д.

Для слушателей ИПК и ПК.

УДК 622.276.05(075.8)  
ББК 33.361-08я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2013

## Предисловие

Цель дисциплины – получение студентами теоретических и практических знаний по ремонту и обслуживанию нефтегазопромыслового оборудования.

Задача практикума состоит в выработке практических навыков реализации технологических комплексов задач ремонтпригодности оборудования.

В рамках практикума рассматриваются износ оборудования, ремонт и эксплуатация бурового и нефтегазодобывающего оборудования.

В результате изучения практикума слушатель должен знать:

- ремонт и эксплуатация оборудования для компрессорной эксплуатации скважин;
- ремонт и эксплуатация погружных центробежных насосов;
- ремонт и эксплуатация глубиннонасосных штанговых установок;

Слушатели должны уметь:

- определять затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования;
- определять определение ремонтпригодность оборудования.

В методических указаниях включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения.

## Практическое занятие 1

### «Расчет фундамента под нефтепромысловое оборудование»

Цель работы: ознакомление с технологией установки фундаментов под оборудование и приобретение навыков практических расчетов.

#### 1. Теоретическая часть

Фундамент - опора, предназначенная для восприятия, амортизации и передачи на грунт статических и динамических нагрузок, которые возникают в системе сооружения в процессе эксплуатации машины.

Фундамент должен удовлетворять следующим основным требованиям:

1) удельная нагрузка от машины на поверхность фундамента - не выше допустимых пределов;

2) удельная нагрузка на грунт системы машина-фундамент - не больше допустимой;

3) деформация фундамента под действием нагрузок - допустимая;

4) фундамент должен воспринимать и амортизировать все динамические нагрузки от действия машины, сохраняя свою жесткость, устойчивость и прочность; вибрация машины и фундамента - в пределах допустимой.

Применительно к нефтегазовой отрасли фундаменты можно разделить на две основные группы.

1. Для стационарных машин со сложной динамикой, например, компрессоров, сооружают достаточно массивные прочные фундаменты.

2. Для машин или машинных комплексов полустационарного типа с частым перемещением с места на место, например для буровых установок, сооружают временные фундаменты облегченной конструкции с частичным использованием нормализованных элементов этих фундаментов на новом месте монтажа. Однако известно, что большинство агрегатов и механизмов буровой установки работают в условиях больших и сложных нагрузок, поэтому облегченность сооружаемых фундаментов компенсируется мощными стальными основаниями, на которых это оборудование смонтировано, и в виде мелких или крупных блоков транспортируется с места на место.

Площадь и форма верхней плоскости фундамента определяются размерами и формой машины. Для прочности краев фундамента

верхняя его плоскость должна быть на 100 - 200 мм больше с каждой стороны станины машины. Поверхность фундамента, на которую распределяется сила тяжести машины, следует проверить на смятие по формуле:

$$P_{\phi} = \frac{Q_{\text{м}}}{F_{\phi}} \leq P_{\text{доп}}, \quad (1)$$

где:  $P_{\phi}$  – давление на верхнюю плоскость фундамента, МПа  
 $Q_{\text{м}}$  – сила тяжести машины, Н;  
 $F_{\phi}$  – площадь поверхности фундамента, находящаяся под действием силы тяжести машины, м<sup>2</sup>;  
 $P_{\text{доп}}$  – допускаемое давление, МПа  
 Высота фундамента

$$H = h_1 + h_2 \quad (2)$$

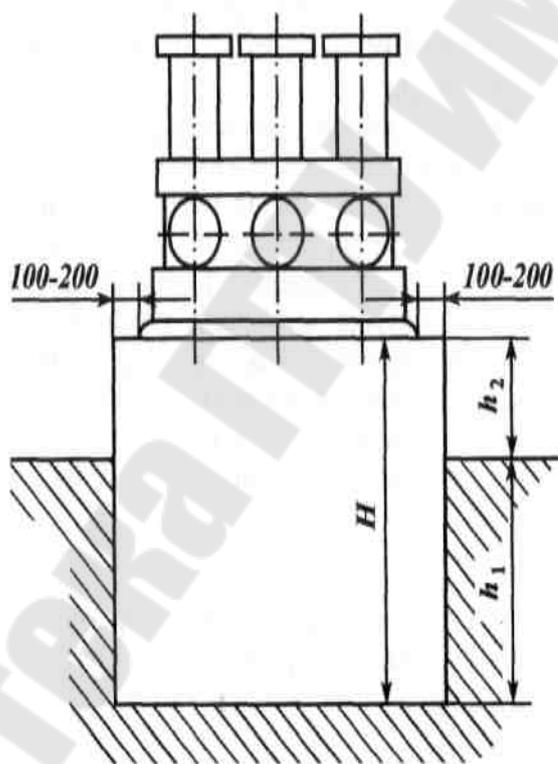


Рис.1 Геометрические характеристики фундамента

Высотой подземной части фундамента  $h_1$  определяется глубиной залегания прочных нетронутых грунтов, подпочвенных вод и глубиной их промерзания (рис.1). Минимальная глубина заложения во многом зависит от назначения фундамента.

Для стационарных машин подошва фундамента должна быть ниже расчетной глубины промерзания для любых по качеству грунтов. Для машин с небольшими динамическими нагрузками глубина заложения фундамента иногда определяется длиной фундаментных болтов и расстоянием от их нижнего конца до подошвы фундамента. Это расстояние принимается не менее 150 мм.

Высота наземной части фундамента  $h_2$  определяется технологическими параметрами установки. Во всех случаях суммарная высота фундамента должна быть минимально необходимой, так как с увеличением высоты растет опрокидывающий момент, возникающий в сооружении во время работы машины.

Площадь подошвы фундамента определяется из условия обеспечения устойчивости грунта, на который все сооружение опирается (рис.2).

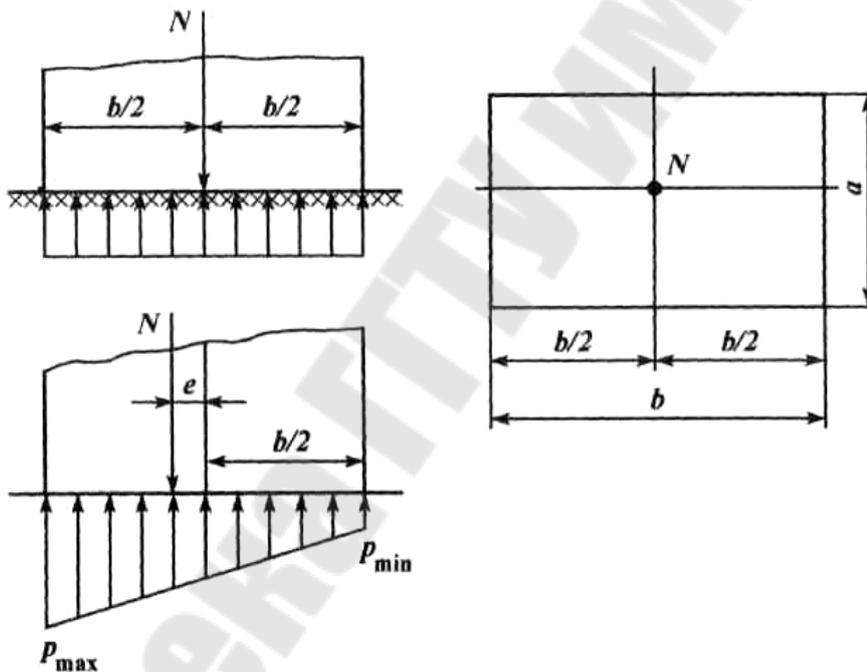


Рис.2 Распределение давления на грунт

При центральном положении нагрузки  $N$  давление  $P$  распределяется по всей площади  $F$  опоры равномерно

$$P = \frac{N}{F} \quad (3)$$

При размещении нагрузки с эксцентриситетом  $e$  давление у краев фундамента определяется формулой

$$P = \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} \quad (4)$$

где:  $M$  – момент силы относительно центра тяжести подошвы фундамента

$$M = N \times e \quad (5)$$

$W$  – момент сопротивления сечения фундамента по подошве

$$W = \frac{a \times b^2}{6} \quad (6)$$

$a, b$  – соответственно ширина и длина фундамента

## 2. Расчетная часть

Рассчитать бетонный фундамент под компрессор.

Исходные данные:

Диаметр шкива на компрессоре  $D_{ш} = 1,2$  м

Длина шатуна  $l_{ш} = 0,6$  м

Глубина заложения фундамента  $h_1 = 1,1$  м

Высота цоколя фундамента  $h_2 = 0,25$  м

Расстояние от центра вала до верхней плоскости фундамента  $c = 0,5$  м

Плотность бетона  $\delta = 2200$  кг/м<sup>3</sup>

Кпд передачи  $\eta = 0,94$

Сила действия возвратно-движущихся частей  $G_h = 3,3$  кН

Сила действия вращающихся неуравновешенных частей  $G_r = 780$  Н;

Грунт лессовидный.

