

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**В.Н. Арбузов, Е.В. Курганова**

**СБОРНИК ЗАДАЧ  
ПО ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА  
В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

*Рекомендовано в качестве практикума  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета*

Издательство  
Томского политехнического университета  
2015

УДК 622.276(076.5)

ББК 33.361я73

А79

**Арбузов В.Н.**

А79      Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях : практикум / В.Н. Арбузов, Е.В. Курганова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 68 с.

Практикум составлен авторами, чтобы помочь студентам в проведении учебно-научных исследований в области нефтегазовой геологии, проектирования систем разработки и управления процессами нефтегазоизвлечения. Практикум разработан на основе известных монографий и учебных пособий Е.А. Соколова, А.М. Зингера «Струйные аппараты», Ш.К. Гиматудинова «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», И.Т. Мищенко «Расчеты при добыче нефти и газа», а также отдельных публикаций в технических изданиях Р.С. Яремийчук «Создание депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов» и «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин».

Содержащиеся в практикуме задания могут выполняться студентами самостоятельно и под руководством преподавателя, а также могут использоваться в научных исследованиях по тематике технологии добычи нефти и газа.

**УДК 622.276(076.5)**

**ББК 33.361я73**

*Рецензенты*

Кандидат технических наук  
и.о. главного инженера проектов Отдела ГИПов  
ОАО «ТомскНИПИнефть»

*Е.Н. Иванов*

Кандидат технических наук  
заведующий отделом НИИПММ  
при Томском государственном университете

*А.А. Демиденко*

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2015

© Арбузов В.Н., Курганова Е.В., 2015

© Оформление. Издательство Томского  
политехнического университета, 2015

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>5</b>
<b>1. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ .....</b>	<b>6</b>
1.1. Расчет повышения температуры продукции за счет работы погружного агрегата УЦЭН и влияние того повышения на вязкость продукции .....	6
1.2. Типовая задача .....	7
1.3. Задания для самостоятельной работы .....	9
<b>2. СЕПАРАЦИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА У ПРИЕМА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>11</b>
2.1. Расчет коэффициента сепарации свободного газа .....	11
2.2. Типовая задача .....	13
2.3. Задания для самостоятельной работы .....	16
<b>3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН .....</b>	<b>17</b>
3.1. Расчет подъемника газовой скважины .....	17
3.2. Типовая задача .....	20
3.3. Задания для самостоятельной работы .....	23
<b>4. ВЫБОР РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ.....</b>	<b>24</b>
4.1 Расчет минимального дебита обводненной газовой скважины.....	24
4.2. Типовая задача .....	25
4.3. Задания для самостоятельной работы .....	26
<b>5. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ УСТАНОВКИ ВИНТОВОГО НАСОСА .....</b>	<b>27</b>
5.1. Типовая задача .....	28
5.2. Задания для самостоятельной работы .....	30
<b>6. ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН .....</b>	<b>31</b>
6.1. Методика расчета гидроструйного насоса.....	31
6.2. Типовая схема компоновки лифта .....	32
6.3. Конструкция струйного аппарата УОС- 1.....	33
6.4. Схема обвязки наземного оборудования.....	34
6.5. Принципиальная схема струйного аппарата.....	34
6.6. Расчет струйного аппарата .....	36
6.7. Расчет технологических параметров создания депрессий на пласт с помощью струйного аппарата.....	38
6.8 Типовая задача .....	41
6.9. Задания для самостоятельной работы .....	45

<b>7. МЕТОД ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПЕН.....</b>	<b>46</b>
7.1 Расчет давления закачки пены в скважину .....	46
7.2. Типовая задача .....	48
7.3. Задания для самостоятельной работы .....	51
<b>8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ</b>	
<b>ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ.....</b>	<b>52</b>
8.1 Расчет процесса гидropескоструйной обработки .....	52
8.2. Типовая задача .....	54
8.3. Задания для самостоятельной работы .....	55
<b>9. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН.....</b>	<b>57</b>
9.1. Расчет пускового давления	
для различных систем подъемников .....	57
9.2. Типовая задача .....	58
9.3. Задания для самостоятельной работы .....	59
<b>10. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН,</b>	
<b>ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОГРУЖНЫМИ</b>	
<b>ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ .....</b>	<b>61</b>
10.1. Типовая задача.....	63
10.2. Задания для самостоятельной работы.....	65
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>67</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Студенты, изучающие дисциплину «Технология добычи нефти и газа в осложненных условиях», вместе с усвоением теоретических основ должны владеть методиками и практическими навыками расчетов технологических процессов, связанных с эксплуатацией нефтяных и газовых скважин.

Теоретические знания, полученные студентами в ходе изучения лекционного материала, быстрее становятся руководством к действию, если на их основе решаются задачи, даже не очень сложные. В данном практикуме, с учетом представлений о сущности процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, приводятся методики решения задач, основанные на полученной в вузе математической подготовке.

Современное проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений, выбор необходимого глубинно-насосного оборудования и обоснование оптимальных технологий эксплуатации скважин требуют достаточно сложных расчетов с использованием лицензионных программных продуктов и мощных вычислительных средств. Во многих случаях, однако, применение более простых алгоритмов, лежащих в основе решения задач, рассмотренных в данном учебном пособии, позволяют получить достаточно адекватные количественные результаты без использования длительных расчетов на основе более сложных моделей.

Практикум является учебным пособием по расчетной части курса «Технология добычи нефти и газа в осложненных условиях». За основу были взяты хорошо известные издания [1–7]. Рассмотрены задачи, касающиеся особенностей эксплуатации добывающих скважин в осложненных условиях, механизма сепарации свободного газа у приема погружного оборудования, выбора режима работы газовых скважин, расчета допустимого давления на приеме установки винтового насоса и применения струйных аппаратов для освоения нефтяных и газовых скважин, расчетов при освоении скважин пенными системами, технологических расчетов при проектировании гидропескоструйной перфорации, газлифтной эксплуатации, а также исследований скважин, эксплуатируемых с помощью электроцентробежных насосов .

## 1. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ

К осложненным условиям эксплуатации добывающих скважин относятся условия, связанные со свойствами продукции скважин (высокая обводненность, высокая вязкость, отложения АСПО, твердой фазы, повышенные температуры, газовые факторы и т. д.). Эти обстоятельства существенно затрудняют глубинные исследования скважин и обуславливают расчетное определение целого ряда параметров, используемых при оптимизации технологических режимов работы скважинного оборудования. Кроме того, осложнения при эксплуатации скважин часто связаны с используемыми в настоящее время технологическими процессами (поддержание пластового давления, тепловые методы повышения нефтеотдачи и др.), а также применяемыми системами нефтегазосбора (однотрубные герметизированные), требующими повышенных устьевых давлений.

### 1.1. Расчет повышения температуры продукции за счет работы погружного агрегата УЦЭН и влияние того повышения на вязкость продукции

Распределение температуры по глубине скважины рассчитывается по следующим зависимостям (при  $15 < Q_m < 800$  т/сут) [6]:

$$t(h) = t \pm t_{\text{пл}} \cdot h \cdot \left[ 1 - \left( 1 - 0,87 \cdot e^{-0,003 \cdot Q_m} \right) \cdot \frac{\rho_{\text{нд}}}{\rho_{\text{нпл}}} \right] \cdot \frac{1}{L_c}; \quad (1.1)$$

$$t(h) = t \pm t_{\text{пл}} \cdot H \cdot \left[ \frac{0,00431}{\ln(Q_v + 33)} - 5,4 \cdot 10^{-4} \right]; \quad (1.2)$$

$$t(h) = \pm t_{\text{пл}} \cdot h \cdot \left[ 0,54 \cdot L_c \cdot \left( \frac{623,7 \cdot D_{\text{вн}}}{Q_m} + 1 \right) \frac{1}{L_c} \right] \cdot \frac{1}{L_c}, \quad (1.3)$$

где  $h$  – глубина, м;  $H$  – безразмерная глубина,  $H = h/1$  м;  $c$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг · К).

Во всех формулах знак плюс необходимо брать при расчете температуры от устья, при этом  $t = t_y$ , а глубина  $h$  отсчитывается от устья; знак минус необходимо брать при расчете температуры от забоя, при этом  $t = t_{\text{пл}}$ , а глубина  $h$  отсчитывается от забоя.

Следует отметить, что зависимость (1.1) может быть использована только для фонтанных и газлифтных скважин. При расчете распределения температуры вдоль ствола механизированных скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов, предпочтительнее использовать формулу (1.3).

Для обводненной продукции скважины удельную теплоемкость жидкости  $c$  рассчитывают в зависимости от обводненности по следующей формуле:

$$c = c_n \cdot (1 - n_0) + c_v \cdot n_0, \quad (1.4)$$

где  $c_n, c_v$  – соответственно удельная теплоемкость нефти и воды:

$$c_n = 2100 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}, \quad c_v = 4186 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К};$$

$n_0$  – обводненность продукции.

Для определения вязкости газонасыщенной нефти  $\mu_{нт}$  при текущей температуре  $t$  можно использовать следующую зависимость:

$$\mu_{нт} = \exp\left(-87,24 \cdot 10^{-4} \cdot V_{гр} + 12,9 \cdot 10^{-6} \cdot V_{гр}^2\right) \times \left[ \mu_{20} \cdot \left(\frac{\mu_{50}}{\mu_{20}}\right)^{\frac{t-20}{30}} \right]^{\exp(-0,004711 \cdot V_{гр} + 0,0000083 \cdot V_{гр}^2)}, \quad (1.5)$$

где  $\mu_{20}$  и  $\mu_{50}$  – соответственно вязкость дегазированной нефти при 20 и 50 °С;  $V_{гр}$  – количество растворенного в 1 м<sup>3</sup> нефти газа, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При давлении на приеме насоса  $P_{пр} > P_{нас}$ ,  $V_{гр} = \Gamma_0$ .

Если требуется определить температуру потока на выходе из установки ЭЦН  $t_{вых}$ , то для ее расчета используют зависимость (1.3), в которой полагают  $t = t_y$ ,  $h = H_n$ ,  $L_c = H_n$ , где  $H_{вн}$  – глубина спуска насоса, а вместо  $t_{пл}$  подставляют  $t_{вых}$ . В результате формула для определения  $t_{вых}$  принимает вид

$$t_{вых} = \frac{t_y}{1 - \left[ 0,544 \cdot \frac{H_n}{c} \cdot \left( 623,7 \cdot \frac{d_{вн}}{Q_m} + 1 \right) \right]}. \quad (1.6)$$

## 1.2. Типовая задача

Добывающая скважина эксплуатируется установкой погружного электроцентробежного насоса.

### Исходные данные:

- глубина скважины  $L_c = 2000$  м;

- глубина спуска ЭЦН  $H_n = 1200$  м;
- внутренний диаметр скважины  $D_T = 0,1503$  м;
- внутренний диаметр НКТ  $d_{вн} = 0,0503$  м;
- пластовая температура  $t_{пл} = 50$  °С;
- температура на устье скважины  $t_y = 14,8$  °С;
- дебит скважины (массовый)  $Q_M = 50$  т/сут;
- обводненность  $n_0 = 0$ ;
- вязкость дегазированной нефти при 20 °С  $\mu_{20} = 50$  мПа · с;
- вязкость дегазированной нефти при 50 °С  $\mu_{50} = 5$  мПа · с;
- газовый фактор  $\Gamma_0 = 25$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- давление у приема ЭЦН выше давления насыщения.

### Задание

1. Рассчитать повышение температуры продукции скважины на выходе из установки погружного центробежного электронасоса за счет нагрева ее от работающего погружного агрегата.

2. Оценить влияние повышения температуры на вязкость газонасыщенной нефти на выходе из установки.

### Решение

Первоначально рассчитываем температуру в скважине  $t_c$  перед установкой ЭЦН на глубине 1200 м от устья или на расстоянии 800 м от забоя по (1.3):

$$t_c = t_{пл} \cdot \left\{ 1 - \frac{(L_c - H_n)}{L_c} \left[ 0,544 \cdot \frac{L_c}{c} \cdot \left( 623,7 \frac{D_T}{Q_M} + 1 \right) \right] \right\}.$$

Так как нефть безводная, то  $c = 2100$  Дж/(г · °С):

$$t_c = 50 \cdot \left\{ 1 - \frac{(2000 - 1200)}{2000} \cdot \left[ 0,544 \cdot \frac{2000}{2100} \cdot \left( 623,7 \frac{0,1503}{50} + 1 \right) \right] \right\} = 20,21 \text{ °С}.$$

Таким образом, температура в скважине перед установкой ЭЦН составляет  $t_c = 20,21$  °С. Для расчета температуры на выходе из установки ЭЦН  $t_{вых}$  воспользуемся зависимостью (1.3), записанной в виде (1.6):

$$t_{вых} = \frac{t_y}{1 - \left[ 0,544 \cdot \frac{H_n}{c} \cdot \left( 623,7 \cdot \frac{d_{вн}}{Q_v} + 1 \right) \right]} = \frac{14,8}{1 - \left[ 0,544 \cdot \frac{1200}{2100} \cdot \left( 623,7 \cdot \frac{0,0503}{50} + 1 \right) \right]} = 29,95.$$

Таким образом, температура нефти за счет работы погружного агрегата повышается на

$$t = t_{\text{ВЫХ}} - t_c = 29,95 - 20,21 = 9,74 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Рассчитываем вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{\text{НТ}}$  при текущей температуре  $t$  по формуле (1.5). При температуре в скважине перед установкой ЭЦН  $t_c = 20,21 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$\begin{aligned} \mu_{\text{Н}20,2} &= \exp\left(-87,24 \cdot 10^{(-4)} \cdot 25 + 12,9 \cdot 10^{(-6)} \cdot 25^2\right) \times \\ &\times \left[ 50 \cdot \left(\frac{5}{50}\right)^{0,21/30} \right]^{\exp(-0,004711 \cdot 25 + 0,0000083 \cdot 25^2)} = \\ &= \exp(-0,226163) \cdot 49,196^{0,8935} = 25,915 \text{ мПа} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Рассчитываем вязкость газонасыщенной нефти при температуре  $t_{\text{ВЫХ}} = 29,95 \text{ } ^\circ\text{C}$ :

$$\begin{aligned} \mu_{\text{Н}20,2} &= \exp\left(-87,24 \cdot 10^{(-4)} \cdot 25 + 12,9 \cdot 10^{(-6)} \cdot 25^2\right) \times \\ &\times \left[ 50 \cdot \left(\frac{5}{50}\right)^{9,95/30} \right]^{\exp(-0,004711 \cdot 25 + 0,0000083 \cdot 25^2)} = \\ &= \exp(-0,226163) \cdot 23,297^{0,8935} = 13,289 \text{ мПа} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Следовательно, за счет нагрева от работающего погружного агрегата вязкость газонасыщенной нефти снизилась с 25,915 до 13,289 мПа · с, т. е. в 1,95 раза.

### 1.3. Задания для самостоятельной работы

$L_c$  – глубина скважины, м.

$H_{\text{Н}}$  – глубина спуска ЭЦН, м.

$D_{\text{Т}}$  – внутренний диаметр скважины, м.

$d_{\text{ВН}}$  – внутренний диаметр НКТ, м.

$t_{\text{Пл}}$  – пластовая температура,  $^\circ\text{C}$ .

$t_y$  – температура на устье скважины,  $^\circ\text{C}$ .

$Q_{\text{М}}$  – дебит скважины (массовый), т/сут.

$n_0$  – обводненность, %.

$\mu_{20}$  – вязкость дегазированной нефти при  $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ , мПа · с.

$\mu_{50}$  – вязкость дегазированной нефти при  $50 \text{ } ^\circ\text{C}$ , мПа · с.