### 1. Размеры фундамента

Длина фундамента

$$l = l_1 + 2 \times S, \text{ м} \quad (1)$$

где:  $S$  – ход поршня, м

$l_1$  – длина рамы, м

Ширина фундамента

$$b = b_1 + 2 \times S, \text{ м} \quad (2)$$

где:  $b$  – ширина рамы, м

Высота фундамента

$$h = h_1 + h_2, \text{ м} \quad (3)$$

### 2. Вес фундамента

$$Q_{\phi} = l \times b \times h \times \delta \times g, \text{ Н} \quad (4)$$

где:  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}^2/\text{с}$

3. Суммарная сила инерции движущихся и горизонтальная составляющая вращающихся неуравновешенных частей

$$U_{h\max} = (G_h + G_r) \times \frac{\frac{S}{900} \times n^2}{900}, \text{ Н} \quad (5)$$

где:  $n$  – частота вращения вала компрессора, об/мин

4. Проверка фундамента по давлению на грунт напряжение грунта

$$\sigma = \frac{Q_\phi + Q_m + U_{h\max}}{l \times b}, \text{ Па} \quad (6)$$

где:  $Q_m$  – вес компрессора, кН

5. Натяжение клиноременной передачи

$$P = \frac{57400 \times N \times \eta}{D_{\text{ш}} \times n}, \text{ Н} \quad (7)$$

где:  $N$  – мощность двигателя, кВт

6. Суммарная горизонтальная опрокидывающая сила

$$P_{\max} = P + G_r \times \frac{\frac{S}{900} \times n^2}{900}, \text{ Н} \quad (8)$$

7. Коэффициент устойчивости фундамента

$$K = \frac{(Q_\phi + Q_m) \times l}{2 \times P_{\max} \times (h + c)} \quad (9)$$

8. Проверка фундамента на скольжение по его основанию при коэффициенте трения скольжения по грунту  $f = 0,65$

$$P_{\max} < (Q_\phi + Q_m) \times f, \text{ Н} \quad (10)$$

#### Исходные данные

№ вар.	$l_l, \text{ м}$	$b_l, \text{ м}$	$S, \text{ м}$	$n, \text{ об/мин}$	$Q_m, \text{ кН}$	$N, \text{ кВт}$
1	3,14	2,5	0,25	365	68,7	119,2
2	3,0	2,0	0,22	499	58,5	285
3	3,2	2,2	0,32	376	43,8	476
4	3,14	2,0	0,225	600	85	810
5	3,0	2,5	0,355	300	71	753,3
6	2,5	3,0	0,125	735	60,5	175
7	3,3	2,6	0,21	500	50,6	154
8	3,6	2,2	0,22	500	62,1	167

9	4,0	3,0	0,21	500	50,6	190
10	3,1	2,0	0,21	500	61,3	167
11	3,2	2,7	0,21	500	57,3	176
12	3,4	2,5	0,21	500	66,9	183
13	3,8	2,5	0,21	500	74,8	155
14	2,8	1,8	0,22	500	62,1	167
15	2,9	1,6	0,21	500	66,9	192
16	3,18	2,5	0,21	500	68,6	190
17	3,3	2,0	0,32	375	110,6	285
18	3,6	2,6	0,32	500	190,5	586
19	2,8	1,8	0,32	375	119,7	270
20	2,6	1,5	0,25	365	68,7	119,2
21	3,3	3,0	0,22	499	58,5	285
22	3,2	2,2	0,32	376	43,8	476
23	3,0	2,1	0,225	600	85	810
24	3,15	2,0	0,355	300	71	753,3
25	3,25	2,5	0,125	735	60,5	175
26	3,5	2,5	0,21	500	50,6	154
27	3,8	2,8	0,22	500	62,1	167
28	4,0	2,6	0,21	500	50,6	190
29	3,1	2,0	0,21	500	61,3	167
30	3,6	2,5	0,21	500	57,3	176

## Практическое занятие 2

### «Расчет летающего скребка для очистки фонтанных труб от парафина»

Цель работы: ознакомление с инструментами для борьбы с парафином в фонтанных скважинах и приобретение навыков практических расчетов.

#### 1. Теоретическая часть

В практике эксплуатации скважин встречаются с различными осложнениями в работе нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, обусловленными отложениями парафина, выносом песка и образованием песчаных пробок, отложением минеральных солей на забое скважины, в подъемных трубах, в наземном и подземном оборудовании и т. д.

Известны две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхно-

сти. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

Наиболее вероятными местами отложения АСПО являются следующие участки нефтепромыслового оборудования:

Насосно-компрессорные трубы

Штуцеры и клапаны

Выкидные линии

Насосные штанги

В фонтанных скважинах и скважинах, эксплуатируемых ЭЦН, парафин удаляется периодически при помощи скребков, спускаемых на проволоке через сальник в скважину. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на:

- пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные очищать АСПО только при вращении. Для этого используют штанговращатели, подвешенные к головке балансира станка-качалки. Вращение колонны штанг и, следовательно, скребков происходит только при движении вниз. Таким путем скребок срезает АСПО с поверхности НКТ;

- спиральные (возвратно-поступательного действия);
- "летающие", оснащенные ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, что обеспечивает им подъемную силу (применяют, как правило, в искривленных скважинах).

Более совершенным механическим способом очистки фонтанных труб от парафина является летающий скребок УфНИИ, для работы которого используется естественная энергия фонтана. Летающие скребки используются в фонтанных скважинах и скважинах, оборудованных электропогружными насосами. Широкое распространение летающих скребков ограничивается пока технологическим режимом работы скважин и главным образом их дебитом. Как показал промысловый опыт, летающий скребок работает достаточно устойчиво при дебитах более 50 т / сутки.

В насосных скважинах наибольшее распространение получили методы очистки подъемных труб от парафина при помощи пластинчатых скребков, укрепляемых на штангах, в комбинации со штанговращателями (схема обработки скважины при помощи скребка показана на рис.1).

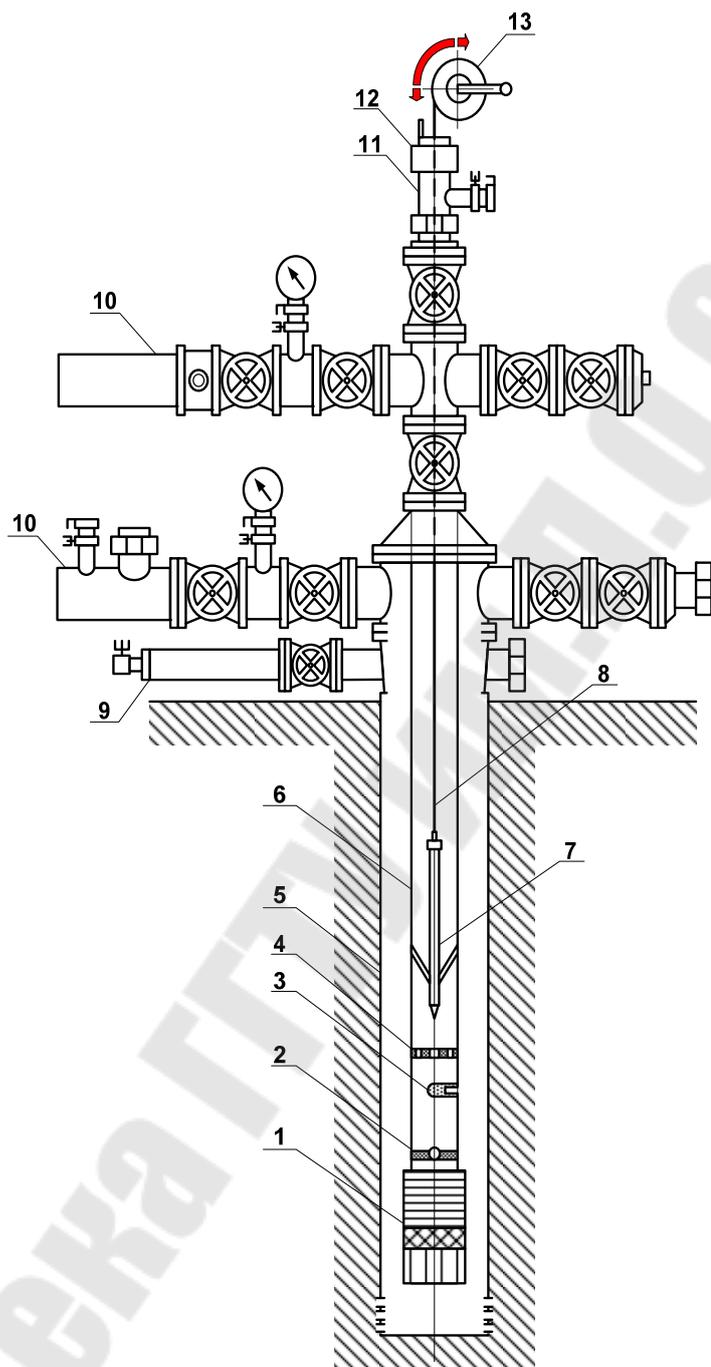


Рис.1 Схема обработки скважины при помощи скребка

Однако этот способ имеет существенные недостатки. При применении пластинчатых скребков увеличивается вес колонны штанг, в отдельных случаях это приводит к авариям в результате отрыва и поломки скребков, осложняет спуско-подъемные работы; вместе с тем применение их не исключает возможности осаждения парафина на самих скребках и штангах.