$\Gamma_0$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Таблица 1.1

№	$L_c$	$H_H$	$D_T$	$d_{BH}$	$t_{пл}$	$t_y$	$Q_M$	$n_0$	$\mu_{20}$	$\mu_{50}$	$\Gamma_0$
1	2000	1200	0,1503	0,0503	50	14,8	46	0	50	5	25
2	2100	1300	0,1300	0,0300	60	15,0	55	0	50	5	25
3	2200	1400	0,1503	0,0503	70	15,5	62	0	50	5	30
4	2300	1500	0,1300	0,0300	80	15,7	50	0	50	5	35
5	2400	1600	0,1503	0,0503	90	14,5	50	0	50	5	40
6	2500	1700	0,1300	0,0300	80	16,0	70	0	50	5	45
7	2000	1300	0,1503	0,0503	50	16,5	60	0	50	5	50
8	2300	1600	0,1503	0,0503	70	15,8	65	0	50	5	55
9	2500	1500	0,1300	0,0300	80	16,2	60	0	50	5	60
10	2200	1200	0,1300	0,0300	60	15,4	54	0	50	5	65
11	2100	1400	0,1503	0,0503	80	16,6	72	0	50	5	70
12	2300	1600	0,1300	0,0300	60	15,2	50	0	50	5	72
13	2400	1300	0,1503	0,0503	80	16,7	75	0	50	5	32
14	2500	1500	0,1300	0,0300	70	17,0	60	0	50	5	44
15	2000	1400	0,1503	0,0503	60	17,9	55	0	50	5	56

## 2. СЕПАРАЦИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА У ПРИЕМА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 2.1. Расчет коэффициента сепарации свободного газа [6]

Явление сепарации газа в затрубное пространство имеет место при эксплуатации нефтяных скважин как фонтанным, так и механизированным способом. Особо важное значение этот эффект приобретает в случае использования для подъема жидкости глубинно-насосного оборудования (ШГНУ и УЭЦН). При заборе насосом газожидкостной смеси (ГЖС) из кольцевого пространства между всасывающей сеткой насоса (для ЭЦН) и эксплуатационной колонной скважины в первое рабочее колесо насоса вместе с откачиваемой жидкостью попадает не весь свободный газ, содержащийся в ней непосредственно перед всасывающей сеткой насоса. Часть газа, сепарируясь из ГЖС, проходит мимо рабочих органов насоса и через межтрубное пространство поступает в выкидную линию. Эффективность работы глубинных насосов, как известно, определяется величиной расходной концентрации свободного газа в скважинной продукции, поступающей в насос. Для борьбы с вредным влиянием газа на практике широко применяют газовые якоря различной конструкции для ШГН и специальные газосепараторы для ЭЦН. При отсутствии таких устройств, усиливающих отделение газовой фазы, на приеме насосов при переходе откачиваемой продукции из кольцевого пространства скважины во всасывающую камеру реализуется естественная сепарация газа.

Коэффициентом сепарации газа у приема погружного оборудования  $\sigma$  называется отношение объема газа, ушедшего в затрубное пространство, к общему объему свободного газа у приема насоса при данных термодинамических условиях. Эта величина очень важна для правильного гидродинамического расчета и оптимизации режима работы системы пласт – скважина – насосное оборудование.

Для расчета коэффициента естественной сепарации используются следующие зависимости:

- для башмака фонтанного лифта

$$\sigma_{\phi} = \frac{\sigma_0}{1 + 0,7 \cdot \frac{q_{ж}}{w_0 \cdot F_{эк}}}; \quad (2.1)$$

- для приема ШСН

$$\sigma_{\phi} = \frac{\sigma_0}{1 + 1,05 \cdot \frac{q_{\text{ж}}}{w_0 \cdot F_{\text{эк}}}}. \quad (2.2)$$

Здесь  $\sigma_0$  – коэффициент сепарации газа на режиме нулевой подачи,

$$\sigma_0 = 1 - \left( d_{\text{нар. н}} / D_{\text{эк}} \right)^2, \quad (2.3)$$

$d_{\text{нар. н}}$  – наружный диаметр НКТ, м;  $q_{\text{ж}}$  – объемный расход жидкости в условиях приема оборудования, м<sup>3</sup>/с;  $w_0$  – относительная скорость газовых пузырьков, м/с;  $F_{\text{эк}}$  – площадь поперечного сечения обсадной колонны, м<sup>2</sup>.

Коэффициент сепарации у приема ЭЦН рассчитывают по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{ц}} = \frac{1}{1 + 0,75 \cdot \frac{q_{\text{ж}}}{w_0 \cdot f_3}}, \quad (2.4)$$

где  $q_{\text{ж}}$  – объемный расход жидкости в условиях приема насоса, м<sup>3</sup>/с;  $f_3$  – площадь кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и погружным насосом, м<sup>2</sup>,

$$f_3 = \frac{\pi (D_{\text{эк}}^2 \cdot d_{\text{нар. н}}^2)}{4}. \quad (2.5)$$

Относительную скорость газовых пузырьков для безводной нефти определяют по следующей зависимости:

$$W_0 = 0,3873 \cdot g^{0,76} \cdot \left( \frac{\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{н}}} \right) \cdot d_{\text{п}}^{1,28} \cdot \left[ \frac{\sigma_{\text{гн}} \cdot \mu_{\text{н}}}{g \cdot d_{\text{п}}^3 \cdot (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})^2 \cdot \overline{w_{\text{г}}}} \right]^{-0,25} \times \quad (2.6)$$

$$\times \ln \left[ -0,303 + 1,09 \cdot \sqrt{8,07 - 33,9 \cdot (\ln \text{Re}_{\text{н}} - 1,82)^2} \right] + 0,0105 \cdot A^{2,25},$$

где  $g$  – ускорение силы тяжести, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $\sigma_{\text{гн}}$  – коэффициент поверхностного натяжения системы нефть – газ, Н/м;  $d_{\text{п}}$  – диаметр газового пузырька, в расчетах обычно принимают равным  $5 \cdot 10^{-4}$  м.

Вышеприведенная формула часто дает ошибочный результат. Поэтому вместо нее в последнее время исследователи используют следующую обобщенную зависимость для относительной скорости пузырьков газа для безводной нефти:

$$W_0 = 1,484 \cdot \left[ \frac{\sigma_{\text{гн}} \cdot \mu_{\text{н}}}{g \cdot d_{\text{п}}^3 \cdot (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})^2 \cdot \overline{w_{\text{г}}}} \right]^{-0,25} \cdot \frac{\mu_{\text{ж}}}{(d_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{н}})} \times \quad (2.7)$$

$$\times B^{0,853} \cdot B_0^{0,38 - 0,0857 \cdot A^{0,194}} + 0,0105 \cdot A^{2,25},$$

где

$$B = \frac{d_n^2 \cdot g \cdot (\rho_n - \rho_r)}{\sigma_{гн}}, \quad B_0 = \frac{\sigma_{гн}^3 \cdot \rho_n^2}{\mu_n^4 \cdot g \cdot (\rho_n - \rho_r)}. \quad (2.8)$$

Здесь  $\overline{W}_r$  – приведенная скорость газовой фазы, м/с,

$$\overline{W}_r = \frac{V_r}{f}, \quad (2.9)$$

$V_r$  – объемный расход газовой фазы при данных термодинамических условиях, м<sup>3</sup>/с;  $f$  – площадь сечения трубопровода, м<sup>2</sup>;  $Re_n$  – число Рейнольдса для нефти,

$$Re_n = \frac{\overline{w}_n \cdot D_э \cdot \rho_n}{\mu_n}, \quad (2.10)$$

$\overline{w}_n$  – приведенная скорость движения нефти, м/с,

$$\overline{w}_n = 4 \cdot \frac{q_n}{(\pi \cdot D_э^2)}, \quad (2.11)$$

$D_э$  – эквивалентный диаметр подъемника (м), принимаемый равным внутреннему диаметру трубы круглого сечения и вычисляемый для кольцевых и серповидных сечений по формуле

$$D_э = \sqrt{D_{эк}^2 - d_{нарн}^2}, \quad (2.12)$$

$q_n$  – объемный расход нефти в условиях приема, м<sup>3</sup>/с;  $A$  – угол отклонения скважины от вертикали, град. Формула справедлива для  $A$  до 22°.

Для обводненной продукции скважины при  $n_0 < 0,5$   $w_0 = 0,02$  м/с, а при  $n_0 > 0,5$   $w_0 = 0,17$  м/с.

## 2.2. Типовая задача

Рассчитать и построить зависимости коэффициента сепарации  $\sigma$  от дебита скважины для башмака фонтанного лифта, приема ШСН и ЭЦН для технологических условий, представленных в табл. 2.1. Дебиты скважины в поверхностных условиях  $Q_{жд}$  принять равными 10, 50, 100, 150 и 200 м<sup>3</sup>/сут. Скважина вертикальная.

### Исходные данные:

- внутренний диаметр скважины  $D_{эк} = 0,130$  м;
- диаметр фонтанного лифта  $d_{ф} = 0,073$  м;
- условный диаметр НКТ для ШСН  $d_{ш} = 0,048$  м;
- условный диаметр НКТ для УЭЦН  $d_{ц} = 0,06$  м;
- объемный коэффициент нефти в условиях приема  $b_n = 1,1$ ;
- объемный коэффициент воды в условиях приема  $b_v = 1,0$ ;

- плотность нефти в условиях приема  $\rho_n = 800 \text{ кг/м}^3$ ;
- плотность газа в условиях приема  $\rho_r = 1,2 \text{ кг/м}^3$ ;
- динамическая вязкость нефти на приеме насоса  $\mu_n = 2,0 \text{ МПа} \cdot \text{с}$ ;
- коэффициент поверхностного натяжения нефти на границе с газом  $\sigma_{нг} = 0,02 \text{ Н/м}$ ;
- наружный диаметр насоса ЭЦН = 0,092 м;
- газовый фактор в условиях приема, привед. к станд. условиям  $\Gamma_0 = 35 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- давление у приема скважинного оборудования  $P_{пр} = 5 \text{ МПа}$ ;
- температура потока у приема скважинного оборудования  $T_{пр} = 295 \text{ К}$ ;
- коэффициент сверхсжимаемости газа в условиях приема  $z = 0,91$ .

Таблица 2.1

№	$D_{эк}$	$d_{ф}$	$d_{ц}$	$\rho_n$	$\rho_r$	$\mu_n$	$\sigma_{нг}$	$d_{нн}$	$\Gamma_0$	$P_{пр}$	$T_{пр}$	$Z$
1	0,130	0,073	0,06	800	1,2	2,0	0,02	0,092	35	5	295	0,91
2	0,130	0,060	0,05	750	5,4	1,0	0,02	0,103	35	5	335	0,85
3	0,130	0,073	0,06	790	4,8	1,5	0,02	0,114	35	5	305	0,82
4	0,130	0,060	0,05	760	8,8	1,0	0,02	0,092	35	5	343	0,90
5	0,130	0,073	0,06	780	10,2	2,0	0,02	0,092	35	5	300	0,84
6	0,130	0,060	0,05	770	20,8	1,0	0,02	0,114	35	5	325	0,86
7	0,130	0,073	0,06	800	12,4	1,5	0,02	0,103	35	5	315	0,88
8	0,130	0,060	0,05	760	2,6	2,0	0,02	0,092	35	5	320	0,80
9	0,130	0,073	0,06	780	4,8	1,5	0,02	0,092	35	5	300	0,84
10	0,130	0,060	0,05	770	30,0	1,0	0,02	0,114	35	5	330	0,86
11	0,130	0,073	0,06	750	28,8	2,0	0,02	0,103	35	5	325	0,83
12	0,130	0,060	0,05	790	18,2	1,0	0,02	0,114	35	5	335	0,82
13	0,130	0,073	0,06	800	8,4	1,5	0,02	0,092	35	5	310	0,84
14	0,130	0,060	0,05	760	6,8	2,0	0,02	0,103	35	5	305	0,89
15	0,130	0,073	0,06	750	8,6	1,0	0,02	0,114	35	5	318	0,88

### Задание

Расчеты провести для безводной продукции, а также обводненной на 0,2 и 0,65 (обводненность объемная).

### Решение

Прежде чем рассчитать коэффициент сепарации при эксплуатации безводной скважины, необходимо определить относительную скорость газовых пузырьков  $w_0$ .

Для расчета приведенной скорости газа  $\bar{w}_r$  рассчитываем объемный расход газа в условиях приема насоса

$$V_r = \Gamma_0(P_{пр}) \cdot Q_{жд} \cdot z \cdot \frac{P_{ст} \cdot T_{пр}}{86400 \cdot P_{пр} \cdot T_{ст}} \left[ 1 - n_0(P_{пр}) \right],$$

где  $z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа: для условий данной задачи можно принять  $z = 0,91$ ;  $P_{ст}$ ,  $T_{ст}$  – соответственно стандартные давление (0,1 МПа) и температура (293 К);  $n_0$  – объемная обводненность при давлении приема

$$n_0(P_{пр}) = \frac{Q_{жд} \cdot b_v(P_{пр})}{Q_{жд} \cdot b_v(P_{пр}) + Q_{жд} \cdot b_n(P_{пр})},$$

$Q_{вд}$  – объемный расход дегазированной воды, м<sup>3</sup>/сут;  $b_v(P_{пр})$  – объемный коэффициент воды при давлении приема. В расчетах  $b_v$  принимать постоянным и равным 1.

При эксплуатации скважины фонтанным способом и ШСНУ площадь сечения трубопровода определяем так

$$f = \frac{\pi \cdot D_{эк}^2}{4}.$$

При эксплуатации скважин УЦЭН

$$f = \frac{\pi \cdot D_3^2}{4} = \frac{\pi(D_{эк}^2 - d_{нарн}^2)}{4}.$$

Затем рассчитываем приведенную скорость нефти  $\bar{w}_n$ : для фонтанной скважины и скважины с ШСНУ

$$\bar{w}_n = 4 \cdot Q_{жд} \cdot \frac{\left[ 1 - n_0(P_{пр}) \right] \cdot b_n(P_{пр})}{(86400 \cdot \pi \cdot D_{эк}^2)}.$$

Находим число Рейнольдса для нефти  $Re_n$  и относительную скорость газовых пузырьков. После этого по соответствующим формулам для каждого дебита рассчитываем коэффициенты сепарации и строим зависимости  $\sigma = f(Q_{ж})$  (рис. 2.1) или  $\sigma = f(q_{ж} / w_0 \cdot F_{эк})$ .

Результаты расчетов оформляются в виде трех графических зависимостей в Microsoft Excel: для фонтанной эксплуатации, для скважины с ШГНУ и с УЭЦН. На каждом рисунке размещаем по три графика: для безводной продукции, а также обводненной на 0,2 и 0,65.

Рекомендуется использовать размерности физических величин в единой международной системе единиц [СИ].

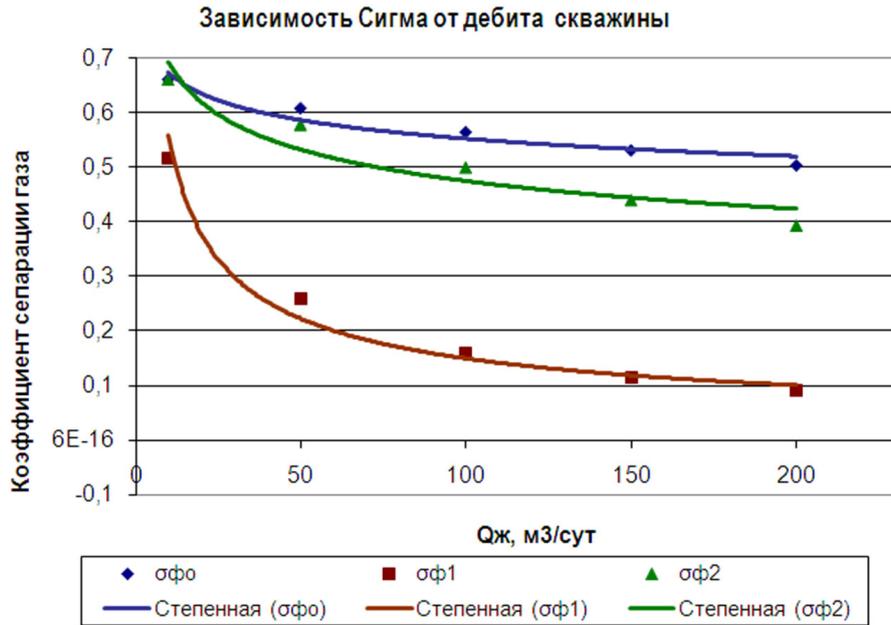


Рис. 2.1. Зависимость коэффициента сепарации от дебита жидкости:  
1 – у приема ЭЦН, 2 – у приема ШСН (башмака лифта)

### 2.3. Задания для самостоятельной работы

$D_T$  – внутренний диаметр скважины, м.

$d_f$  – диаметр фонтанного лифта, м.

$d_{ш}$  – условный диаметр НКТ для ШСН, м.

$d_{ц}$  – условный диаметр НКТ для ЦЭН, м.

$b_n$  – объемный коэффициент нефти в условиях приема.

$b_v$  – объемный коэффициент воды в условиях приема.

$\rho_n$  – плотность нефти в условиях приема,  $\text{кг/м}^3$ .

$\rho_g$  – плотность газа в условиях приема,  $\text{кг/м}^3$ .

$\mu_n$  – динамическая вязкость нефти на приеме насоса,  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ .

$\sigma_{нг}$  – коэффициент поверхностного натяжения нефти на границе с газом,  $\text{Н/м}$ .

$d_{нн}$  – наружный диаметр насоса ЭЦН, м.

$\Gamma_0$  – газовый фактор в условиях приема, привед. к станд. условиям,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$P_{пр}$  – давление у приема скважинного оборудования, МПа.

$T_{пр}$  – температура потока у приема скважинного оборудования, К.

$Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа в условиях приема.

Для всех вариантов:

$d_{ш} = 0,48$  м;

$b_n = 1,0$ ;

$b_v = 1,1$ .

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Процесс эксплуатации газовых скважин характеризуется некоторыми особенностями, связанными со свойствами продукции [1]. Так как процесс эксплуатации таких скважин осуществляется при повышенных давлениях на устье, к герметичности газовых скважин предъявляются повышенные требования.

Обычно в добывающую скважину спускаются фонтанные трубы и комплекс скважинного оборудования, включающий пакеры, клапаны-отсекатели, циркуляционные и ингибиторные клапаны, замки, посадочные ниппели, телескопические соединения, скважинные камеры, уравнительные клапаны и др.

Один из основных вопросов при эксплуатации газовых скважин – определение диаметра подъемных труб.

#### 3.1. Расчет подъемника газовой скважины [1]

Одним из критериев при расчете диаметра подъемника газовой скважины является обеспечение выноса с забоя твердых или жидких частиц, содержащихся в продукции.

Вынос этих частиц зависит от скорости газового потока у башмака труб  $W'_r$ . Основное условие выноса следующее:

$$W'_r = 1,2 \cdot W_{кр}, \quad (3.1)$$

где  $W_{кр}$  – критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке во взвешенном состоянии, м/с.

#### Расчет выноса твердых частиц

В этом случае критическая скорость зависит от режима течения газа и диаметра выносимых частиц.

Режим течения определяется параметром Рейнольдса,

$$Re = W_{крт} \cdot d_t \cdot \frac{\rho_r}{\mu_r}, \quad (3.2)$$

или параметром Архимеда,

$$Ar = d_t^3 \cdot \rho_r \cdot g \cdot \frac{(\rho_t - \rho_r)}{\mu_r^2}, \quad (3.3)$$

где  $d_T$  – диаметр твердой частицы, м;  $\rho_T$  – плотность твердых частиц, кг/м<sup>3</sup> (при расчетах принимают  $\rho_T = 2400$  кг/м<sup>3</sup>). Выделяют три режима течения:

- ламинарный:

$$Re \leq 2 \text{ или } Ar \leq 36; \quad (3.4)$$

- переходный:

$$2 < Re \leq 500 \text{ или } Ar \leq 83\,000; \quad (3.5)$$

- турбулентный:

$$Re > 500 \text{ или } Ar > 83\,000. \quad (3.6)$$

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

- ламинарный режим:

$$W_{\text{крт}} = d_T^2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_T - \rho_r)}{18\mu_r}; \quad (3.7)$$

- переходный режим:

$$W_{\text{крт}} = \frac{0,78 \cdot d_T^{0,43} \cdot (\rho_T - \rho_r)^{0,715}}{\rho_r^{0,285} \cdot \mu_r^{0,43}}; \quad (3.8)$$

- турбулентный режим:

$$W_{\text{крт}} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_T \cdot (\rho_T - \rho_r)}{\rho_r}}, \quad (3.9)$$

где  $\rho_r$  – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_r$  – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па · с.

Из уравнения притока газа по заданному дебиту рассчитывают забойное давление

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_{\text{пл}}^2 - a \cdot V_r - b \cdot V_r^2} \quad (3.10)$$

или по заданному забойному давлению вычисляют дебит. Внутренний диаметр (в м) подъемника

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \cdot \sqrt{\frac{V_r \cdot P_0 \cdot T_{\text{заб}} \cdot Z_{\text{заб}}}{W_r' \cdot P_{\text{заб}} \cdot T_{\text{ст}}}}, \quad (3.11)$$

где  $V_r$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Длина подъемника принимается равной глубине скважины, поэтому давление и температура у башмака подъемника равны соответственно забойным.

Полученное значение  $d_{\text{вн}}$  округляют до меньшего ближайшего стандартного значения.

### Расчет выноса жидких капель

Критическая скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины равна

$$W_{\text{крж}} = 16,47 \cdot (45 - 0,455 \cdot P_{\text{заб}})^{0,25} \cdot \frac{1}{\sqrt{P_{\text{заб}}}}, \quad (3.12)$$

где  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление, МПа.

Если в продукции скважин имеются твердые и жидкие частицы, то при расчете диаметра подъемника из полученных двух значений диаметра выбирают наименьшее.

Иногда при расчете диаметра подъемника принимают  $W'_r = 5 \dots 10$  м/с.

### Расчет диаметра подъемника из условия минимальных (заданных) потерь давления в трубах

Диаметр подъемника можно определить из условия минимальных (заданных) потерь давления в подъемнике. При глубине спуска подъемника до забоя внутренний диаметр равен

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot Z_{\text{cp}}^2 \cdot V_r^2 \cdot (e^{2s} - 1) \cdot T_{\text{cp}}^2}{(P_{\text{заб}}^2 - P_y^2) \cdot e^{2s}}}, \quad (3.13)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений;  $Z_{\text{cp}}$  – средний коэффициент сжимаемости газа (при  $P_{\text{cp}}$  и  $T_{\text{cp}}$ );  $T_{\text{cp}}$  – средняя температура в скважине, К;  $V_r$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $P_y$  – давление на устье скважины, Па;  $s$  – показатель степени:

$$s = \frac{0,03415 \cdot L_c \cdot \bar{\rho}_r}{Z_{\text{cp}} \cdot T_{\text{cp}}}; \quad (3.14)$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{P_y + P_{\text{заб}}}{2}; \quad (3.15)$$

$$T_{\text{cp}} = \frac{T_{\text{заб}} - T_y}{\ln\left(\frac{T_{\text{заб}}}{T_y}\right)}. \quad (3.16)$$

Здесь  $\bar{\rho}_r$  – относительная по воздуху плотность газа.

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит от режима движения газа по трубе и поверхности стенок труб.

Выражение для сопротивления в случае ламинарного течения. Если режим ламинарный ( $Re < 2300$ ), то  $\lambda$  не зависит от шероховатости и его определяют по формуле  $\lambda = 64/Re$ .

При турбулентном режиме течения  $\lambda$  зависит от  $Re$  и  $\delta$  и его определяют по формуле

$$\lambda = \frac{0,25}{\left[ \lg \left( \frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\delta}{7,41} \right) \right]^2}.$$

При больших скоростях (дебит больше значения минимального дебита  $Q_{\min}$ ) наступает турбулентная автомодельность, и тогда  $\lambda$  не зависит от  $Re$ :

$$\lambda = \left[ \frac{1}{2 \cdot \frac{\lg 7,4}{\delta}} \right]^2.$$

В целом коэффициент сопротивления фонтанных труб кроме шероховатости зависит от местных сопротивлений и неровностей в местах их соединения, от наличия в потоке твёрдых и жидких примесей и других факторов. Сопротивление труб меняется в процессе эксплуатации скважины по мере изменения шероховатости поверхности труб. В области автомодельности для труб диаметром 63 мм значение  $\lambda$  колеблется в пределах 0,01...0,02 и при расчетах его принимают равным 0,014.

Можно воспользоваться гораздо более простой зависимостью для  $\lambda$ :

$$\lambda = 0,111 \cdot \sqrt[4]{\frac{l_k}{d_{\text{вн}}}}. \quad (3.17)$$

Здесь величину абсолютной шероховатости  $l_k$  для новых стальных труб НКТ можно принять равной 0,00005 м.

Вычисление по формуле (3.13) проводят методом итераций, так как коэффициент гидравлических сопротивлений неизвестен.

### 3.2. Типовая задача

Определение диаметра подъемных труб.

#### Исходные данные:

- глубина скважины  $L_c = 2500$  м;
- плотность газа  $\rho_r = 1,06$  кг/м<sup>3</sup>;
- забойное давление  $P_{\text{заб}} = 39,03$  МПа;
- температура на забое  $T_{\text{заб}} = 337$  К;
- температура на устье  $T_y = 304,13$  К;
- температура стандартная  $T_{\text{ст}} = 293$  К;
- дебит газа  $V_r = 1,15 \cdot 10^3$  тыс. м<sup>3</sup>/сут;

- динамическая вязкость газа  $\mu_r = 1,4 \cdot 10^{-5}$  Па · с;
- коэффициент сжимаемости газа на забое  $Z_{заб} = 0,811$ ;
- коэффициент сжимаемости газа средний  $Z_{ср} = 0,811$ ;
- твердые частицы диаметром  $d_T = 0,002$  м;
- давление на устье  $P_y = 31,13$  МПа.

### Задание

1. Рассчитать диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы.

2. Рассчитать оптимальный диаметр подъемника, если в продукции скважины содержится также жидкая фаза.

3. Рассчитать внутренний диаметр подъемника газовой скважины, исходя из заданных потерь давления в подъемнике.

### Решение

1. Рассчитываем по формуле (3.3) параметр Архимеда, исходя из условий задачи:

$$Ar = d_T^3 \cdot \rho_r \cdot g \cdot \frac{(\rho_T - \rho_r)}{\mu_r^2} = 0,002^3 \cdot 1,06 \cdot 9,81 \cdot \frac{(2400 - 1,06)}{(1,4 \cdot 10^{-5})^2} = 1\,018\,183.$$

Так как  $Ar = 1\,018\,183 > 83\,000$ , то режим течения, в соответствии с (3.6), турбулентный, а критическую скорость рассчитываем по формуле (3.9):

$$W_{крт} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_T \cdot (\rho_T - \rho_r)}{\rho_r}} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{0,002 \cdot (2400 - 1,06)}{1,06}} = 11,62 \text{ м / с.}$$

По формуле (3.1) определяем  $W'_r = 1,2 \cdot 11,62 = 14 \text{ м/с.}$

Внутренний диаметр подъемника вычисляем по формуле (3.11):

$$d_{вн} = 0,1108 \cdot \sqrt{\frac{V_r \cdot P_0 \cdot T_{заб} \cdot Z_{заб}}{W'_r \cdot P_{заб} \cdot T_{ст}}} = 0,1108 \sqrt{\frac{1,15 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 337 \cdot 0,811}{14 \cdot 39,03 \cdot 293}} = 0,05 \text{ м.}$$

Выбираем трубы с условным диаметром 60 мм; их внутренний диаметр  $d_{вн} = 0,0503 \text{ м.}$

2. Критическую скорость выноса жидких капель вычисляем по формуле (3.12):

$$\begin{aligned} W_{крж} &= 16,47 \cdot (45 - 0,455 \cdot P_{заб})^{0,25} \cdot \frac{1}{\sqrt{P_{заб}}} = \\ &= 16,47 \cdot (45 - 0,0455 \cdot 39,03)^{0,25} \cdot \frac{1}{\sqrt{39,03}} = 6,76 \text{ м / с.} \end{aligned}$$

По формуле (3.1) рассчитываем:  $W'_r = 1,2 \cdot W_{кр} = 1,2 \cdot 6,76 = 8,11$  м/с.  
По формуле (3.11) находим диаметр подъемника, обеспечивающий вынос жидкости из скважины:

$$d_{вн} = 0,1108 \cdot \sqrt{\frac{V_{г} \cdot P_0 \cdot T_{заб} \cdot Z_{заб}}{W'_r \cdot P_{заб} \cdot T_{ст}}} =$$

$$= 0,1108 \cdot \sqrt{\frac{1,15 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 337 \cdot 0,811}{8,11 \cdot 39,03 \cdot 293}} = 0,0645 \text{ м.}$$

Учитывая, что в соответствии с (3.11) внутренний диаметр подъемника  $0,05 < 0,0645$ , оставляем выбранный ранее диаметр подъемника 60 мм,  $d_{вн} = 0,0503$  м.

3. Рассчитываем внутренний диаметр подъемника газовой скважины, исходя из заданных потерь давления в подъемнике.

По формуле (3.16) вычисляем  $T_{ср}$  – среднюю температуру в скважине, К:

$$T_{ср} = \frac{T_{заб} - T_y}{\ln\left(\frac{T_{заб}}{T_y}\right)} = \frac{337 - 304,13}{\ln\left(\frac{337}{304,13}\right)} = 319,699 \text{ К.}$$

Находим  $s$  – показатель степени:

$$s = \frac{0,03415 \cdot L_c \cdot \bar{\rho}_e}{Z_{ср} \cdot T_{ср}} = \frac{0,03415 \cdot 2500 \cdot 1,06}{0,811 \cdot 319,699} = 0,34904.$$

Рассчитываем  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,111 \cdot \sqrt[4]{\frac{1_{к}}{d_{вн}}} = 0,0933.$$

Внутренний диаметр подъемника газовой скважины  $d_{вн}$  рассчитываем по формуле (3.13):

$$d_{вн} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot Z_{ср}^2 \cdot V_{г}^2 \cdot (e^{2 \cdot s} - 1) \cdot T_{ср}^2}{(P_{заб}^2 - P_y^2) \cdot e^{2 \cdot s}}} =$$

$$= \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0933 \cdot 0,811^2 \cdot 1150^2 \cdot (2,71^{(2 \cdot 0,34904)} - 1) \cdot 319,699^2}{(39,03^2 - 31,13^2) \cdot 2,71^{(2 \cdot 0,34904)}}} =$$

$$= 0,07189 \text{ мм.}$$

Внутренний диаметр подъемника газовой скважины, исходя из заданных потерь давления в подъемнике, равен  $d_{\text{вн}} = 0,07189$  мм.

### 3.3. Задания для самостоятельной работы

$L_c$  – глубина скважины, м.

$\rho_r$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

$P_{\text{заб}}$  – забойное давление, МПа.

$P_y$  – давление на устье, М а.

$T_{\text{заб}}$  – температура на забое, К.

$T_y$  – температура на устье, К.

$T_{\text{ст}}$  – температура стандартная, К.

$V_r$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

$\mu_r$  – динамическая вязкость газа, Па · с.

$Z_{\text{заб}}$  – коэффициент сжимаемости газа на забое.

$Z_{\text{ср}}$  – коэффициент сжимаемости газа средний 0,811.

$d_T$  – твердые частицы диаметром, м.