Использование скребкового метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения.

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах укрепляют пластиковые скребки (см. рис.2). Они одновременно играют роль центраторов. Есть информация, что при использовании скребков-центраторов протирается НКТ.

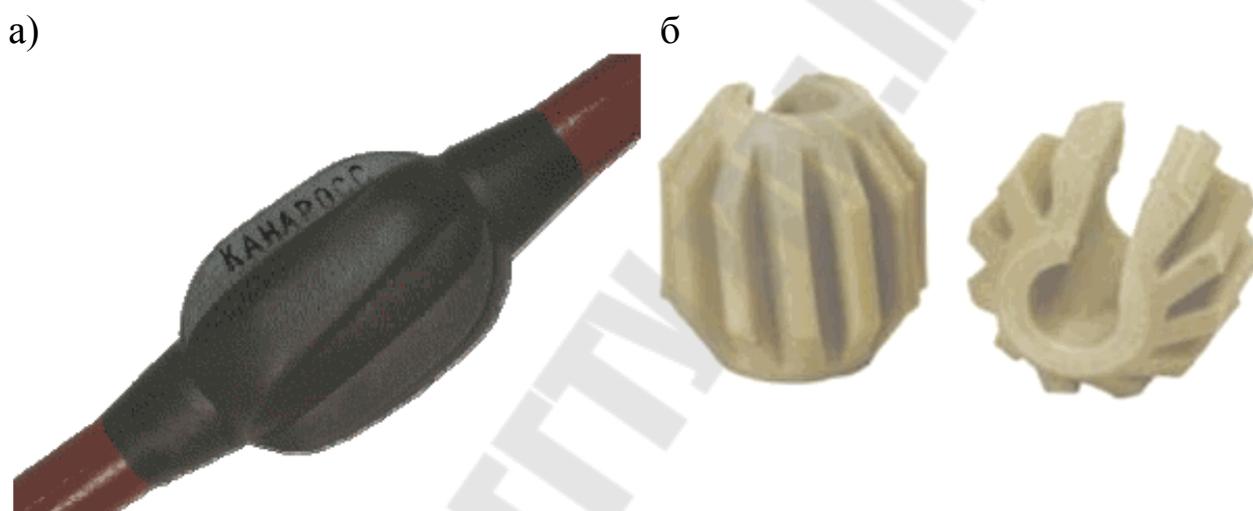


Рис.2 Скребки-центраторы: а) неподвижный скребок «Канаросс»; б) скребок-центратор Альметьевского завода «Радиоприбор»

## 2. Расчетная часть

Определить вес летающего скребка, удельное давление, создаваемое на скребок фонтанной струей, скорости падения, подъема и число циклов работы скребка в сутки.

Исходные данные:

Диаметр подъемных труб  $d = 62$  мм

Давление на буфере  $P_{\text{буф}} = 37,8$  атм

Давление насыщения  $P_{\text{нас}} = 150$  атм

Парафин начинает отлагаться в трубах выше 400 м от устья, а потому нижний амортизатор установлен на глубине  $L = 450$  м

Давление на глубине 450 м  $P = 65,2$  атм

Относительный удельный вес смеси нефти и газа у устья скважины  $\gamma'_{\text{см}} = 0,3$ , а на глубине 450 м  $\gamma'^{II}_{\text{см}} = 0,5$

Объем скребка  $W = 350 \text{ см}^3$

Площадь поперечного сечения скребка при открытых клапанах (падение вниз)  $f_2 = 10.5 \text{ см}^2$

Площадь поперечного сечения «просветов» при закрытых клапанах (ход вверх)  $f_1 = 1,33 \text{ см}^2$

Коэффициент расхода  $\mu = 0,8$

1. Количество газа, добываемого вместе с нефтью

$$G_z = G_0 \times Q_n, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1)$$

где:  $G_0$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

$Q_n$  – дебит скважины,  $\text{т}/\text{сут}$ .

2. Средний объемный коэффициент растворения газа в нефти

$$\alpha = \frac{G_0 \times \gamma_n}{P_{\text{нас}}}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{атм} \quad (2)$$

где:  $\gamma_n$  – относительный удельный вес нефти

3. Количество растворенного газа, добываемого вместе с нефтью

$$Q_p = \frac{\alpha \times Q_n \times P_{\text{буф}}}{\gamma_n}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (3)$$

4. Количество свободного газа, поступающего с нефтью, в атмосферных условиях:

$$Q_{\text{св}} = G_r - Q_p, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4)$$

5. Объем свободного газа при буферном давлении

$$Q_{\text{св}}^1 = \frac{Q_{\text{св}}}{P_{\text{буф}}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5)$$

6. Объемный расход газо-нефтяной смеси при буферном давлении

$$Q_{\text{см1}} = \frac{\left(\frac{Q_n}{\gamma_n} + Q_{\text{св}}^1\right)}{86400}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (6)$$

7. Скорость движения у буфера газо-нефтяной смеси относительно скребка при его падении

$$v_B = \frac{Q_{\text{см1}}}{f_2}, \text{ см}/\text{с} \quad (7)$$

8. Сопротивление жидкости падению скребка на устье скважины

$$\tau_1 \geq \gamma_{\text{см}}^1 \times \left[ \frac{C \times (F - f_2) \times v_{\text{в}}^2}{g} + W \right], \text{ Г} \quad (8)$$

где:  $F = 30,2 \text{ см}^2$  – площадь поперечного сечения 62-мм подъемных труб;

$C$  – коэффициент сопротивления, равный 1,6;

$g$  – ускорение силы тяжести, равное  $981 \text{ см/с}^2$ ;

Приведем аналогичные расчеты для глубины 450 м, на который установлен нижний амортизатор

1. Количество растворенного газа, добываемого вместе с нефтью

$$Q_p = \frac{\alpha \times Q_{\text{н}} \times P}{\gamma_{\text{н}}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1)$$

2. Количество свободного газа, поступающего с нефтью, в атмосферных условиях:

$$Q_{\text{св}} = G_{\text{г}} - Q_p, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2)$$

3. Объем свободного газа при буферном давлении

$$Q_{\text{св}}^1 = \frac{Q_{\text{св}}}{P}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (3)$$

4. Объемный расход газо-нефтяной смеси при буферном давлении

$$Q_{\text{см2}} = \frac{\left( \frac{Q}{\gamma_{\text{н}}} + Q_{\text{св}}^1 \right)}{86400}, \text{ м}^3/\text{сек} \quad (4)$$

5. Скорость движения у буфера газо-нефтяной смеси относительно скребка при его падении

$$v_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{см2}}}{f_2}, \text{ см/сек} \quad (5)$$

6. Сопротивление жидкости падению скребка на устье скважины

$$\tau_2 \geq \gamma_{\text{см}}^{11} \times \left[ \frac{C \times (F - f_2) \times v_{\text{н}}^2}{g} + W \right], \text{ Г} \quad (6)$$

где:  $F = 30,2 \text{ см}^2$  – площадь поперечного сечения 62-мм подъемных труб

Приведем аналогичные расчеты для подъема скребка

1. Скорость движения относительно скребка газо-нефтяной смеси на устье скважины через «просвет» площадью  $f_1 = 1,33 \text{ см}^2$  при закрытых клапанах

$$v_6 = \frac{Q_{\text{см1}}}{f_1}, \text{ см /сек} \quad (1)$$

2. Давление, оказываемое жидкостью на скребок при его подъеме на устье скважины

$$\tau_3 \geq \gamma_{\text{см}}^1 \times \left[ \frac{C \times (F - f_1) \times v_6^2}{g} + W \right], \text{ Г} \quad (2)$$

3. Скорость движения относительно скребка газо-нефтяной смеси у нижнего амортизатора

$$v_H = \frac{Q_{\text{см1}}}{f_1}, \text{ см /сек} \quad (3)$$

4. Давление, создаваемое жидкостью на скребок при его подъеме у нижнего амортизатора

$$\tau_4 \geq \gamma_{\text{см}}^{11} \times \left[ \frac{C \times (F - f_1) \times v_H^2}{g} + W \right], \text{ Г} \quad (4)$$