Таблица 3.1

№	$L_c$	$\rho_r$	$P_{\text{заб}}$	$P_y$	$T_{\text{заб}}$	$T_y$	$V_r$	$\mu_r$	$Z_{\text{заб}}$	$d_T$
1	2500	1,06	39,03	31,13	337	304,13	$1,15 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0,811	0,002
2	2100	1,20	40,00	31,74	330	306,20	$1,24 \cdot 10^3$	$1,0 \cdot 10^{-5}$	0,852	0,002
3	2300	1,50	35,50	28,20	320	302,15	$1,05 \cdot 10^3$	$1,5 \cdot 10^{-5}$	0,824	0,002
4	2200	1,02	32,80	25,82	326	306,51	$1,36 \cdot 10^3$	$1,6 \cdot 10^{-5}$	0,808	0,002
5	2400	2,20	34,60	27,64	318	308,35	$1,46 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^{-5}$	0,880	0,002
6	2500	2,04	38,80	30,82	306	298,42	$1,52 \cdot 10^3$	$2,0 \cdot 10^{-5}$	0,842	0,002
7	2300	1,80	36,60	27,64	332	302,15	$1,81 \cdot 10^3$	$1,8 \cdot 10^{-5}$	0,864	0,002
8	2000	1,08	37,40	29,88	348	308,32	$1,93 \cdot 10^3$	$1,7 \cdot 10^{-5}$	0,848	0,002
9	2200	2,08	35,08	28,84	336	302,24	$2,00 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0,836	0,002
10	2400	2,40	33,06	24,45	352	312,84	$1,68 \cdot 10^3$	$1,3 \cdot 10^{-5}$	0,828	0,002
11	2300	2,00	33,80	23,82	355	315,02	$1,45 \cdot 10^3$	$1,9 \cdot 10^{-5}$	0,856	0,002
12	2100	1,90	32,84	22,68	342	302,52	$1,54 \cdot 10^3$	$2,0 \cdot 10^{-5}$	0,826	0,002
13	2000	1,04	31,09	21,86	348	304,12	$1,34 \cdot 10^3$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	0,839	0,002
14	2500	1,60	34,08	26,54	336	304,28	$1,88 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0,848	0,002
15	2400	1,04	35,80	27,46	323	302,15	$1,72 \cdot 10^3$	$1,8 \cdot 10^{-5}$	0,858	0,002

## 4. ВЫБОР РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

### 4.1 Расчет минимального дебита обводненной газовой скважины [1]

Режим работы газовой скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока, а также имеющимся в наличии оборудованием.

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = a \cdot V_r + b \cdot V_r^2,$$

где  $a$  и  $b$  – числовые коэффициенты, соответственно  $\frac{(\text{МПа})^2 \cdot \text{сут}}{\text{м}^3}$  и  $\frac{(\text{МПа})^2 \cdot \text{сут}^2}{\text{м}^6}$ ;  $V_r$  – дебит газа, приведенный к нормальным условиям,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

При этом учитывается большое количество факторов, ограничивающих дебит газовой скважины. К основным из этих факторов относятся: вынос частиц горной породы из пласта в скважину; образование водяного конуса; образование конденсата в пласте или скважине; чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т. д.

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение – поступление жидкой фазы (воды или конденсата).

В этом случае необходимо определение минимального дебита газовой скважины, при котором еще не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

Минимальный дебит газовой скважины ( $\text{м}^3/\text{с}$ ), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле (при глубине спуска подъемника до забоя)

$$V_{i \text{ min}} = \frac{W_{\text{г мин}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot P_{\text{заб}} \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4 \cdot P_0 \cdot Z_{\text{заб}} \cdot Z_{\text{заб}}}. \quad (4.1)$$

Минимальная скорость газа ( $\text{м}/\text{с}$ ), при которой не образуется пробка воды,

$$W_{\text{гв мин}} = \frac{1,23 \cdot (45 - 0,45 \cdot P_{\text{заб}})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{\text{заб}}}}, \quad (4.2)$$

а минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка конденсата,

$$W_{\text{гк min}} = \frac{1,71 \cdot (67 - 0,45 \cdot P_{\text{заб}})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{\text{заб}}}}, \quad (4.3)$$

где  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление, МПа.

## 4.2. Типовая задача

Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины.

### Исходные данные:

- внутренний диаметр скважины  $d_{\text{вн}} = 0,062$  м;
- забойное давление  $P_{\text{заб}} = 16$  МПа;
- температура на забое  $T_{\text{заб}} = 330$  К;
- коэффициент сжимаемости на забое  $Z = 0,83$ .

### Задание

1. Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки.

2. При каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждения конденсата на забое скважины?

### Решение

1. Вычисляем по формуле (4.2) минимальную скорость газа, при которой не происходит осаждения водяных капель:

$$W_{\text{гв min}} = \frac{1,23 \cdot (45 - 0,45 \cdot 16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 16}} = 1,14 \text{ м/с.}$$

По (4.1) рассчитываем минимальный дебит газа:

$$V_{\text{г min}} = \frac{1,14 \cdot 293 \cdot 16 \cdot 3,14 \cdot 0,062^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,83 \cdot 330} = 0,5888 \text{ м}^3/\text{с,}$$

или

$$V_{\text{г min}} = 0,5888 \cdot 86400 = 5,087 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, минимальный дебит данной газовой скважины, при котором не будет образования водяной пробки на забое, равен  $50\,870 \text{ м}^3/\text{сут.}$

2. Минимальная скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность, вычисляем по формуле (4.3):

$$W_{\text{гк min}} = \frac{1,71 \cdot (67 - 0,45 \cdot 16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 16}} = 1,77 \text{ м/с.}$$

Определяем по (4.1) минимальный дебит газа:

$$V_{\text{г min}} = \frac{1,77 \cdot 293 \cdot 16 \cdot 3,14 \cdot (0,062)^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,83 \cdot 330} = 0,9142 \text{ м}^3/\text{с},$$

ИЛИ

$$V_{\text{г min}} = 0,9142 \cdot 86400 = 78987 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

### 4.3. Задания для самостоятельной работы

$d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр скважины, м.

$P_{\text{заб}}$  – забойное давление, МПа.

$T_{\text{заб}}$  – температура на забое, К.

$Z_{\text{заб}}$  – коэффициент сжимаемости газа на забое.

Таблица 4.1

№	$d_{\text{вн}}$	$P_{\text{заб}}$	$T_{\text{заб}}$	$Z$
1	0,0620	16,0	330	0,83
2	0,0503	15,4	293	0,81
3	0,0300	14,5	306	0,88
4	0,0620	15,2	315	0,80
5	0,0503	13,4	323	0,84
6	0,0300	14,3	288	0,83
7	0,0503	12,5	312	0,85
8	0,0620	13,8	326	0,82
9	0,0300	14,5	302	0,84
10	0,0503	15,4	320	0,81
11	0,0620	12,8	280	0,88
12	0,0300	15,8	302	0,80
13	0,0620	14,6	295	0,84
14	0,0503	14,3	335	0,85
15	0,0300	16,0	282	0,81

## 5. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ УСТАНОВКИ ВИНТОВОГО НАСОСА [1]

Установки винтовых электрических насосов предназначены для откачки продукции скважин, содержащей в своем составе газовую фазу, а также для откачки из скважин вязкой и высоковязкой продукции. Привод винтового насоса осуществляется погружным электродвигателем с частотой вращения вала  $1500 \text{ мин}^{-1}$ .

*Винтовой насос* – насос объемного действия, вследствие чего его теоретическая подача прямо пропорциональна частоте вращения винта.

Винтовые насосы предназначены для эксплуатации скважин при содержании в продукции механических примесей не более  $0,6 \text{ г/л}$ , свободного газа на приеме насоса не более  $50 \%$  от объема смеси, сероводорода – не более  $0,01 \text{ г/л}$ . Насосы работают при вязкости откачиваемой жидкости до  $6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ .

При откачке вязких жидкостей снижаются перетоки через контактную поверхность между винтом и обоймой, в связи с чем характеристики винтовых насосов при откачке вязких жидкостей лучше, чем при откачке воды.

Основной вопрос при подборе установки винтового насоса – расчет давления на приеме, при котором объемное газосодержание не превышало бы  $0,5$ .

Объемное газосодержание

$$\beta = \frac{G_{0i} \cdot P_0 \cdot \left( \frac{1-B}{P_i} \right)}{G_{0i} \cdot P_0 \cdot \left( \frac{1-B}{P_i + 1} \right)}, \quad (5.1)$$

где  $G_{0i}$  – газовый фактор при давлении  $P_i$ , приведенный к  $P_0$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $B$  – объемная обводненность продукции, доли единицы.

Для расчета  $G_{0i}$  можно воспользоваться выражением

$$G_{0i} = G_0 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_i - 0,1}{P_{\text{нас}} - 0,1} \right) \right], \quad (5.2)$$

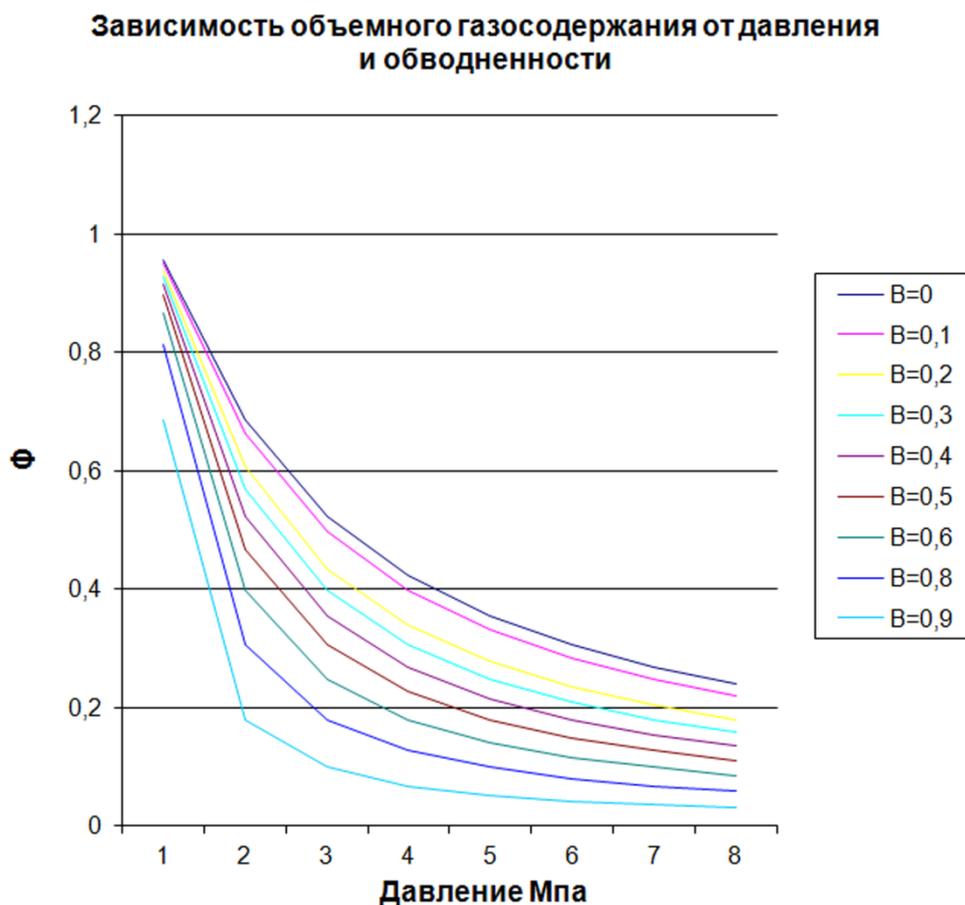
где  $G_0$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , а показатель степени  $f$  рассчитывается по (5.3).

Вычислив по (5.2)  $G_{0i} = f(p_i)$ , рассчитывают по (5.1) зависимости  $\beta = f(p_i)$ , которые наносят на график (рис. 5.1). По точкам пересечения

изолинии  $\theta = 0,5$  с зависимостями  $\beta = f(p_i)$  определяют минимально допустимые давления на приеме винтового насоса  $p_{пн1}$ ,  $p_{пн2}$  и т. д., зависящие от обводненности продукции скважины.

$$f = 0,32 + \frac{1}{Y_a^2 + 1,567}, \quad (5.3)$$

где  $Y_a$  – содержание азота в газе, %.



*Рис. 5.1. Зависимости объемного газосодержания от давления и обводненности:*

*1-B = 0; 2-B = 0,1; 3-B = 0,2; 4-B = 0,4; 5-B = 0,6; 6-B = 0,8; 7-B = 0,9*

### 5.1. Типовая задача

Определить минимально допустимые давления на приеме установки винтового насоса.

#### Исходные данные:

- газовый фактор  $G_0 = 22 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- забойное давление  $P_{нас} = 7 \text{ МПа}$ ;
- содержание азота в нефтяном газе  $Y_a = 3,5 \%$ .

### Задание

Определить минимально допустимые давления на приеме установки винтового насоса в зависимости от обводненности продукции залежи Усинского месторождения.

### Решение

Расчетные значения объемного газосодержания при различных обводненностях рассчитываем по (5.3):

$$f = 0,32 + \frac{1}{(3,5)^2 + 1,567} = 0,392.$$

Таблица 5.1

<i>B</i>	Расчетное газосодержание					
0	0,750	0,410	0,230	0,130	0,074	0,021
0,1	0,730	0,380	0,210	0,120	0,067	0,019
0,2	0,700	0,350	0,190	0,110	0,060	0,017
0,3	0,670	0,320	0,170	0,097	0,053	0,015
0,4	0,640	0,290	0,150	0,085	0,046	0,013
0,5	0,596	0,250	0,130	0,071	0,038	0,011
0,6	0,542	0,210	0,110	0,058	0,031	0,009
0,7	0,470	0,170	0,080	0,044	0,023	0,006
0,8	0,370	0,120	0,056	0,030	0,016	0,004
0,9	0,230	0,060	0,030	0,015	0,008	0,002

Задаемся рядом значений  $p_i$  и вычисляем по (5.2) соответствующие значения  $G_{0i}$ .

Таблица 5.2

$p_i$ , МПа	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	6
$G_{0i}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	14,8	10,2	7,5	5,4	3,6	1,3
$\frac{G_{0i}p_0}{p_0}$	2,96	0,68	0,3	0,154	0,08	0,0217

Затем по формуле (5.1) рассчитываем значения  $\beta$ , а результаты заносим в табл. 5.3.

Таблица 5.3

<i>B</i>	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
$p_H$ , МПа	1,20	1,05	0,95	0,85	0,80	0,70	0,60

По данным табл. 5.3 построим зависимости  $\beta = f(P, B)$  (см. рис. 5.1). На этом же рисунке наносится изолиния с  $\beta = 0,5$ . Точки ее пересечения с соответствующими зависимостями  $\beta = f(P, B)$  дают следующие значения минимально допускаемых давлений на приеме винтового насоса.

## 5.2. Задания для самостоятельной работы

$Q_0$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

$P_{\text{нас}}$  – забойное давление, МПа.

$Y_a$  – содержание азота в нефтяном газе, %.

Таблица 5.4

№	$G_0$	$P_{\text{нас}}$	$Y_a$
1	22	7,0	3,0
2	20	7,5	3,5
3	24	8,0	4,2
4	26	8,5	3,8
5	28	9,0	4,0
6	30	9,5	3,6
7	20	6,0	4,2
8	26	6,5	3,4
9	22	7,0	3,8
10	28	7,5	4,4
11	30	8,0	4,0
12	24	8,5	3,2
13	20	9,0	3,5
14	26	9,5	3,6
15	22	6,5	4,2

## **6. ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

### **6.1. Методика расчета гидроструйного насоса**

Ивано-Франковским институтом нефти и газа разработана технология воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения дебитов нефтяных скважин либо увеличения приемистости нагнетательных скважин путем создания многократных мгновенных депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов, устанавливаемых на насосно-компрессорные трубы (НКТ) вместе с подвесным пакером.

Технологический процесс включает следующие основные этапы работ: выбор объектов, оценку состояния призабойной зоны пласта, подготовку скважины, наземного и глубинного оборудования, расчет режимных параметров работы струйного аппарата, само воздействие на пласт заключительные работы и оценку результатов воздействия. Суть технологического процесса заключается в следующем: в скважину в компоновке с насосно-компрессорными трубами на необходимую глубину опускается струйный аппарат с пакерным устройством. При прокачивании с помощью насосных агрегатов ЦА-320, АН-700 (АГf-1030 и др.) рабочей жидкости при заданном давлении через НКТ, струйный насос и затрубное пространство в зоне продуктивного пласта создается определенное снижение гидростатического давления, т. е. создается депрессия на пласт. Время создания депрессии изменяется от долей секунды до нескольких секунд. После прекращения подачи рабочей жидкости гидростатическое давление на пласт восстанавливается.

Включением в работу насосных агрегатов и их выключением достигается повторение цикла депрессия-репрессия на пласт. В результате такого циклического воздействия происходит очистка призабойной зоны пласта и постепенное заполнение скважины пластовым флюидом. Величина задаваемой депрессии определяется расчетным путем. Особенностью технологического процесса является то, что он позволяет регулировать в широких диапазонах величину и продолжительность депрессии в течение всей операции по вызову притока, а также производить циклическое многократное воздействие на пласт в режиме депрессия-репрессия без применения газообразных агентов.

## 6.2. Типовая схема компоновки лифта

Циркуляционный клапан 3 предназначен для глушения скважин в случае интенсивного нефтегазопроявления (рис. 6.1). Опрессовку НКТ осуществляют после пакерования путем спуска внутрь НКТ шара до его посадки в опрессовочном узле (создания избыточного давления), а затем извлечения шара на поверхность. Покерное устройство 5 должно обеспечивать надежную герметизацию затрубного пространства при создании циклических переменных гидравлических нагрузок. Рекомендуется применение серийных пакеров с шлипсовым и якорным приспособлением механического или гидравлического действия.

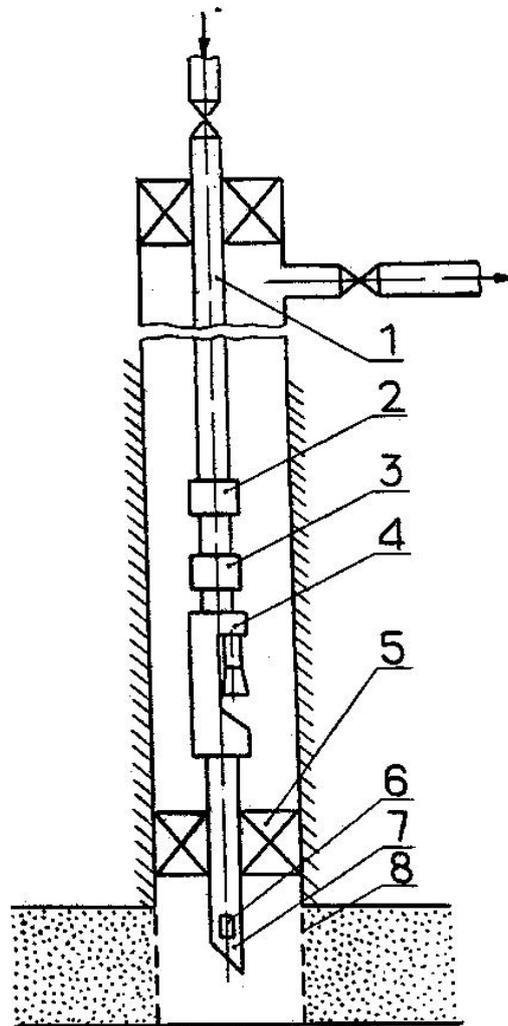


Рис. 6.1. Типовая схема компоновки лифта:

1 – НКТ; 2, 3 – опрессовочный и циркуляционный клапаны; 4 – УОС – 1; 5 – пакер;  
6 – глубинный манометр; 7 – хвостовик; 8 – фильтр

Глубинный манометр устанавливают в лифте НКТ с целью контроля расчетного и фактического снижения давления на пласт.

### 6.3. Конструкция струйного аппарата УОС- 1

Струйный аппарат УОС-1 состоит из корпуса 1 с проходным каналом и эжекторной приставкой (рис. 6.2). Минимальный диаметр проходного канала устройства 20 мм.

Для перекрытия проходного канала устройства при его работе используется шар 12 диаметром 25,4 мм. Эжекторная приставка включает в себя корпус 6, камеру смешения 8, диффузор 9, гнездо 3 с впрессованным в него твердосплавным насадком 5 и заглушку 2. Насадок 5 фиксируется в гнезде стопорным кольцом 4. Все соединения герметизируются с помощью уплотнительных колец 7. Технологическая заглушка 10, изготовленная из алюминия и устанавливаемая на выкиде диффузора, предназначена для перекрытия струйного аппарата при опрессовке пакера.

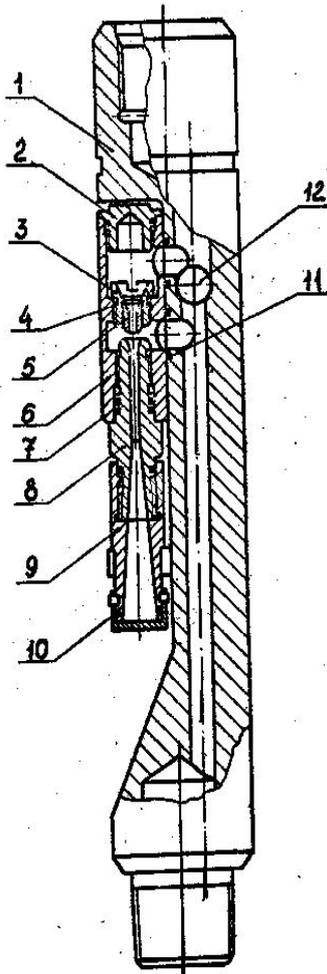


Рис. 6.2. Устройство для обработки скважин УОС-1:

1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – гнездо; 4 – запорное кольцо; 5 – насадок (сопло);  
6 – корпус эжекторной приставки; 7 – уплотнительное кольцо; 8 – камера смешения;  
9 – диффузор; 10 – технологическая заглушка; 11 – прокладка; 12 – шар

Устройство УОС-1 предназначено для работы при максимальном рабочем давлении 50 МПа, в случае применения уплотнительных адмантов из термостойких материалов при температуре 200 °С. Наружный диаметр устройства 107 мм, длина 650 мм, вес 50 кг.

#### 6.4. Схема обвязки наземного оборудования

Схема обвязки на первом этапе работ позволяет осуществлять круговую циркуляцию из емкости для рабочей жидкости через скважину, а при появлении притока откачивать нефть в амбар либо на пункт сбора и очистки нефти (рис. 6.3).

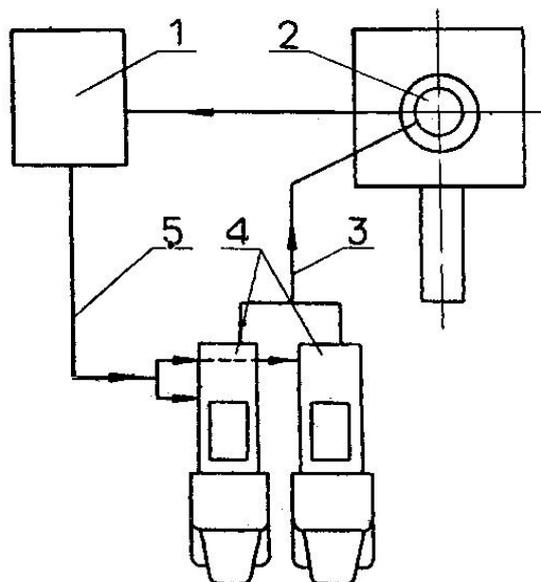


Рис. 6.3. Схема обвязки наземного оборудования:  
1 – емкость; 2 – устье скважины; 3 – нагнетательная линия;  
4 – насосные агрегаты; 5 – всасывающая линия

#### 6.5. Принципиальная схема струйного аппарата

*Струйными* называют аппараты, в которых происходит смещение и обмен двух энергий потоков разных давлений с образованием смешанного потока с промежуточным давлением.

Среда, находящаяся перед аппаратом при более высоком давлении, называется рабочей. Рабочим потоком называется поток рабочей среды. Рабочий поток выходит из сопла в приемную камеру струйного аппарата с большой скоростью и увлекает среду, имеющую перед аппаратом более низкое давление. Увлеченный поток называется инжектируемым. В струйных аппаратах происходит преобразование потенциальной энергии рабочего потока в кинетическую. Кинетическая энергия рабочего

потока частично передается инжектируемому потоку. При протекании по струйному аппарату происходит выравнивание скоростей смешиваемых потоков и обратное преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Принципиальная схема струйного аппарата показана на рис. 6.4.

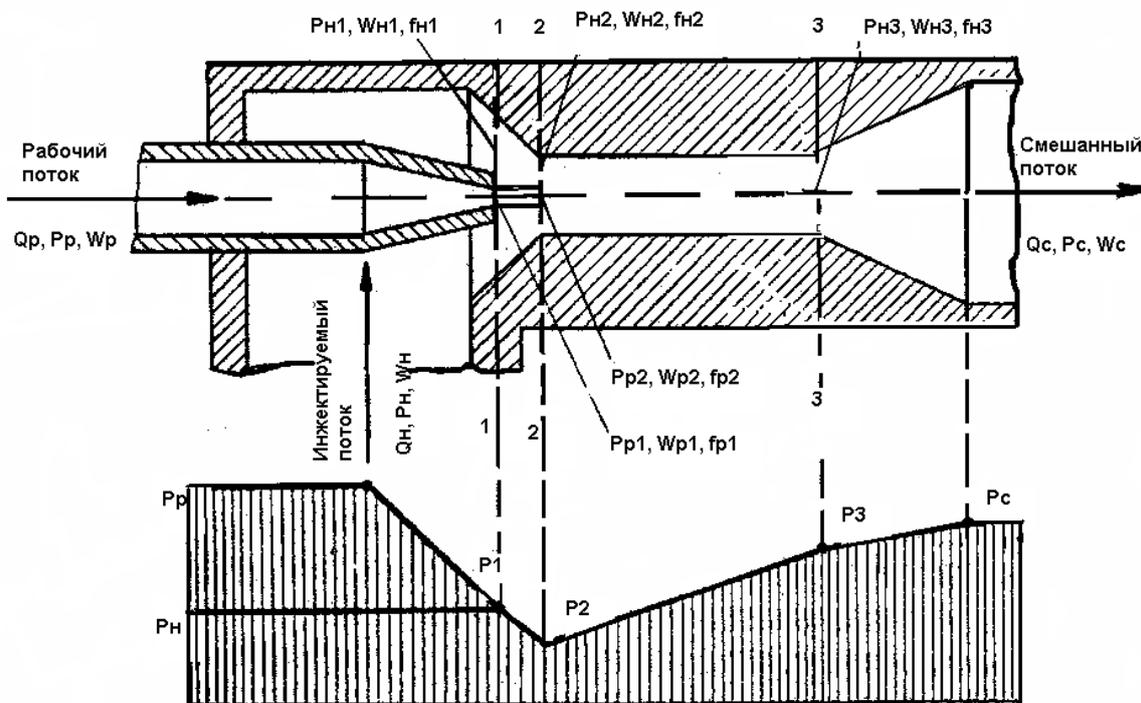


Рис. 6.4. Принципиальная схема струйного аппарата

Условные обозначения к рис. 6.4:

$Q_p, Q_n, Q_c$  – расходы рабочей, инжектируемой и смешанной жидкостей;

$f_{p2}$  и  $f_{n2}$  – площади рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении цилиндрической камеры смешения;

$P_p$  – давление рабочего потока на входе в рабочее сопло;

$P_{p2}, P_{n2}, P_3$  – статистические давления рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении и смешанного потока во входном сечении цилиндрической камеры смешения;

$f_{p1}, f_{n1}$  – площади рабочего сопла и камеры инжекции.

Основные элементы аппарата: рабочее сопло, приемная камера, камера смешения, диффузор.

Потоки рабочей и инжектируемой среды поступают в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, сопровождающееся, как правило, повышением давления. Из камеры смешения поток поступает в диффузор, где происходит дальнейший рост давления. Давление

смешанного потока на выходе из диффузора выше давления инжектируемого потока, поступающего в приемную камеру

Повышение давления инжектируемого потока без непосредственной затраты механической энергии является основным принципиальным качеством струйных аппаратов.

Обычно расстояние между выходом струи из рабочего сопла и входом в цилиндрическую камеру смешения принимается таким, чтобы  $f_{p1}$  и  $f_{p2}$  были равными.  $W$  – скорость рабочего потока, при входе в рабочее сопло;  $W_p$  – на выходе из рабочего сопла;  $W_{p1}$  – на входе цилиндрическую камер смешения;  $W_{p2}$  – скорость инжектируемого потока на выходе струи из рабочего сопла;  $W_{н1}$  – на входе в цилиндрическую камеру смешения;  $W_{н2}$  – а также скорость смешанного потока на выходе из камеры смешения  $W_3$ .

По соотношению диаметров  $f_c/f_p$  (где  $f_c$  – площадь сечения камеры смешения,  $f_p$  – площадь сечения рабочего сопла) струйные аппараты относятся к низконапорным (когда  $f_c/f_p > 4$ ) либо к высоконапорным (когда  $f_c/f_p < 4$ ).

## 6.6. Расчет струйного аппарата

В работе [2] показано, что низконапорные струйные аппараты во всех диапазонах рабочего участка своей характеристики, т. е. при любых значениях коэффициента инжекции  $U$ , а высоконапорные струйные аппараты только в области малых значений  $U$  хорошо описываются следующим уравнением:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \varphi_1^2 \cdot \frac{f_{p1}}{f_{p2}} \times \left[ 2\varphi_2 + \left( 2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) \cdot \frac{\rho_p \cdot f_{p1}}{\rho_p \cdot f_{н2}} \cdot U^2 - \left( 2 - \varphi_3^2 \right) \frac{P_p \cdot f_{p1}}{\rho_n \cdot \rho_3} \cdot (1 + U)^2 \right], \quad (6.1)$$

где  $\rho_p$  – плотность рабочей инжектируемой и смешанной жидкостей,

$$\Delta P_c = P_c - P_n, \quad \Delta P_p = P_p - P_n;$$

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$  – коэффициенты потерь скоростей в рабочем сопле, на входном участке камеры смешения, в камере смешения и в диффузоре соответственно;  $P_c$  – давление на выкиде струйного насоса;  $P_n$  – давление инжектируемой жидкости;  $P_p$  – давление на выходе рабочей жидкости из рабочего сопла.

В уравнении (6.1) принято условие, что площадь сечения рабочей жидкости от рабочего сопла до входа в камеру смешения остается неиз-

менной, тогда рабочий и инжектируемый потоки на этом участке не смешиваются, т. е.

$$f_{p1} = f_{p2}.$$

В этом случае

$$f_c = f_{p1} + f_{n2} = f_3;$$

тогда

$$\frac{f_{p1}}{f_{p2}} = \frac{f_{p1}}{(f_3 - f_{p1})} = \frac{f_{p1}}{\left[ f_3 \cdot \left( \frac{f_{p1}}{f_3} \right) \right]}.$$

Исходя из работы [1], рекомендуемые значения коэффициентов

$$\varphi_1 = 0,95; \quad \varphi_2 = 0,975; \quad \varphi_3 = 0,9; \quad \varphi_4 = 0,925.$$

При подстановке значений коэффициентов уравнение (6.1) принимает вид

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{f_{p1}}{f_3} \left[ 1,75 + 0,7 \cdot \frac{\rho_p \cdot f_{p1}}{\rho_n \cdot f_{n2}} \cdot U^2 - 1,07 \cdot \frac{\rho_p \cdot f_{p1}}{\rho_c \cdot f_3} \cdot (1+U)^2 \right]. \quad (6.2)$$

Уравнение (6.1) показывает, что при заданном коэффициенте инжекции  $U$ , перепад давлений, создаваемый струйным аппаратом,  $\Delta P_c = P_c - P_n$  прямо пропорционален располагаемому перепаду давлений рабочего потока  $\Delta P_p = P_p - P_n$ .