5. Таким образом, жидкость создает на скребок при его подъеме максимальное удельное давление (на устье скважины)

$$P_{\text{уд}} = \frac{\tau_3}{F - f_1}, \text{ кг/см}^2 \quad (5)$$

6. Средняя скорость движения падающего скребка относительно колонны подъемных труб

$$v_1 = \frac{Q_{\text{см}}}{F} - v_{\text{ср}}, \text{ м/с} \quad (6)$$

где:  $Q_{\text{см}}$  – средний объемный расход газо-нефтяной смеси;  
 $F = 30,2 \text{ см}^2$  – площадь поперечного сечения 2,5" подъемных труб;

$v_{\text{ср}}$  – средняя скорость движения скребка относительно фонтанной струи, которая определяется из формулы сопротивления жидкости падению скребка

$$v_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{\tau \times g}{c \times (F - f_2) \times \gamma_{\text{см}}}}, \text{ см/сек} \quad (7)$$

В этой формуле

$$\tau = P - \tau_0 \quad (8)$$

где:  $P$  – вес летающего скребка ( $P = 2500$  г)

$\tau_0$  - потери в весе падающего скребка

$$\tau_0 = W \times \gamma_{см}, \text{ Г} \quad (9)$$

$\gamma_{см}$  – средний относительный вес газо-нефтяной смеси

$$\gamma_{см} = \frac{\gamma_{см}^I + \gamma_{см}^{II}}{2}, \quad (10)$$

7. Средняя скорость падения скребка

$$v_1 = \frac{Q_{см}}{F} - v_{ср}, \text{ м/с} \quad (11)$$

8. Средняя скорость подъема скребка

$$v_2 = \frac{Q_{см} - q_{см}}{F}, \text{ м/с} \quad (12)$$

где:  $q_{см}$  – расход смеси, проходящей через скребок, который может быть определен по формуле

$$q_{см} = 0,8 \times f_1 \times \sqrt{2 \times g \times 170}, \text{ см}^3/\text{с} \quad (13)$$

9. Продолжительность одного цикла

$$t = \frac{L}{v_1} + \frac{L}{v_2}, \text{ с} \quad (14)$$

10. Число циклов работы скребка в сутки

$$n = \frac{86400}{t}. \quad (15)$$

Исходные данные

№ вар.	$Q_{н}, \text{ т/сут}$	$G_0, \text{ м}^3/\text{т}$	$\gamma_{н}$	$H, \text{ м}$
1	52	150	0,83	2000
2	62	120	0,8	2100
3	30	170	0,7	2500
4	45	100	0,75	2600
5	65	210	0,82	2650
6	25	120	0,9	3000
7	50	130	0,71	3105
8	91	135	0,73	3200
9	86	180	0,75	2200
10	73	190	0,78	2300
11	38	200	0,81	2450
12	46	210	0,82	2500
13	54	205	0,8	2600
14	39	220	0,83	2550

15	105	230	0,74	2650
16	90	240	0,75	2750
17	70	160	0,77	2850
18	40	100	0,76	2950
19	30	110	0,78	3050
20	50	160	0,79	2100
21	80	150	0,8	2000
22	60	135	0,81	2200
23	64	145	0,82	2300
24	35	125	0,83	2400
25	95	205	0,84	2500
26	82	195	0,85	2600
27	73	185	0,7	2700
28	61	175	0,75	2000
29	59	165	0,82	2500
30	82	190	0,8	2200

### Практическое занятие 3

#### «Определение нагрузок на головку балансира станка-качалки»

Цель работы: определение режимных параметров работы штанговой глубинно-насосной установки: метод Муравьева И. М., Крылова А. П. и Оркина К. Г.; далее следуют формулы А. Н. Адонина, А. С. Вирновского, Л. Г. Чичерова, которые рекомендуются для уточненных расчетов оборудования и режимных параметров с учетом деформации колонны штанг и труб, сил трения и вязкости жидкости.

#### 1. Теоретическая часть

Динамика работы установки ШСН очень сложна. Однако в большинстве случаев упрощенная теория ее работы дает вполне приемлемые результаты.

При ходе вверх статические нагрузки в точке подвеса штанг складываются из веса штанг  $P_{шт}$  и веса столба жидкости  $P_{ж}$ . В результате изменения направления движения, когда возникает максимальное ускорение, к ним добавляется сила инерции  $P_i$ , направленная вниз; кроме того, действует сила трения  $P_{тр}$ , также направленная вниз.

Таким образом, максимальная нагрузка, возникающая в точке подвеса штанг при начале хода вверх, будет равна

$$P_{\max} = P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_i + P_{\text{тр}} \quad (1)$$

При ходе вниз нагнетательный клапан открывается, и гидростатические давления над и под плунжером выравниваются. Поэтому нагрузка от столба жидкости со штанг снимается и передается на трубы, так как имеющийся в цилиндре всасывающий клапан при ходе вниз закрыт. Силы инерции, возникающие в верхней мертвой точке, направлены вверх. Силы трения также направлены вверх, т. е. в сторону, противоположную направлению движения. Поэтому нагрузка в начале хода вниз будет минимальной

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} - P_i - P_{\text{тр}} \quad (2)$$

Силы  $P_i + P_{\text{тр}}$  составляют малую долю от  $P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}$ . Обычно они не превышают 5 - 10%. Поэтому их влияние на ход плунжера невелико.

### Влияние статических нагрузок

Сила  $P_{\text{ж}}$  действует попеременно то на штанги (ход вверх), то на трубы (ход вниз). В результате этого при ходе вверх штанги дополнительно растягиваются на величину  $\lambda_{\text{шт}}$ , которая может быть определена по закону Гука

$$\lambda_{\text{шт}} = \frac{P_{\text{ж}} \times L}{E \times f_{\text{шт}}} \quad (3)$$

Одновременно с этим, в результате снятия с труб силы  $P_{\text{ж}}$ , последние укорачиваются на величину

$$\lambda_{\text{т}} = \frac{P_{\text{ж}} \times L}{E \times f_{\text{т}}} \quad (4)$$

В результате, перемещение плунжера относительно цилиндра насоса, т. е. начало процесса всасывания жидкости, начнется только после того, как точка подвеса скомпенсирует своим перемещением вверх удлинение штанг  $\lambda_{\text{шт}}$  и сжатие труб  $\lambda_{\text{т}}$ . Поэтому полезный ход плунжера составит

$$S_{\text{пл}} = S - (\lambda_{\text{шт}} - \lambda_{\text{т}}) \quad (5)$$

Обычно обозначают

$$\lambda = (\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{т}}) \quad (6)$$

Подставляя в (6) значения  $\lambda_{\text{шт}}$  и  $\lambda_{\text{т}}$  согласно (3) и (4) получим

$$\lambda = \frac{P_{\text{ж}} \times L}{E} \times \left( \frac{l}{f_{\text{ш}}} + \frac{l}{f_{\text{т}}} \right) \quad (7)$$

где:  $P_{\text{ж}}$  - вес столба жидкости, действующий на плунжер;  
 $L$  - длина штанг, или глубина подвески ШСН;  
 $E$  - модуль Юнга;  
 $f_{\text{ш}}$  - площадь сечения штанг;  
 $f_{\text{т}}$  - площадь сечения металла труб.

Верхние штанги испытывают наибольшую нагрузку, так как на них действует вес всей колонны штанг. Нижние штанги нагрузки от собственного веса не испытывают. Поэтому, исходя из принципа равнопрочности колонны штанг, а также для уменьшения нагрузки на головку балансира колонну штанг делают ступенчатой, состоящей из участков штанг с уменьшающимся книзу диаметром. Кроме одноступенчатых колонн применяются двух- и трехступенчатые. Каждая ступень дополнительно удлиняется под действием одной и той же силы  $P_{\text{ж}}$ .

Поэтому суммарное удлинение ступенчатой колонны штанг будет равно сумме удлинений отдельных ступеней с учетом их длины  $l_i$  и площади сечения  $f_i$ . Тогда для трехступенчатой колонны получим

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{P_{\text{ж}}}{E} \times \left( \frac{l_1}{f_{\text{ш1}}} + \frac{l_2}{f_{\text{ш2}}} + \frac{l_3}{f_{\text{ш3}}} \right) \quad (8)$$

или с учетом деформации труб

$$\lambda = \frac{P_{\text{ж}}}{E} \times \left( \frac{L}{f_{\text{т}}} + \frac{l_2}{f_{\text{ш2}}} + \frac{l_3}{f_{\text{ш3}}} \right) \quad (9)$$

Учитывая конструкцию сочленения штанг с плунжером с помощью клапанной клетки, при которой на нижний торец штанги действует гидростатическое давление, необходимо  $P_{\text{шт}}$  принимать с учетом выталкивающей силы Архимеда, равной произведению площади сечения штанги на гидростатическое давление столба жидкости над плунжером.

## 2. Расчетная часть

Определить максимальную нагрузку на головку балансира станка-качалки по формулам А.С. Вирновского, И.А. Чарного.

Исходные данные:

плотность жидкости  $\rho_{\text{ж}} = 900 \text{ кг/м}^3$

модуль упругости для стали  $E = 0,21 \text{ ТПа}$

1. Определим угловую скорость кривошипов

$$\varpi = \frac{\pi \times n}{30}, \quad (1)$$

где:  $n$  – число качаний в минуту

2. Параметр, характеризующий режим откачки

$$\mu = \frac{\varpi \times L}{a}, \quad (2)$$

где:  $a = 5100$  м/с – скорость распространения звука

3. Максимальная нагрузка по элементарной (статической) теории определяется по формуле

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}} \times (b + m), \text{ Н} \quad (3)$$

где:  $P_{\text{ж}}$  – вес столба жидкости, Н

$$P_{\text{ж}} = \frac{F_{\text{пл}} \times L \times \rho_{\text{ж}} \times g}{10^4}, \text{ Н} \quad (4)$$

где:  $F_{\text{пл}}$  – площадь сечения плунжера,  $\text{см}^2$ ;

$L$  – глубина подвески вставного насоса, м;

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

Полный вес насосных штанг

$$P_{\text{шт}} = q_1 \times l_1 + q_2 \times l_2, \text{ Н} \quad (5)$$

где:  $q_1, q_2$  – вес 1 м насосных штанг верхней и нижней ступени, Н

$l_1, l_2$  – длины штанг верхней и нижней ступени

4. Коэффициент потери веса штанг в жидкости

$$b = \frac{(\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{ж}})}{\rho_{\text{ш}}}, \quad (6)$$

где:  $\rho_{\text{ш}}$  – удельный вес штанг, равный  $7850 \text{ кг}/\text{м}^3$

5. Фактор динамичности

$$m = \frac{S \times n^2}{1440}, \quad (7)$$

где:  $S$  – длина хода сальникового штока, м.

6. Максимальная нагрузка на основе динамической теории А.С. Вирновского с учетом собственных колебаний колонны штанг

$$P_{\max} = P_{\text{штг}} + P_{\text{ж}} - P_{\text{ж}}^1 + \frac{1}{3} \times a \times \frac{D_{\text{пл}}}{d_{\text{шт}}} \times \sqrt{\frac{S \times \varpi^2}{g}} \times (P_{\text{штг}} + 0,3 \times \varepsilon \times P_{\text{ж}}) \times \sqrt{a_1 \times \varphi - \frac{\lambda}{S}} + a^2 \times \frac{S \times \varpi^2}{2 \times g} \times P_{\text{штг}} \times \left(1 - \frac{\varphi}{2}\right) \times \left(a_1 - \frac{2 \times \lambda}{\varphi \times S}\right)$$

где:  $P_{\text{штг}}$  – полный вес колонны насосных штанг, Н

$P_{\text{ж}}$  – вес столба жидкости между плунжером и штангами, определяемый по формуле

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} \times g \times (F_{\text{пл}} \times L - f_1 \times l_1 - f_2 \times l_2), \text{ Н} \quad (8)$$

$P_{\text{ж}}^1$  – вес столба жидкости от приема насоса до динамического уровня, который равен 0

$d_{\text{шт}}$  – средний диаметр колонны насосных штанг, эквивалентный диаметрам двухступенчатой колонны с учетом их процентного соотношения

$$d_{\text{шт}} = \frac{(d_{\text{шт}}^1 \times \% + d_{\text{шт}}^{11} \times \%)}{100}, \text{ мм} \quad (9)$$

$\lambda$  – удлинение штанг от веса столба жидкости

$$\lambda = \frac{F_{\text{пл}} \times \rho_{\text{ж}} \times g \times L^2}{E \times f_{\text{шт}}}, \text{ м} \quad (10)$$

где:  $f_{\text{шт}}$  – средняя площадь поперечного сечения штанг,  $\text{см}^2$

$a$  и  $a_1$  – коэффициенты зависящие от кинематики станка-качалки:  $a = 1,15$  и  $a_1 = 0,82$

$$f_{\text{шт}} = 0,785 \times d_{\text{шт}}^2, \text{ см}^2 \quad (11)$$

$\varepsilon$  – отношение площадей просвета

$$\varepsilon = \frac{F_{\text{пл}} - f_{\text{шт}}}{f_{\text{т}} - f_{\text{шт}}}, \quad (12)$$

где:  $f_{\text{т}}$  – площадь проходного сечения насосных труб,  $\text{см}^2$

$\varphi$  – коэффициент, равный

$$\varphi = \frac{f_{\text{т}}^1}{f_{\text{т}}^1 + f_{\text{шт}}^1}, \quad (13)$$

где:  $f_{\text{т}}^1$  – площадь сечения по металлу,  $\text{см}^2$ .

7. Найдем число качаний

$$n = \frac{\pi \times n / 30}{L} - 2, \text{ кач/мин} \quad (14)$$

8. Максимальная нагрузка на основе динамической теории по формуле И.А. Чарного

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}} \times \left( b + \frac{S \times n^2}{1800} \times \frac{\text{tg} \times \mu}{\mu} \right), \text{ Н} \quad (15)$$

где:  $\frac{\text{tg} \mu}{\mu}$  - коэффициент, учитывающий вибрацию штанг

$\mu$  - параметр, характеризующий режим откачки, равный 0,455 рад/с

#### Исходные данные

№ вар.	L, м	d <sub>т</sub> , мм	d <sup>1</sup> <sub>шт</sub> , мм	%	d <sup>11</sup> <sub>шт</sub> , мм	%	S, м	n	F <sub>шт,2</sub> , см <sup>2</sup>	f <sub>m,2</sub> , см <sup>2</sup>	f <sup>1</sup> <sub>m,2</sub> , см <sup>2</sup>
1	1800	50,3	22	28	19	72	2,1	12	6,15	19,8	8,68
2	1480	62,0	22	28	19	72	1,8	15	6,15	30,18	11,66
3	1310	50,3	22	31	19	69	2,1	15	8,04	19,8	8,68
4	1100	62,0	22	36	19	64	2,5	10	11,34	30,18	11,66
5	920	88,9	22	42	19	58	2,1	10	14,6	45,22	16,82
6	1200	62,0	19	32,2	16	67,8	2,3	10	14,6	30,18	11,66
7	1000	62,0	22	42	19	58	1,8	12	14,6	30,18	11,66
8	1200	88,9	22	56	19	44	3,3	10	24,6	45,22	16,82
9	1870	50,3	22	30	19	70	2,5	12	8,04	19,8	8,68
10	1890	50,3	19	35	16	65	1,6	12	6,15	19,8	8,68
11	1680	50,3	19	39	16	61	1,8	10	8,04	19,8	8,68
12	1410	62,0	19	46	16	54	2,1	10	11,34	30,18	11,66
13	1180	62,0	19	55	16	45	2,0	10	14,6	30,18	11,66
14	1810	62,0	25	28	22	72	2,5	10	11,34	30,18	11,66
15	1570	62,0	25	32	22	68	1,5	15	14,6	30,18	11,66
16	1230	76,0	25	40	22	60	1,5	15	24,6	45,22	16,82
17	2550	50,3	22	27	19	73	1,8	15	6,15	19,8	8,68
18	2280	50,3	22	30	19	70	2,1	12	8,04	19,8	8,68
19	1970	62,0	22	35	19	65	2,1	12	11,34	30,18	11,66
20	1690	62,0	22	41	19	59	2,5	12	14,6	30,18	11,66
21	1280	76,0	22	54	19	46	2,1	10	24,6	45,22	16,82
22	2300	50,3	19	35	16	65	2,3	10	6,15	19,8	8,68
23	2060	50,3	19	39	16	61	2,6	10	8,04	19,8	8,68
24	1730	62,0	19	46	16	54	1,5	12	11,34	30,18	11,66
25	1450	62,0	19	55	16	45	1,8	12	14,6	30,18	11,66
26	1480	62,0	22	28	19	72	1,8	15	6,15	30,18	11,66

27	1310	50,3	22	31	19	69	2,1	15	8,04	19,8	8,68
28	2550	50,3	22	27	19	73	1,8	15	6,15	19,8	8,68
29	2280	50,3	22	30	19	70	2,1	12	8,04	19,8	8,68
30	1180	62,0	19	55	16	45	2,0	10	14,6	30,18	11,66

#### Практическое занятие 4 «Расчет газовых и газопесочных якорей»

Цель работы: ознакомление с оборудованием для борьбы с высоким содержанием газа в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами и приобретение навыков практических расчетов.