Отношение  $\Delta P_c / \Delta P_p$  называется относительным перепадом давлений, создаваемым струйным насосом.

Как видно из уравнений (6.1), (6.2), он зависит от отношения сечений проточной части аппарата ( $f_{p1}/f_3$ ), коэффициентов скорости отдельных элементов аппарата ( $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$ ), коэффициента инжекции  $U$  и не зависит от абсолютной величины располагаемого перепада давлений рабочего потока  $\Delta P$ .

При  $U = 0$  струйный аппарат развивает максимальный относительный перепад давлений, определяемый зависимостью

$$\left( \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} \right)_{\max} = \varphi_1^2 \cdot \frac{f_{p1}}{f_3} \cdot \left[ 2\varphi_2 - (2 - \varphi_3^2) \cdot \frac{\rho_p \cdot f_{p1}}{\rho_n \cdot f_3} \right]. \quad (6.3)$$

При равенстве  $\rho_p = \rho_n$ , а также подставив значения коэффициентов  $\varphi_1$  и  $\varphi_3$ , получим

$$\left( \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} \right)_{\max} = \frac{f_{p1}}{f_3} \cdot \left[ 1,75 - 1,07 - \frac{f_{p1}}{f_3} \right]. \quad (6.4)$$

*Пример.* Необходимо определить  $\Delta P_c/\Delta P_p$  при следующих соотношениях диаметров рабочего сопла и камеры смешения, а также при условии, что  $\rho_p/\rho_c = 1,12$  при коэффициентах инжекции  $U = 0$ ;  $U = 0,1$ ;  $U = 0,2$ ;  $U = 0,3$ .

При коэффициентах инжекции  $U = 0 \dots 4$  для определения  $\Delta P_c/\Delta P_p$  применима зависимость (6.2). Результаты расчета сведены в табл. 6.1

## 6.7. Расчет технологических параметров создания депрессий на пласт с помощью струйного аппарата

1. Выбор допустимой величины депрессии на пласт.

Максимально допустимая величина депрессии на пласт определяется с учетом следующих факторов:

- прочности обсадной колонны на сминающее давление;
- наличия близлежащих водоносных горизонтов;
- устойчивости коллектора.

Воздействие перепада давления при вызове притока на эксплуатационную колонну не должно превышать величин, регламентируемых нормативными документами [4]. При наличии выше или ниже продуктивного объекта водоносного напорного горизонта, не вскрытого перфорацией, перепад давления на метр разобщаемого интервала не должен превышать 1,5 МПа.

При этом допустимая величина депрессии на испытуемый пласт не должна превышать значения

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - (P_{\text{пл}}^B - 1,5h), \quad (6.5)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление нефтегазонаосного пласта;

1,5 – допустимый градиент давления на 1 м цементного кольца, МПа/1м;

$h$  – расстояние от нижних отверстий интервала перфорации до водонефтяного контакта (ВНК) или до водоносного горизонта;

$P_{\text{пл}}^B$  – пластовое давление водоносного пласта.

Допустимая величина депрессии с учетом типа коллектора и его физико-механических свойств устанавливается геологической службой предприятия. Наименьшее значение величины депрессии, определяемой на основании указанных ограничивающих факторов, является максимально допустимой величиной депрессии  $\Delta P_{\text{доп}}$ .

Таблица 6.1

Диаметр рабочего сопла, мм		4,0			5,6			8,0				10		
Диаметр камеры смещения, мм		6	7	8	8	9	10	11	13	15	17	15	18	21
$\frac{\Delta P_0}{\Delta P_p}$	$U = 0$	0,544	0,443	0,362	0,569	0,498	0,430	0,590	0,490	0,400	0,328	0,541	0,426	0,335
	$U = 0,1$	0,498	0,418	0,347	0,513	0,462	0,407	0,521	0,560	0,381	0,316	0,494	0,403	0,322
	$U = 0,2$	0,447	0,392	0,332	0,457	0,426	0,383	0,449	0,422	0,361	0,304	0,448	0,380	0,310
	$U = 0,3$	0,400	0,366	0,316	0,404	0,391	0,359	0,374	0,388	0,341	0,292	0,402	0,356	0,297
	$U = 0,4$	0,454	0,340	0,301	0,352	0,356	0,335	0,295	0,355	0,322	0,280	0,358	0,333	0,284

2. Определение необходимых значений давлений насосного агрегата на устье скважины для достижения заданного снижения давления на пласт с помощью струйного аппарата [5].

Давление на входе в рабочее сопло струйного аппарата определяется зависимостью

$$P_p = P_{жр} + P_a - \Delta P_{тр}^T, \quad (6.6)$$

где  $P_{жр}$  – давление столба рабочей жидкости на глубине установки струйного аппарата, МПа;  $P_a$  – давление насосного агрегата на устье, МПа;  $\Delta P_{тр}^T$  – потери давления на сопротивление при движении рабочей жидкости от насосного агрегата к рабочему соплу струйного аппарата.

Давление на выкиде струйного аппарата определяется исходя из необходимости доставки смешанного потока на поверхность скважин:

$$P_c = P_{жс} + \Delta P_{тр}^K + P_{зат}, \quad (6.7)$$

где  $P_{жс}$  – давление столба смешанной жидкости в межтрубном пространстве, МПа;  $\Delta P_{тр}^K$  – потери давления при движении рабочей жидкости от струйного аппарата к устью скважины, МПа.

$$P_{жр} = \rho_p g \cdot H \cdot \cos\beta; \quad P_{жс} = \rho_c g \cdot H \cdot \cos\beta, \quad (6.8)$$

где  $H$  – глубина установки струйного аппарата вдоль ствола;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с.

Потери давления определяются известным выражением

$$P_{тр}^T = \lambda \frac{8 \cdot \rho_p \cdot H \cdot Q_p^2}{\pi^2 \cdot d^5}, \quad (6.9)$$

$$P_{тр}^K = \lambda \frac{8 \cdot P_c \cdot H Q_c^2}{\pi^2 \cdot (D - d_1)^5}, \quad (6.10)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб;  $d_1$  – наружный диаметр насосно-компрессорных труб;  $D$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны.

Необходимая величина давления в приемной камере струйного насоса для достижения заданной депрессии на пласт  $\Delta P$  определяется зависимостью

$$P_n = P_{пл} - \Delta P - 10^3 \cdot \rho_{ср} \cdot g h_c, \\ P_n = P_{пл} - \Delta P - \rho_{ср} \cdot g h_c \cdot \cos\beta, \quad (6.11)$$

где  $h_c$  – расстояние от места установки струйного насоса до середины интервала залегания продуктивного пласта, м;  $\rho_{ср}$  – средняя плотность газожидкостной смеси в интервале  $h_c$ , кг/м<sup>3</sup>.

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{P_c - P_n}{P_p - P_n}.$$

Тогда, подставляя из (6.6) и (6.7) значения  $P_c$  и  $P_p$ , получим, что давление насосных агрегатов на устье скважины  $P_a$ , необходимое для достижения заданного снижения давления в камере инъекции струйного насоса  $P_n$ , определяется зависимостью

$$P_a = \frac{P_{жс} + \Delta P_{тр}^T}{\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}} - P_{жп} + \Delta P_{тр}^K - \left[ \frac{P_n \cdot \left( \frac{1 - \Delta P_c}{\Delta P_p} \right)}{\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}} \right]. \quad (6.12)$$

$$P_p = P_{жр} + P_a - \Delta P_{тр}^T; \quad P_c = P_{жс} + P_{тр}^K + P_{зат}.$$

Настоящая методика позволяет определить необходимое значение давления насосных агрегатов при освоении скважины с помощью струйного аппарата конструкции ИФИНГ УОС-I, а также величину относительного перепада давления, создаваемую струйным насосом.

## 6.8 Типовая задача

Расчет гидроструйной насосной установки для эксплуатации скважины.

### Исходные данные:

- диаметр внутренний  $D_{эк} = 0,13$  м;
- диаметр НКТ внутренний  $d_{вн} = 0,062$  м;
- диаметр НКТ наружный  $d_n = 0,073$  м;
- затрубное давление  $P = 0,8$  МПа;
- глубина спуска СН  $H = 2559$  м;
- расстояние до забоя  $h_c = 1300$  м;
- плотность нефти  $\rho_n = 837$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность воды  $\rho_v = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;
- угол наклона ствола скважины  $\beta = 2,1^\circ$ ;
- обводненность  $n_0 = 0,58$  доли;
- дебит скважины  $Q_{скв} = 28$  м<sup>3</sup>/сут;
- коэффициент эжекции  $U = 0,1$ ;
- расход рабочей жидкости  $Q_p = 280$  м<sup>3</sup>/сут;
- диаметр камеры смешения  $d_{кс} = 0,006$  м;
- диаметр сопла  $d_c = 0,004$  м;
- пластовое давление  $P_{пл} = 22$  МПа;
- вязкость нефти  $\mu_n = 0,0006$  Па · с.

### Задание

1. На основе расчета режимных параметров струйного насоса определить необходимое давление нагнетания рабочей жидкости (воды) на устье  $P_a$ .

2. По формуле (6.12) рассчитать зависимость давления нагнетания насосного оборудования на устье  $P_a$ , МПа от величины коэффициента эжекции  $U$  путем варьирования расхода рабочей жидкости от 28 до 280 м<sup>3</sup>/сут с шагом 28 м<sup>3</sup>/сут и построить график.

3. С учетом угла наклона ствола скважины к вертикали по формуле (6.11) рассчитать зависимость давления нагнетания рабочей жидкости насосом на устье  $P_a$ , МПа от величины расстояния между струйным насосом и забоем скважины (50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300 м). В расчетах принять глубину спуска СН от устья постоянной и равной 2559 м. По полученным данным построить график.

### Решение

1. Рассчитываем дебиты пластовой нефти и пластовой воды:

$$Q_{\text{нпл}} = Q_{\text{скв}} \cdot (1 - n_{\text{в}}) = 28 \cdot (1 - 0,58) = 11,76 \text{ м}^3/\text{сут},$$
$$Q_{\text{впл}} = Q_{\text{скв}} \cdot n_{\text{в}} = 28 \cdot 0,58 = 16,24 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

2. Определяем обводненность смешанного потока в затрубном пространстве:

$$n_{\text{в}}^{\text{зат}} = \frac{Q_{\text{впл}} + Q_{\text{р}}}{Q_{\text{впл}} + Q_{\text{р}} + Q_{\text{нпл}}} = \frac{16,24 + 280}{16,24 + 280 + 11,76} = 0,961818.$$

3. Рассчитываем плотность смешанного потока в затрубном пространстве:

$$\rho_{\text{нв}}^{\text{зат}} = \rho_{\text{н}} \cdot (1 - n_{\text{в}}^{\text{зат}}) + \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}^{\text{зат}} =$$
$$= 837 \cdot (1 - 0,9618) + 1000 \cdot 0,9618 = 993,78 \text{ кг/м}^3.$$

4. Рассчитываем гидростатическое давление смеси в затрубном пространстве:

$$P_{\text{жс}} = \rho_{\text{нв}}^{\text{зат}} \cdot g \cdot H \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{\beta}{180}\right) =$$
$$= 993,78 \cdot 9,81 \cdot 2559 \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{2,1}{180}\right) \cdot 10^{-6} = 26,3 \text{ МПа}.$$

5. Определяем гидростатическое давление рабочей жидкости в НКТ:

$$P_{\text{жр}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{2,1}{180}\right) =$$

$$= 1000 \cdot 9,81 \cdot 2559 \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{2,1}{180}\right) \cdot 10^{-6} = 26,47 \text{ МПа.}$$

6. Рассчитываем площадь сечения рабочего сопла и камеры смешения струйного насоса:

$$S_{\text{с}} = 3,14 \cdot \frac{d_{\text{с}}^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,004^2}{4} = 0,00001256 \text{ м}^2,$$

$$S_{\text{к}} = 3,14 \cdot \frac{d_{\text{к}}^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,006^2}{4} = 0,00002826 \text{ м}^2.$$

7. Находим перепад давлений на струйном насосе:

$$\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}} = \frac{f_{\text{р1}}}{f_3} \cdot \left[ 1,75 + 0,7 \cdot \frac{\rho_{\text{р}} \cdot f_{\text{р1}}}{\rho_{\text{с}} \cdot f_3} \cdot (1+U)^2 \right] = 0,523.$$

8. Рассчитываем числа Рейнольдса для потоков жидкости в НКТ и смешанного потока в затрубном пространстве:

$$\text{Re}_{\text{т}} = \frac{V_{\text{т}} \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{Q_{\text{р}}/86400}{3,14 \cdot d^2/4} \cdot d \cdot \rho_{\text{р}} = 66\,586,$$

$$\text{Re}_{\text{к}} = \frac{V_{\text{к}} \cdot (D-d_1) \cdot \rho_{\text{НВ}}^{\text{зат}}}{\mu_{\text{в}}} = \frac{(Q_{\text{р}} + Q_{\text{СКВ}})/86400}{(3,14 \cdot (D-d_1)^2/4)} \cdot (D-d_1) \cdot \rho_{\text{НВ}}^{\text{зат}} = 22\,231,05.$$

9. Определяем потери давления на гидравлическое сопротивление в НКТ и затрубном пространстве:

$$P_{\text{тр}}^{\text{т}} = \lambda \frac{8 \cdot P_{\text{в}} \cdot H \cdot Q_{\text{р}}^2}{\pi^2 \cdot d^5} = 0,495; \quad \lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = 0,0197;$$

$$\text{Re}_{\text{тр}}^{\text{к}} = \lambda \frac{8 \cdot \rho_{\text{с}} \cdot H \cdot Q_{\text{с}}^2}{\pi^2 \cdot (D-d_1)^5} = 0,094; \quad \lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = 0,02591.$$

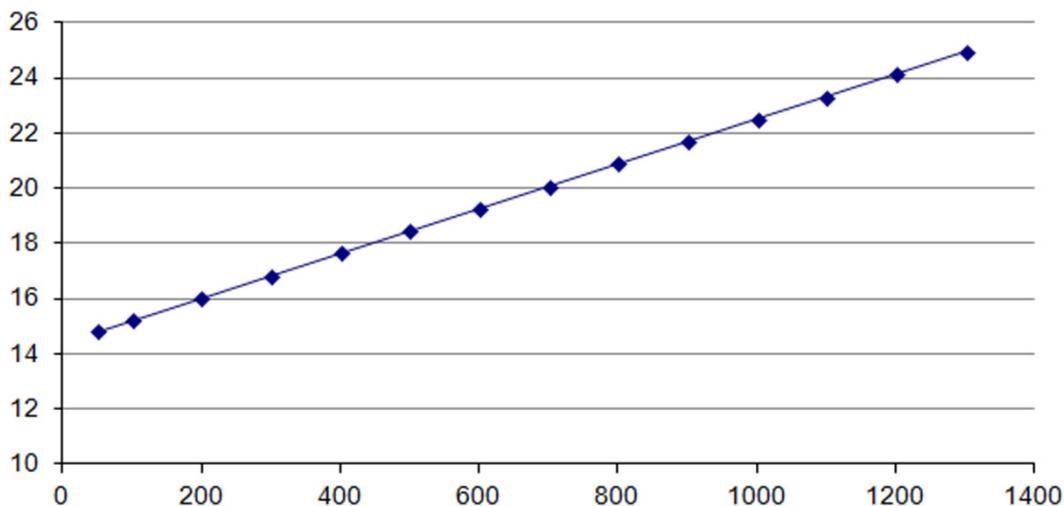
10. Находим давление нагнетания на устье  $P_{\text{а}}$ :

$$P_{\text{а}} = \frac{P_{\text{жс}} + P_{\text{тр}}^{\text{к}} + P_{\text{зат}} - P_{\text{пл}} + \Delta P + \rho_{\text{с}} \cdot g \cdot h_{\text{с}} \cdot \cos\beta \cdot 10^{-6}}{\Delta P_{\text{с}}/\Delta P_{\text{р}}} -$$

$$- P_{\text{жп}} + \Delta P_{\text{тр}}^{\text{т}} + P_{\text{пл}} - \Delta P - \rho_{\text{с}} \cdot g \cdot h_{\text{с}} \cdot \cos\beta \cdot 10^{-6} = 15,3815 \text{ МПа.}$$