##### 1. Теоретическая часть

При работе штанговых насосных установок часто встречаются особые условия, осложняющие работу этих установок. К ним следует отнести: большое газосодержание на приеме насоса; большое содержание песка в откачиваемой жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах и минеральных солей в узлах насоса и в НКТ, сильное искривление скважин; высокопарафинистые и высоковязкие нефти.

Чаще всего возникают осложнения вследствие влияния газа на работу насоса, уменьшающего коэффициент наполнения цилиндра.

Из общей теории работы штангового насоса следует, что коэффициент наполнения зависит от газового фактора в условиях приема насоса и доли вредного пространства по отношению к объему, описанному плунжером. Величина  $R_{жс}$  в свою очередь зависит от газового фактора  $G_o$ , растворимости газа в нефти  $\alpha$ , давления на приеме насоса  $P_{пр}$ , коэффициента сепарации  $m$  и обводненности продукции  $n$ . Такие величины, как обводненность, газовый фактор, растворимость газа, температура на приеме насоса, являются природными факторами и не поддаются изменению. Другие факторы, такие как, давление на приеме, коэффициент сепарации и коэффициент вредного пространства, можно изменять. Уменьшение вредного пространства и газового фактора на приеме насоса увеличивает коэффициент его наполнения. Уменьшение вредного пространства достигается применением насоса, имеющего на нижнем конце плунжера дополнительный нагнетательный клапан. Существенное уменьшение вредного пространства достигается правильной посадкой плунжера в цилиндре насоса, т. е. та-

кой посадкой, при которой плунжер и его нижний нагнетательный клапан при крайнем нижнем положении головки балансира приближается к всасывающему клапану на минимально возможное расстояние. Увеличение хода при одновременном уменьшении диаметра насоса также уменьшает относительную долю объема вредного пространства. При увеличении давления на приеме насоса  $P_{пр}$ , что достигается увеличением глубины погружения насоса под динамический уровень, уменьшается газосодержание на приеме, т. е. величина  $R_{ж}$ , как за счет дополнительного растворения газа в нефти, так и за счет сжатия газа, оставшегося в свободном состоянии. При погружении насоса на глубину, где давление равно давлению насыщения, вредное влияние газа вообще прекращается, так как свободного газа на этой глубине нет.

На наполнение насоса в известной мере можно влиять, изменяя коэффициент сепарации газа  $m$  на приеме насоса, который зависит от условий всасывания газожидкостной смеси. С помощью особых устройств и приспособлений, называемых газовыми якорями, удастся увеличить долю газа, уходящего через межтрубное пространство, а следовательно, уменьшить долю газа, поступающего в цилиндр насоса.

Работа газовых якорей основана на различных принципах, например, таких как отделение газовых пузырьков за счет их всплытия в потоке жидкости, направленном вниз, использование принципа центрифугирования при завихрении потока, использование вибрации тарелок на пружинных подвесках и др.

В однокорпусном якоря (рис.1) ГЖС заходит в кольцевое пространство между корпусом якоря 1 и центральной трубой 2, верхний конец которой присоединяется к приемному клапану насоса 4. Направление потока изменяется, газовые пузырьки всплывают и уходят в межтрубное пространство. Жидкость, обедненная газом, поступает в центральную трубку через отверстия 5 и далее в цилиндр насоса.

Газовый пузырек 3 увлекается вниз нисходящим потоком жидкости, скорость которого зависит от дебита скважины и площади сечения кольцевого пространства между корпусом 1 и трубкой 2, так что:

$$v_1 = \frac{Q}{F - f}$$

где:  $Q$  - объемный секундный расход ГЖС в условиях приема насоса;

$F$ ,  $f$  - площадь сечения между корпусом и центральной трубкой газового якоря.

Скорость всплытия газового пузырька  $V_2$  согласно формуле Стокса зависит от диаметра пузырька  $d$  и, разности плотностей жидкости  $\rho_{ж}$  и газа  $\rho_г$  и вязкости жидкости  $\mu$ , так что

$$v_2 = \frac{d^2 \times (\rho_{ж} - \rho_г)}{18 \times \mu}$$

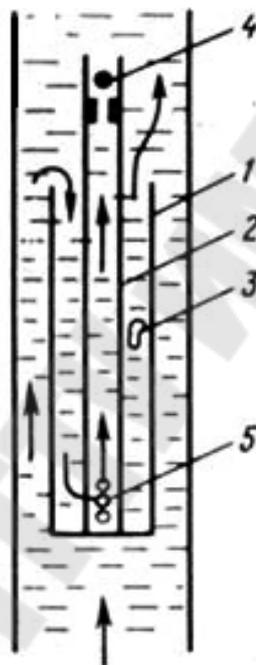


Рис.1 Принципиальная схема обычного однокорпусного газового якоря

1 – корпус якоря; 2 – центральная труба; 3 – газовый пузырек; 4 – приемный клапан насоса; 5 – отверстия.

Условие эффективной работы газового якоря -  $v_2 > v_1$ . В противном случае газовые пузырьки будут увлекаться потоком жидкости в насос. Если на  $v_2$  мы практически не можем воздействовать, то скоростью  $v_1$  можно управлять. Ее можно уменьшить разделением потока  $Q$  на два или более параллельных потоков.

Другим фактором, осложняющим работу штанговых насосных установок, является присутствие в откачиваемой жидкости мелкого песка и иной абразивной взвеси. Песок, попадая в насос, разрушает пригнанные поверхности деталей насоса, увеличивает утечки жидко-

сти через клапаны и зазор между цилиндром и плунжером, а иногда вызывает заклинивание плунжера и обрывы штанг. Для тех же целей используют различные фильтры, а также приспособления, устанавливаемые перед приемным патрубком насоса, называемые песочными якорями. В песочном якоря (рис.2, а) жидкость изменяет направление движения на  $180^\circ$ , песок отделяется и скапливается в специальном кармане в нижней части якоря. При заполнении кармана песком якорь извлекают на поверхность и очищают. Условием эффективной работы песочного якоря является существование в якоря скорости восходящего потока жидкости, меньшей скорости оседания частиц песка. По опытным данным эффективность обращенного якоря (рис.2, б) выше прямого, так как в нем благодаря насадке создается повышенная скорость потока с песком, направленная вниз. В результате условия оседания песка улучшаются.

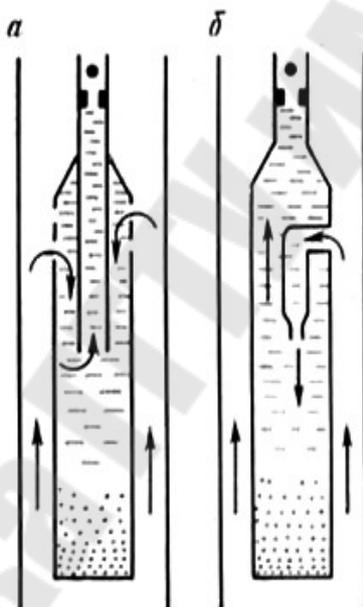


Рис. 2 Принципиальная схема песочного якоря

## 2. Расчетная часть

### Задание 1

Определить размеры, коэффициент сепарации газового якоря для следующих условий:

Глубина погружения насоса под динамический уровень  $h = 50\text{м}$ ;

Содержание воды в нефти 20%;

Нефть легкая с кинематической вязкостью  $\nu = 0,15 \text{ см}^2/\text{с}$

Общий газовый фактор  $G_0 = 520 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Трубный газовый фактор  $G_T = 25 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Коэффициент растворимости газа  $\alpha = 0,5 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{атм}$

коэффициент использования объема якоря  $a = 0,6$   
диаметр отделяющихся пузырьков газа  $\delta = 0,2$  см

1. Площадь кольцевого (сепарационного) сечения якоря по формуле Алена

$$F_{\text{я}} = 0,00065 \times \frac{F_{\text{пл}} \times S \times n \times \sqrt[3]{V}}{a \times \delta}, \text{ см}^2 \quad (1)$$

где:  $F_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плунжера,  $\text{см}^2$ ;  
 $S$  – длина хода полированного штока, см;  
 $n$  – число качаний в минуту.

Диаметр корпуса газового якоря

$$D_{\text{я}} = \sqrt{\frac{4 \times F_{\text{я}}}{\pi} + d_{\text{н}}^2}, \text{ см}^2 \quad (2)$$

где:  $d_{\text{н}}$  – всасывающая труба диаметром, выбираемым в зависимости от площади сечения якоря, из справочника по добыче нефти, см

2. Число необходимых корпусов многокорпусного якоря

$$n_{\text{к}} = \frac{F_{\text{я}}}{F_{\text{я}}^1}, \text{ шт} \quad (3)$$

где:  $F_{\text{я}}^1$  – площадь сепарационного сечения газового якоря, которая равна

$$F_{\text{я}}^1 = 0,785 \times ((D_{\text{я}}^1)^2 - d_{\text{н}}^2), \text{ см}^2 \quad (4)$$

где:  $D_{\text{я}}^1$  – диаметр корпуса якоря, равный 10,2 см

3. Минимальная длина рабочей части каждого корпуса якоря

$$l_{\text{min}} = \frac{F_{\text{пл}} \times S}{2 \times a \times F_{\text{я}}^1}, \text{ см} \quad (5)$$

Практически длина каждого корпуса якоря для его удовлетворительной работы должна быть не менее

$$l = \frac{20 \times D_{\text{я}}^1}{2}, \text{ см} \quad (6)$$

4. Проверим применимость в данном случае формулы Алена, по которой определялась площадь сечения якоря  $F_{\text{я}}$ . Скорость всплывания пузырьков газа

$$c = 0,261 \times \delta \times \sqrt[3]{\frac{g^2}{\nu}}, \text{ см/сек} \quad (7)$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{c \times \delta}{\nu}, \quad (8)$$

Если  $Re > 10$ , то формула Аллена применима.

Средняя скорость движения жидкости в проходном сечении газового якоря

$$v = \frac{F_{пл} \times S \times n}{a \times F_{я}^1 \times n_k \times 60} \quad \text{см/сек}$$

5. Средняя скорость движения жидкости в якоря значительно ниже, чем скорость всплывания пузырьков газа, поэтому газовый якорь будет работать в нормальных условиях. Определим коэффициент сепарации газового якоря:

$$K_c = \frac{G_{я} - G_{н}}{G_{я}}, \quad (9)$$

где:  $G_{я}$  – количество газа, приходящееся на газовый якорь,  $\text{м}^3/\text{м}^3$   
 $G_{н}$  – количество газа, проходящего через насос,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$G_{я} = \frac{0,5 \times (G_0 - \alpha \times p)}{p + 1} \times \frac{F_{пл}}{F_{скв} - F_{я}^1 \times n_k}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (10)$$

где:  $p = \frac{h \times \rho_n}{10}$ , Па – избыточное давление на приеме;

$F_{скв}$  – площадь сечения эксплуатационной колонны,  $\text{см}^2$ .

$$G_{н} = \frac{G_{г} - \alpha \times p}{p + 1}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (11)$$

## Задание 2

Рассчитать газопесочный якорь для условий добычи нефти

Кинематическая вязкость  $\nu = 0,125 \text{ см}^2/\text{с}$

Количество выносимого из скважины песка  $Q = 0,0012 \text{ м}^3/\text{сут}$

Коэффициент использования объема якоря,  $a = 0,6$

Диаметр сепарирующихся пузырьков газа  $\delta = 0,2 \text{ см}$

1. Площадь сепарационного сечения якоря по формуле

$$F_{я} = 0,0054 \times F_{пл} \times S \times n \times \sqrt[3]{\nu}, \quad \text{см}^2 \quad (1)$$

где:  $F_{пл}$  – площадь поперечного сечения плунжера,  $\text{см}^2$

2. Диаметр корпуса газовой части якоря

$$D_{я} = \sqrt{\frac{4 \times F_{я}}{\pi} + d_{н}^2}, \quad \text{см}^2 \quad (2)$$

где:  $d_n$  – всасывающая труба диаметром, выбираемым в зависимости от площади сечения якоря, из справочника по добыче нефти, см

Длина газовой части якоря

$$l_{\text{я}} = 20 \times D_{\text{я}}, \text{ см} \quad (3)$$

3. Диаметр внутренней рабочей трубки песочного якоря при отсутствии насадки

$$d_{\text{в}} = \frac{\pi \times D_{\text{пл}}^2 \times S \times n}{120000 \times \nu}, \text{ см} \quad (4)$$

где:  $D_{\text{пл}}$  – диаметр плунжера насоса, см;

$S$  – длина хода полированного штока, см;

$n$  – число качаний в минуту.

4. При наличии насадки диаметр ее выходного отверстия определяют по этой же формуле. Внутренний диаметр рабочей трубки в этом случае находят по формуле

$$d_{\text{в}} = 2 \times l \times \text{tg} \frac{\alpha}{2} + d_0, \text{ см} \quad (5)$$

где:  $l = 8$  см – длина насадки;

$\alpha = 4^\circ$  – угол конуса;

$d_0 = 4,2$  см – наименьший диаметр насадки

5. Объем песочного кармана в нижней секции газопесчаного якоря

$$V_{\text{к}} = \frac{\pi \times D_{\text{я}}^2 \times l_{\text{я}}}{4}, \text{ м}^3 \quad (6)$$

6. Время наполнения песочного якоря

$$t = \frac{V_{\text{к}}}{Q}, \text{ сут} \quad (7)$$

#### Исходные данные

№ вар.	$D$ , мм	$S$ , м	$n$	$\rho_{\text{н}}$ , г/см <sup>3</sup>	$F_{\text{пл}}$ , см <sup>2</sup>	$D_{\text{пл}}$ , мм
1	168	1,8	12	0,85	14,6	43
2	140	2,1	12	0,65	6,15	28
3	146	1,8	15	0,6	8,04	32
4	168	2,1	15	0,64	11,34	38
5	140	2,5	10	0,63	6,15	28
6	146	2,1	10	0,68	8,04	32
7	168	2,3	10	0,7	14,6	43

8	178	1,8	12	0,75	24,6	56
9	140	3,3	10	0,8	8,04	32
10	146	2,5	12	0,76	11,34	38
11	168	1,6	12	0,77	14,6	43
12	140	1,8	10	0,78	6,15	28
13	146	2,1	10	0,79	8,04	32
14	168	2,0	10	0,81	11,34	38
15	178	2,5	10	0,8	24,6	56
16	140	1,5	15	0,63	8,04	32
17	146	1,5	15	0,66	11,34	38
18	168	1,8	15	0,81	14,6	43
19	140	2,1	12	0,83	6,15	28
20	146	2,1	12	0,84	8,04	32
21	168	2,5	12	0,85	14,6	43
22	168	2,1	10	0,71	14,6	43
23	172	2,3	10	0,76	24,6	56
24	140	2,6	10	0,78	6,15	28
25	146	1,5	12	0,77	8,04	32
26	168	1,8	12	0,71	11,34	38
27	140	1,8	15	0,7	6,15	28
28	146	2,1	15	0,8	8,04	32
29	168	1,8	15	0,75	14,6	43
30	168	2,1	12	0,65	14,6	43

### Практическое занятие 5 «Расчет плунжерного подъемника»

Цель работы: определение режимных параметров работы плунжерного подъемника: метод Крылова А. П., который рекомендуется для уточненных расчетов оборудования.

#### 1. Теоретическая часть

Энергию газа при малом забойном давлении (и низком уровне) удается использовать для подъема жидкости при помощи, так назы-

ваемого плунжерного подъемника. Плунжерный подъемник работает следующим образом. Под действием собственного веса плунжер падает вниз с открытым клапаном, пропуская через себя весь столб газонефтяной смеси. При ударе о подушку нижнего амортизатора клапан закрывается. Давление поступающего под плунжер газа поднимает плунжер со столбом находящейся над ним нефти. Когда столб нефти достигнет на устье перфорированной части трубы, нефть поступит в боковой отвод и далее по выкидной линии в газосепаратор. После того, как вся нефть поступит в выкид, плунжер под влиянием сил инерции поднимется вверх и выйдет своим нижним концом за пределы перфорированной части трубы. Находящийся под плунжером газ будет уходить вслед за нефтью в выкидную линию, и давление под плунжером упадет. Газ, оставшийся в камере над плунжером и подвергнувшийся сжатию, силой давления отожмет клапан плунжера вниз, и плунжер начнет падать. Цикл повторяется.

Чтобы поднять столб жидкости на поверхность, объем подъемных труб необходимо заполнить газом под давлением  $P$ . Давление, необходимое для движения столба жидкости и плунжера, складывается из следующих величин:

$$P = h \times \rho \times g + P_2 + P_{\Pi} + P_{\text{тр}} + P_{\text{тж}}, \quad (1)$$

где:  $P_2$  – противодействие на устье;

$P_{\Pi}$  – давление, необходимое для преодоления веса плунжера;

$P_{\text{тр}}$  – давление, затрачиваемое на преодоление трения плунжера;

$P_{\text{тж}}$  – давление, затрачиваемое на преодоление столба поднимаемой жидкости

При движении плунжера вверх между плунжером и стенками труб будут утечки газа. Размер утечек зависит от разности давления под и над плунжером, от ширины зазора между плунжером и трубами и от продолжительности подъема плунжера.