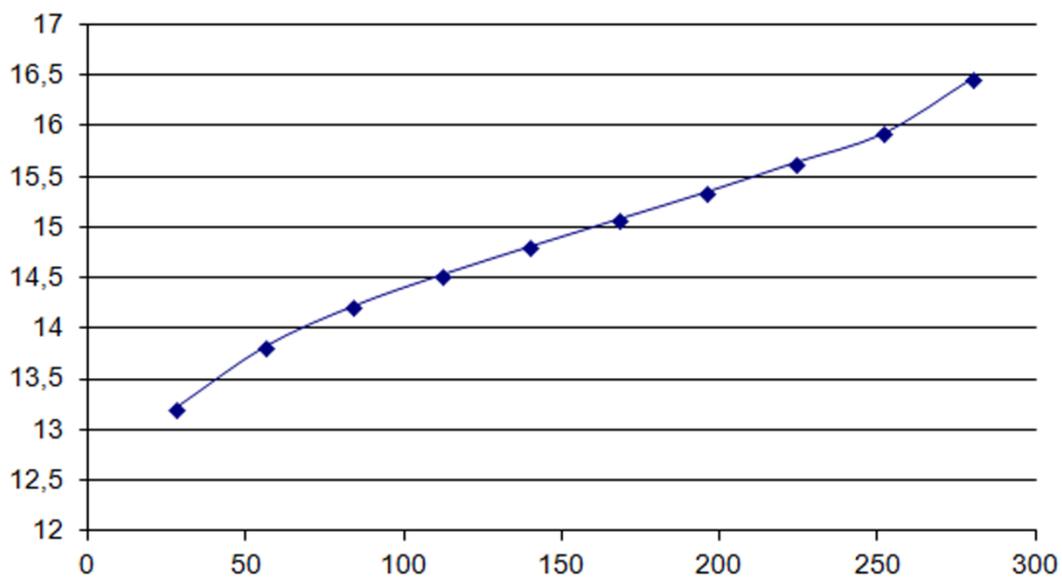
11. Строим зависимости.

**Зависимость  $P_a$  от расстояния между струйным насосом и забоем скважины**



*Рис. 6.5. Зависимость давления нагнетания на устье  $P_a$  от расстояния между струйным насосом и забоем скважины*

**Зависимость  $P_a$  от  $U$**



*Рис. 6.6. Зависимость давления нагнетания на устье  $P_a$  от величины коэффициента эжекции  $U$*

## 6.9. Задания для самостоятельной работы

$D_{\text{эк}}$  – диаметр внутренний, м.

$d_{\text{вн}}$  – диаметр НКТ внутренний, м.

$d_{\text{н}}$  – диаметр НКТ наружный, м.

$H$  – глубина спуска СН, м.

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

$\beta$  – угол наклона ствола скважины, град.

$U$  – коэффициент эжекции.

$Q_{\text{р}}$  – расход рабочей жидкости, м<sup>3</sup>/сут.

$d_{\text{кс}}$  – диаметр камеры смешения, м.

$d_{\text{с}}$  – диаметр сопла, м.

$\mu_{\text{в}}$  – вязкость воды, Па · с.

$P$  – затрубное давление, МПа.

$h_{\text{с}}$  – расстояние до забоя, м.

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

$n_0$  – обводненность, доли.

$Q_{\text{скв}}$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут.

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа.

$\mu_{\text{н}}$  – вязкость нефти, Па · с.

$\Delta P$  – депрессия, МПа.

Таблица 6.2

№	$P$	$h_{\text{с}}$	$\rho_{\text{н}}$	$n_0$	$Q_{\text{скв}}$	$P_{\text{пл}}$	$\mu_{\text{н}}$	$\Delta P$
1	0,80	200	820	0,58	30	22	0,0006	8,2
2	1,15	250	837	0,26	28	24	0,0007	8,8
3	1,25	235	845	0,35	55	26	0,0003	10,8
4	1,50	460	828	0,52	37	23	0,0005	11,5
5	0,90	350	852	0,60	26	25	0,0004	9,5
6	1,40	380	846	0,44	40	22	0,0006	12,6
7	1,30	580	860	0,20	60	26	0,0007	12,8
8	1,10	420	835	0,55	58	24	0,0005	14,6
9	0,85	340	842	0,45	52	23	0,0004	15,0
10	1,20	660	826	0,54	35	22	0,0007	11,8
11	1,46	780	838	0,37	44	25	0,0003	12,4
12	1,35	800	844	0,30	48	26	0,0005	13,8
13	1,20	560	858	0,48	29	23	0,0006	14,2
14	0,85	640	836	0,50	38	22	0,0007	9,8
15	1,45	480	840	0,48	42	24	0,0004	10,5

## 7. МЕТОД ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПЕН

### 7.1 Расчет давления закачки пены в скважину [1]

При использовании пены для освоения скважин в значительных пределах регулируется ее плотность. Это создает благоприятные условия для плавного снижения противодавления на пласт. Двухфазная пена представляет собой систему, состоящую из водного раствора ПАВ и воздуха (газа). В качестве ПАВ можно рекомендовать сульфолол 0,1%-й концентрации (на 1 т воды + 1 кг сульфолола).

Для осуществления данного процесса освоения необходим насосный агрегат (например, 4АН-700) и компрессор (например, УКП-80).

Водный раствор ПАВ в аэраторе смешивается с подаваемым газом, образуемая пена закачивается в скважину.

Основным вопросом при данном процессе остается расчет движения пены в скважине при прямой и обратной закачке.

Введем некоторые параметры, которые характеризуют двухфазную пену. Степенью аэрации  $\alpha$  назовем отношение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям  $V_{r\text{ ст}}$ , к объемному расходу жидкости  $Q_{\text{ж}}$ :

$$\alpha = V_{r\text{ ст}} / Q_{\text{ж}}. \quad (7.1)$$

Истинное газосодержание пены  $\varphi$  можно рассчитывать по следующей зависимости:

$$\varphi = (1 \pm 0,05)\beta, \quad (7.2)$$

где  $\beta$  – объемное расходное газосодержание, рассчитываемое по (7.3):

$$\beta = \frac{V_{r\text{ ст}}}{Q_{\text{ж}} + V_{r\text{ ст}}}. \quad (7.3)$$

В формуле (7.2) знак «+» необходимо брать при движении пены вниз (нисходящий поток), знак «-» при движении пены вверх (восходящий поток).

$$V(p, T) = \frac{zV_{r\text{ ст}}p_0T}{pT_{\text{ст}}}. \quad (7.4)$$

В соответствии с (7.3), (7.4) и (7.1), объемное расходное газосодержание

$$\beta = \frac{1}{1 + (pT_{\text{ст}}/\alpha p_0T_z)}. \quad (7.5)$$

С учетом (7.5) выражение для  $\varphi$  (7.2) принимает вид

$$\varphi = \frac{1 \pm 0,5}{1 + (pT_{ст}/\alpha p_0 T_z)}. \quad (7.6)$$

Плотность пены  $\rho_{п}$  определяется по формуле

$$\rho_{п} = \rho_{ж} (1 - \varphi) + \rho_r \varphi. \quad (7.7)$$

Или с учетом

$$\rho_r(\rho, T) = \frac{\rho_{rст} \rho T_{ст}}{z \rho_0 T}, \quad (7.8)$$

$$\rho_{п} = \rho_{ж} (1 - \varphi) + \rho_{rст} \varphi \frac{p T_{ст}}{p_0 T_z}. \quad (7.9)$$

Градиент потерь давления от веса гидростатического столба пены

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{гс} = \rho_{п} g. \quad (7.10)$$

Градиент потерь давления на трение в трубах:

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{тр.т} = \lambda \frac{w_{т}^2}{2} \frac{\rho_{п}}{d_{вн}}, \quad (7.11)$$

в кольцевом зазоре:

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{тр.кз} = \lambda \frac{w_{кз}^2 \rho_{п}}{2(D_{вн} - d_{нар})}, \quad (7.12)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении пены. В расчетах при движении пены как в трубах, так и в кольцевом зазоре этот коэффициент может быть постоянным и равным  $\lambda = 0,03$ ;  $w_{т}$ ,  $w_{кз}$  – соответственно скорости движения пены в трубах и кольцевом зазоре, м/с,

$$w_{т} = \frac{4Q_{п}}{\pi d_{вн}^2}, \quad (7.13)$$

$$w_{кз} = \frac{4Q_{п}}{\pi(D_{вн}^2 - d_{нар}^2)}, \quad (7.14)$$

где  $Q_{п}$  – расход пены (м<sup>3</sup>/с), вычисляемый по формуле

$$Q_{п} = Q_{ж} \left( 1 + \frac{\alpha p_0 T_z}{p T_{ст}} \right). \quad (7.15)$$

Давление закачки рассчитывают по следующим формулам:

- прямая закачка:

$$p_3 = p_{укз} + 10^{-6} \left[ \left( \frac{dp}{dH} \right)_{тр.т} + \left( \frac{dp}{dH} \right)_{тр.кз} + \left( \frac{dp}{dH} \right)_{гс.кз} - \left( \frac{dp}{dH} \right)_{гс.т} \right] H, \quad (7.16)$$

- обратная закачка:

$$p_3 = p_{\text{ут}} + 10^{-6} \left[ \left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{тр. кз}} + \left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{тр. т}} + \left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{гс. т}} - \left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{гс. кз}} \right] H, \quad (7.17)$$

где  $\left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{гс. т}}$ ,  $\left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{гс. кз}}$  – соответственно градиенты потерь давления от действия гидростатического столба пены в трубах и в кольцевом зазоре, Па/м;  $p_{\text{укз}}$ ,  $p_{\text{ут}}$  – соответственно давления на устье скважины в кольцевом зазоре и в трубах, МПа;  $H$  – глубина спуска НКТ, м.

## 7.2. Типовая задача

### Исходные данные:

- глубина скважины  $L_c = 1700$  м;
- бсадная колонна с внутренним диаметром  $D_{\text{вн}} = 0,1503$  м;
- плотность технической воды  $\rho_{\text{в}} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;
- степень аэрации пены  $\alpha = 50$ ;
- пенообразователь – водный раствор сульфанола 0,1 % концентрации (1 кг сульфанола + 1000 кг воды);
- колонна НКТ спущена до забоя  $H = 1700$  м;
- колонна НКТ  $d_{\text{нар}} = 0,089$  м,  $d_{\text{вн}} = 0,076$  м;
- в скважину закачивается двухфазная пена; водный раствор сульфанола и газ с плотностью  $\rho_{\text{г. ст}} = 1,205$  кг/м<sup>3</sup>;
- максимальное давление сжатия газа  $p = 8$  МПа (УКП-80);
- средняя температура в скважине  $t = 35$  °С, коэффициент сверхсжимаемости газа  $z = 1$ ;
- расход воды  $Q_{\text{в}} = 0,012$  м<sup>3</sup>/с (4АН-700);
- коэффициент гидравлических сопротивлений при движении пены  $\lambda = 0,03$ .

### Задание

Рассчитать давление закачки пены в скважине.

### Решение

Рассчитываем  $\varphi$  по формуле (7.6):

- нисходящий поток:

$$\varphi_{\text{н}} = \frac{(1 \pm 0,05)}{1 + \frac{8 \cdot 293}{50 \cdot 0,1 \cdot 308 \cdot 1}} = \frac{1,005}{2,522} = 0,416;$$

- восходящий поток:

$$\varphi_n = \frac{(1 - 0,05)}{2,522} = 0,377.$$

Вычисляем по (7.9) плотность пены:

- нисходящий поток:

$$\rho_{\text{пн}} = 1000(1 - 0,416) + 1,205 \cdot 0,416 \frac{8 \cdot 293}{0,1 \cdot 308 \cdot 1} = 622,15 \text{ кг/м}^3;$$

- восходящий поток:

$$\rho_{\text{пн}} = 1000(1 - 0,377) + 1,205 \cdot 0,377 \frac{8 \cdot 293}{0,1 \cdot 308 \cdot 1} = 657,57 \text{ кг/м}^3.$$

Определяем по (7.15) расход пены:

$$Q_{\text{п}} = 0,012 \left( 1 + \frac{50 \cdot 0,1 \cdot 308 \cdot 1}{8 \cdot 293} \right) = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитываем по (7.14) и (7.15) скорости:

$$w_r = \frac{4 \cdot 0,02}{3,14 \cdot 0,076^2} = 4,41 \text{ м/с},$$

$$w_{\text{кз}} = \frac{40,02}{3,04 \cdot (0,1503^2 - 0,089^2)} = 1,74 \text{ м/с}.$$

Вычисляем по формулам (7.10)–(7.12) соответствующие трахеиты потерь давления:

- в трубах и кольцевом зазоре (нисходящий поток):

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{гсн}} = 622,15 \cdot 9,81 = 6103,29 \text{ Па/м};$$

- трубах и кольцевом зазоре (восходящий поток):

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{гсв}} = 657,57 \cdot 9,81 = 6450,76 \text{ Па/м};$$

- трубах (нисходящий поток):

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{тр. тн}} = 0,03 \frac{4,41^2 \cdot 622,15}{2 \cdot 0,076} = 2388,08 \text{ Па/м};$$

- трубах (восходящий поток):

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{\text{тр. тв}} = 0,03 \frac{4,41^2 \cdot 657,157}{2 \cdot 0,076} = 2524,04 \text{ Па/м};$$

- кольцевом зазоре (нисходящий поток):

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тр. кзн}} = 0,03 \frac{1,74^2 \cdot 622,25}{2 \cdot (0,1503 - 0,089)} = 460,92 \text{ Па/м};$$

- кольцевом зазоре (восходящий поток):

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тр. кзв}} = 0,03 \frac{1,74^2 \cdot 657,57}{2 \cdot (0,1503 - 0,089)} = 487,16 \text{ Па/м.}$$

В соответствии с (7.16) давление при прямой закачке

$$p_{\text{зп}} = p_{\text{укз}} + 10^{-6} \left[ \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тр. тн}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тр. кзв}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} \right] H$$

или (при  $p_{\text{укз}} = 0,1$  МПа)

$$p_{\text{зп}} = 0,1 + 10^{-6} (2388,08 + 487,16 + 6450,76 - 6103,29) 1700 = 16,54 \text{ МПа.}$$

В соответствии с (7.17) давление при обратной закачке

$$p_{\text{зо}} = p_{\text{ут}} + 10^{-6} \left[ \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тр. кзн}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тр. тв}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} \right] H$$

или (при  $p_{\text{ут}} = 0,1$  МПа)

$$p_{\text{зо}} = 0,1 + 10^{-6} (460,92 + 2524,04 + 6450,76 - 6103,29) 1700 = 16,73 \text{ МПа.}$$

Таким образом, в данном конкретном случае давление при прямой закачке пены практически равно давлению при обратной закачке пены.

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

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гс}} = \frac{\left[ \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}} \right]}{2} = \frac{6103,29 + 6450,76}{2} = 6277,025 \text{ Па/м.}$$

В этом случае забойное давление

$$p_{\text{заб}} = 6277,025 \cdot 1700 \cdot 10^{-6} + 0,1 = 10,77 \text{ МПа.}$$

Забойное давление в заглушенной до устья водой скважине

$$p_{\text{заб}} = 10^{-6} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1700 + 0,1 = 16,78 \text{ МПа.}$$

Таким образом, за счет замены в скважине воды на пену забойное давление снизилось на 6,01 МПа.