Перепад давления между нижней и верхней сторонами плунжера будет

$$\Delta P = P_{\Pi} + P_{\text{тр}}, \quad (2)$$

Площадь поперечного сечения зазора

$$f_3 = \pi \times d \times s, \quad (3)$$

где:  $d$  – диаметр труб, м;

$s$  – ширина щели, м.

Расход на утечку за период подъема будет

$$V_{\text{ут}} = 1,9 \times t_1, \quad (4)$$

где:  $t_1$  – время подъема плунжера, в мин.

Полный потребный расход газа для подъема плунжера составит

$$V_{\text{полн}} = L \times f \times (1,1 \times h \times \rho \times g + P_2 + \Delta P) + 1,9 \times t_1, \quad (5)$$

Количество газа, поступающее из пласта за тот же промежуток времени

$$V_{\text{г}} = q \times G \times t_1, \quad (6)$$

где:  $G$  – средний газовый фактор.

Количество газа, попадающее в подъемную трубу

$$V_{\text{г.тр}} = \frac{q \times G \times t_1 \times f^1}{F}, \quad (7)$$

где:  $q$  – дебит жидкости;

$f^1$  – площадь поперечного сечения входного отверстия в подъемные трубы;

$F$  – площадь сечения эксплуатационной колонны.

Длина плунжерного подъемника

$$L = h_0 + h, \quad (8)$$

где:  $h_0$  – динамический уровень;

$h$  – высота подъема.

А.П. Крылов определил соотношение между  $h$  и  $h_0$

$$L = h_0 + 4,3 \times \sqrt{h_0}, \quad (9)$$

## 2. Расчетная часть

### Задание 1

Спроектировать по методу А.П. Крылова установку плунжерного подъемника с башмачной воронкой, работающей только на пластовом газе.

Исходные данные:

Глубина до верхних отверстий фильтра  $H = 800$  м;

Забойное давление на уровне верхних отверстий фильтра  $P_{\text{заб}} = 0,8$  МПа

Диаметр колонны  $D = 0,15$

Коэффициент растворимости газа в нефти  $\alpha = 0,6$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> · атм

Абсолютное давление на устье  $P_{\text{уф}} = 0,15$  МПа

Ширина зазора между плунжером и трубами  $s = 0,002$  м

Расстояние от башмачной воронки до нижнего амортизатора (длина хвостовика)  $h_x = 25$  м

1. Длина подъемника без хвостовика

$$L = H - h_x, \text{ м} \quad (1)$$

2. Среднее давление на уровне нижнего амортизатора (при удельном весе газированной нефти  $\gamma_{см} = 0,4 \text{ т/м}^3$ )

$$P_1 = P_{заб} - \frac{\gamma_{см} \times h_x}{10}, \text{ Па} \quad (2)$$

3. Столб жидкости над амортизатором, приведенный к заданному удельному весу нефти

$$h_1 = \frac{10 \times P_1}{\gamma_n}, \text{ м} \quad (3)$$

где:  $\gamma_n$  – удельный вес нефти,  $\text{т/м}^3$ .

4. Оптимальная скорость подъема плунжера

$$c_1 = 50 \times \sqrt[3]{s \times \sqrt{\frac{1}{h \times \gamma_n}}}, \text{ м/сек} \quad (4)$$

5. Диаметр плунжерного подъемника

$$d = 0,15 \times \sqrt{\frac{Q \times \left( \frac{L}{c_1} + \frac{L-h}{c_{2г}} + \frac{h}{c_{2ж}} \right)}{h \times \gamma_n}}, \text{ мм} \quad (5)$$

где:  $c_{2г}$  – скорость падения плунжера в газовой среде, равно 12 м/сек;

$c_{2ж}$  – скорость падения плунжера в жидкости, равная 1,5 м/сек.;

$Q$  – дебит скважины, т/сут.

6. Проверим возможность работы плунжерного подъемника только на энергии пластового газа, для чего определим вначале абсолютное давление газа под плунжером в процессе подъема:

$$p = \frac{\gamma_n \times h}{10} + \lambda \times \frac{h \times c_1^2 \times \gamma_n}{20 \times d \times g} + P_{буф} + 0,3, \text{ Па} \quad (6)$$

где:  $\lambda$  – коэффициент трения, равный 0,03;

$g$  – ускорение силы тяжести;

0,03МПа – давление, необходимое для преодоления собственного веса плунжера и сопротивлений трения при его движении.

7. Количество газа, расходуемое на полезную работу за один цикл:

$$V_{\text{п}} = L \times p \times f, \text{ м}^3 \quad (7)$$

где:  $f$  – площадь внутреннего сечения труб, в зависимости от диаметра плунжера, найденного в пункте 5,  $\text{м}^2$ .

8. Количество газа, уходящего через зазор между плунжером и трубами при подъеме

$$V_{0\text{ум}} = 86 \times d \times s \times \sqrt{p}, \text{ м}^3/\text{сек} \quad (8)$$

9. Общее количество газа, расходуемое за один цикл

$$V_{\text{ц}} = V_{\text{п}} + V_{0\text{ум}} \times \frac{L}{c_1}, \text{ м}^3 \quad (9)$$

10. При установке плунжерного подъемника с башмачной воронкой его работа только на энергии пластового газа может происходить при условии

$$G_0 - \frac{\alpha}{\gamma_{\text{н}}} \times (p - 1) \geq \frac{F}{F^1} \times \frac{86400}{Q} \times (c_1 \times f \times p + V_{0\text{ум}}), \quad (10)$$

где:  $F$  – площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны,  $\text{см}^2$ ;

$F^1$  – площадь поперечного сечения раструба воронки,  $\text{см}^2$ ;

$G_0$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Отношение этих площадей находится в пределах

$$0,93 < \frac{F}{F^1} \leq 1,075$$

11. Число циклов плунжерного подъемника в сутки

$$n = \frac{86400}{\frac{L}{c_1} + \frac{L-h}{c_{2\text{Г}}} + \frac{h}{c_{2\text{Ж}}}}, \quad (11)$$

12. Объем жидкости, поднимаемый за цикл

$$q_{\text{ц}} = h \times f, \text{ м}^3 \quad (12)$$

13. Производительность подъемника

$$Q_{\text{п}} = q_{\text{ц}} \times n \times \gamma_{\text{н}}, \text{ т/сут} \quad (13)$$

14. Удельный расход газа

$$R_0 = \frac{V_{\text{ц}}}{q_{\text{ц}} \times \gamma_{\text{н}}}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (14)$$

15. Сопоставим работу плунжерного и непрерывного подъемников, для чего найдем оптимальный расход газа при работе непрерывного подъемника  $d$  и длиной  $L = 800$  м

$$R_{\text{опт}} = \frac{0,0077 \times L \times [L \times \gamma_{\text{н}} - 10 \times (P_1 - P_{\text{буф}})]}{d^{0,5} \times (P_1 - P_{\text{буф}}) \times \lg \frac{P_1}{P_{\text{буф}}}}, \text{ м}^3/\text{Т} \quad (15)$$

Исходные данные

№ вар.	Q, т/сут	G <sub>0</sub> , м <sup>3</sup> /Т	γ <sub>н</sub> , т/м <sup>3</sup>
1	30	310	0,9
2	35	300	0,7
3	25	280	0,8
4	20	290	0,75
5	40	170	0,72
6	45	200	0,74
7	50	220	0,76
8	55	240	0,78
9	60	260	0,82
10	65	280	0,84
11	70	180	0,86
12	32	160	0,88
13	44	210	0,71
14	52	150	0,73
15	58	230	0,76
16	62	250	0,79
17	64	270	0,77
18	66	290	0,81
19	36	310	0,83
20	38	330	0,85
21	34	350	0,87
22	32	370	0,89
23	24	205	0,9
24	26	305	0,92
25	28	355	0,77
26	41	345	0,7
27	43	265	0,74
28	63	225	0,86
29	57	285	0,88
30	69	325	0,81

## Литература

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. - М.: Недра, 1990 – 484 с.
2. Базлов М.Н. Технология и техника добычи нефти и газа/ М.Н. Базлов. – М.: Недра, 1971 – 504 с.
3. Ивановский В. Н., Дарищев В. Н. Оборудование для добычи нефти и газа, часть I, II / В. Н. Ивановский [и др.]. – М., 2002 – 680 с.
4. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование / Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990 – 559 с.
5. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти / А.М. Юрчук [и др.]. – М.: Недра, 1985 – 246 с.

**Козырева Светлана Владимировна**

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ  
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**Практикум  
по одноименному курсу  
для слушателей специальности 1-51 02 71  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Подписано в печать 19.09.13.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,28.

Изд. № 16.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе с макета оригинала авторского.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48