### 7.3. Задания для самостоятельной работы

$L_c$  – глубина скважины, м.

$D_{вн}$  – обсадная колонна с внутренним диаметром, м.

$d_{нар}$  – диаметр НКТ наружный, м.

$d_{вн}$  – диаметр НКТ внутренний, м.

$H$  – глубина спуска НКТ до забоя, м.

$\rho_v$  – плотность технической воды, кг/м<sup>3</sup>.

$\alpha$  – степень аэрации пены.

$\rho_{г ст}$  – плотность двухфазной пены, кг/м<sup>3</sup>.

$p$  – максимальное давление сжатия газа, МПа (УКП-80).

$t$  – средняя температура в скважине, °С.

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа.

$Q_v$  – расход воды, м<sup>3</sup>/с (4АН-700).

$\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении пены.

Пенообразователь – водный раствор сульфанола 0,1 % концентрации (1кг сульфанола + 100 кг воды).

Таблица 7.1

№	$L_c$	$D_{вн}$	$\rho_v$	$\alpha$	$H$	$d_{нар}$	$d_{вн}$	$\rho_{г ст}$	$p$	$t^\circ$	$z$	$Q_v$	$\lambda$
1	1700	0,1503	1000	50	1700	0,073	0,062	1,205	8	35	1	0,012	0,03
2	1900	0,1503	1000	50	1900	0,089	0,076	1,205	8	40	1	0,018	0,03
3	1850	0,1503	1000	50	1850	0,060	0,050	1,205	8	32	1	0,020	0,03
4	2000	0,1503	1000	50	2000	0,073	0,062	1,205	8	38	1	0,016	0,03
5	2350	0,1503	1000	50	2350	0,089	0,076	1,205	8	42	1	0,010	0,03
6	2250	0,1503	1000	50	2250	0,060	0,050	1,205	8	34	1	0,014	0,03
7	1750	0,1503	1000	50	1750	0,073	0,062	1,205	8	39	1	0,012	0,03
8	2050	0,1503	1000	50	2050	0,089	0,076	1,205	8	30	1	0,018	0,03
9	1950	0,1503	1000	50	1950	0,060	0,050	1,205	8	44	1	0,020	0,03
10	2500	0,1503	1000	50	2500	0,073	0,062	1,205	8	36	1	0,016	0,03
11	1800	0,1503	1000	50	1800	0,089	0,076	1,205	8	40	1	0,010	0,03
12	2400	0,1503	1000	50	2400	0,060	0,050	1,205	8	32	1	0,014	0,03
13	2200	0,1503	1000	50	2200	0,073	0,062	1,205	8	38	1	0,012	0,03
14	2150	0,1503	1000	50	2150	0,089	0,076	1,205	8	42	1	0,018	0,03
15	2450	0,1503	1000	50	2450	0,060	0,050	1,205	8	35	1	0,015	0,03

## 8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ

### 8.1 Расчет процесса гидropескоструйной обработки [1]

Гидропескоструйная обработка призабойной зоны скважины предназначена для повышения ее проницаемости и является эффективным методом увеличения производительности скважины.

Основными характеристиками, которые требуется рассчитать при этом методе обработки, являются:

- общее количество жидкости и песка для успешного осуществления процесса;
- расход рабочей жидкости;
- гидравлические потери в различных элементах;
- давление жидкостно-песчаной смеси на выходе из насадок;
- предельно безопасная длина колонны НКТ;
- допустимое устьевое давление.

Общее количество жидкости (в  $\text{м}^3$ )  $V_{\text{ж}}$  принимается равным примерно (2,3...2,5) объем скважины  $V_{\text{с}}$ :

$$V_{\text{ж}} = 1,88 D_{\text{вн}}^2 L_{\text{с}}, \quad (8.1)$$

причем 0,4  $V_{\text{ж}}$  используют для транспортировки песка на забой;

0,4  $V_{\text{ж}}$  – на промывку скважины после осуществления процесса;

0,2  $V_{\text{ж}}$  – на возможную потерю циркуляции вследствие поглощения жидкости пластом.

Общее количество песка (в кг)  $Q_{\text{п}}$  рассчитывают на объем 0,6  $V_{\text{ж}}$ , причем массовая концентрация песка  $C_{\text{п}} = 100 \text{кг/м}^3$ :

$$Q_{\text{п}} = 1,13 D_{\text{вн}}^2 L_{\text{с}} C_{\text{п}}. \quad (8.2)$$

Расход рабочей жидкости (как правило, используется вода),  $\text{м}^3/\text{с}$ :

$$Q_{\text{п}} = 1,414 \mu n_{\text{н}} f_{\text{н}} \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{н}} 10^6}{\rho_{\text{жп}}}}, \quad (8.3)$$

$\mu$  – коэффициент расхода, принимаемый приблизительно 0,82;

$n_{\text{н}}$  – число насадок (обычно  $n_{\text{н}} = 4$ );

$f_{\text{н}}$  – площадь поперечного сечения насадки на выходе,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta p_{\text{н}}$  – потери давления в насадках, МПа;

$\rho_{\text{жп}}$  – плотность жидкости с песком (песконосителя),  $\text{кг/м}^3$ , рассчитывается по формуле

$$\rho_{\text{жп}} = \rho'_{\text{жп}} (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{п}} \beta_{\text{п}}, \quad (8.4)$$

где  $\rho'_{\text{жп}}$  – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{п}}$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{п}} = 2500$  кг/м<sup>3</sup>);  $\beta_{\text{п}}$  – объемная концентрация песка в смеси,

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}} / \rho_{\text{п}}}{(C_{\text{п}} / \rho_{\text{п}}) + 1}, \quad (8.5)$$

$C_{\text{п}}$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Потери давления в насадках принимаются равными:

$d_{\text{н}} = 6$  мм – 10...12 МПа, при  $d = 3...4,5$  мм – 18...20 МПа.

Гидравлические потери при проведении гидropескоструйной обработки

$$\Delta p = \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{к}} + \Delta p_{\text{н}} + \Delta p_{\text{п}}, \quad (8.6)$$

где  $\Delta p_{\text{т}}$ ,  $\Delta p_{\text{к}}$  – соответственно потери давления в НКТ и в кольцевом пространстве, МПа (эти потери можно определять по [7, рис. VIII.7, с. 327]);  $\Delta p_{\text{п}}$  – потери давления в полости, образующейся в результате воздействия на породу абразивной струи, МПа. Исходя из опыта проведения гидropескоструйных обработок, можно принять  $\Delta p_{\text{п}} = 3,5$  МПа.

Допустимое давление на устье, МПа,

$$p_{\text{уд}} = \frac{p_{\text{стр}} - Hq_{\text{т}}}{KF_{\text{т}}}, \quad (8.7)$$

где  $H$  – глубина спуска НКТ, м;  $q_{\text{т}}$  – нагрузка от веса 1 м труб, Н/м;  $F_{\text{т}}$  – площадь поперечного сечения труб, м<sup>2</sup>;  $K$  – коэффициент запаса ( $K = 1,5$ );  $p_{\text{стр}}$  – страгивающая нагрузка резьбового соединения, Н. Эта нагрузка (в Н) рассчитывается по формуле

$$p_{\text{стр}} = \frac{\pi b D \sigma_{\text{т}}}{1 + \frac{D \text{ctd}(\beta + \varphi)}{2l}}, \quad (8.8)$$

где  $b$  – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки, находящейся в зацеплении, м;  $\sigma_{\text{т}}$  – предел текучести материала труб, Н/м<sup>2</sup>;  $l$  – полезная длина нарезки (нитки с полным профилем), м;  $\beta$  – угол между гранью нарезки и осью ( $\beta = 60^\circ$ );  $\varphi$  – угол трения ( $\varphi = 18^\circ$ ).

Для НКТ из стали группы прочности  $D$  страгивающая нагрузка составляет:

$$\begin{aligned} d = 0,06 \text{ м} & \quad P = 205 \text{ кН;} \\ d = 0,073 \text{ м}, & \quad P = 287 \text{ кН;} \\ d = 0,089 \text{ м}, & \quad P_{\text{стр}} = 452 \text{ кН.} \end{aligned}$$

Для безаварийного процесса необходимо выполнить условие

$$\Delta p \leq p_{\text{уд}}. \quad (8.9)$$

Предельная безопасная длина колонны НКТ  $H$  определяется из (8.7).

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_{уд} \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{мс}} + 1, \quad (8.10)$$

где  $P_p$  – рабочее давление агрегата;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ ;  
 $K_{мс}$  – коэффициент технического состояния агрегата ( $K_{мс} = 0,5 \dots 0,8$ );  
 $Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с ( $Q = 0,010$  м<sup>3</sup>/с).  
Используется агрегат 4АН-700.

## 8.2. Типовая задача

### Исходные данные:

- глубина проведения процесса гидropескоструйной обработки  $H = 1370$  м;
- обсадная колонна с внутренним диаметром  $D_{вн} = 0,1505$  м (условный диаметр 168 мм);
- условный диаметр НКТ  $d = 60,3$  мм;
- коэффициент технического состояния агрегата  $K_{тс} = 0,5 \dots 0,8$ ;
- рабочее давление агрегата  $P_p = 29$  МПа;
- темп закачки  $Q = 0,010$  м<sup>3</sup>/с;
- подача агрегата при данном  $P_p$   $Q_p = 0,0146$  м<sup>3</sup>/с.

### Задание

Рассчитать процесс гидropескоструйной обработки.

### Решение

Объем жидкости вычисляем по формуле (8.1):

$$V_{ж} = 1,88 \cdot (0,1505)^2 \cdot 1370 = 58,34 \text{ м}^3.$$

Общее количество песка по (8.2)

$$Q_{п} = 1,13 \cdot (0,1505)^2 \cdot 1370 \cdot 100 = 3506 \text{ кг}.$$

Для насадков диаметром 4,5 мм задаем  $\Delta p_{п} = 20$  МПа. По формуле (8.5) рассчитываем

$$\beta_{п} = \frac{100 / 2500}{\frac{100}{2500} + 1} = 0,0385,$$

а затем по (8.4)

$$\rho_{жп} = 1000 \cdot (1 - 0,0385) + 2500 \cdot 0,0385 = 1057,75 \text{ кг/м}^3.$$

Вычисляем по формуле (8.3) расход:

$$Q = 1,414 \cdot 0,82 \cdot 4 \cdot 0,785 \cdot 0,0045^2 \sqrt{\frac{10 \cdot 10^6}{1057,75}} = 1014 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем по [7, рис. VIII.7, с. 327]  $\Delta p_T + \Delta p_K$  при  $Q = 10$  л/с для  $D = 168$  мм,  $d = 60,3$  мм:

$$\Delta p_T + \Delta p_K = 0,115 \text{ МПа}/100 \text{ м}.$$

При  $Q = 10$  л/с для  $D = 146$  мм,  $d = 89$  мм

$$\Delta p_T + \Delta p_K = 0,09 \text{ МПа}/100 \text{ м}.$$

Рассчитываем  $\Delta p_T + \Delta p_K$  при глубине  $H = 1370$  м:

$$\Delta p_T + \Delta p_K = 0,115 \cdot \frac{1370}{100} = 1,6 \text{ МПа}.$$

Потери давления по формуле (8.6)

$$\Delta p = 1,6 + 20 + 3,5 = 25,1 \text{ МПа}.$$

Рассчитываем удельное давление  $p_{уд}$  по (8.7):

$$q_T = 68,7 \text{ Н/м}, F_T = 1,986 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2, P_{стр} = 205 \text{ кН},$$
$$p_{уд} = \frac{205 \cdot 10 - 1370 \cdot 68,7}{1,5 \cdot 1,986 \cdot 10^3} = \frac{110\,881 \cdot 10^3}{2,979} = 3722 \text{ МПа},$$

Таким образом,  $\Delta p = 25,1$  МПа меньше  $p_{уд} = 37,22$  МПа, т. е. процесс гидropескоструйной обработки возможен. Выбор необходимых агрегатов и их числа определяется по формуле (8.10):

$$N = \frac{37,22 \cdot 0,01}{29 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 3.$$

Для проведения обработки потребуется 3 агрегата 4АН-700.

### 8.3. Задания для самостоятельной работы

$H$  – глубина проведения процесса гидropескоструйной обработки, м.

$D_{вн}$  – обсадная колонна с внутренним диаметром, м.

$d$  – условный диаметр НКТ, мм.

$K_{тс}$  – коэффициент технического состояния агрегата.

$P_p$  – рабочее давление агрегата, МПа.

$Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с.

$Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ , м<sup>3</sup>/с.

Таблица 8.1

№	$H$	$D_{BH}$	$d$	$K_{TC}$	$P_p$	$d_{нар}$	$Q$	$Q_p$
1	1300	0,1505	60,3	0,5	29	0,073	0,010	0,0146
2	1380	0,1300	89,0	0,6	29	0,089	0,010	0,0146
3	1350	0,1505	60,3	0,7	29	0,060	0,010	0,0146
4	1320	0,1300	89,0	0,8	29	0,073	0,010	0,0146
5	1360	0,1505	60,3	0,5	29	0,089	0,010	0,0146
6	1310	0,1300	89,0	0,6	29	0,060	0,010	0,0146
7	1370	0,1505	60,3	0,7	29	0,073	0,010	0,0146
8	1330	0,1300	89,0	0,8	29	0,089	0,010	0,0146
9	1390	0,1505	60,3	0,5	29	0,060	0,010	0,0146
10	1400	0,1300	89,0	0,6	29	0,073	0,010	0,0146
11	1320	0,1505	60,3	0,7	29	0,089	0,010	0,0146
12	1340	0,1300	89,0	0,8	29	0,060	0,010	0,0146
13	1380	0,1505	60,3	0,5	29	0,073	0,010	0,0146
14	1360	0,1300	89,0	0,6	29	0,089	0,010	0,0146
15	1330	0,1505	60,3	0,8	29	0,060	0,010	0,0146

## 9. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Газлифтный способ – один из механизированных способов эксплуатации добывающих скважин, при котором рабочим агентом служит компримированный газ. Этот способ имеет вполне определенную область применения и ни в коей степени не может рассматриваться в качестве альтернативы другим механизированным способам эксплуатации [1].

### 9.1. Расчет пускового давления для различных систем подъемников

Пусковым давлением называется максимальное давление в системе, соответствующее моменту времени, когда уровень жидкости в скважине достигает башмака насосно-компрессорных труб.

При расчете пускового давления рассматривают следующие случаи:

- поглощение жидкости пластом отсутствует;
- полное поглощение жидкости пластом;
- частичное поглощение жидкости пластом.

Введем коэффициент  $K_{\pi}$ , учитывающий поглощение жидкости пластом. Под этим коэффициентом будем понимать отношение объема жидкости, поглощаемой пластом, к полному объему вытесняемой жидкости. Если поглощение пластом жидкости отсутствует, то  $K_{\pi} = 0$ . Если пласт поглощает вытесняемую жидкость полностью, то  $K_{\pi} = 1$ . В реальных условиях  $0 < K_{\pi} < 1$ .

Пусковое давление для однорядного подъемника рассчитывают по следующим формулам:

$$p_{\pi} = h\rho_{ж}g \left[ 1 + \left( 1 - K_{\pi} \cdot \frac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{d_{вн}^2} \right) \right], \quad (9.1)$$

$$p_{\pi} = h\rho_{ж}g \left[ 1 + (1 - K_{\pi}) \cdot \frac{d_{вн}^2}{D_{вн}^2 - d_{нар}^2} \right]. \quad (9.2)$$

Для двухрядного подъемника пусковое давление

$$p_{\pi} = h\rho_{ж}g \left[ 1 + (1 - K_{\pi}) \cdot \frac{d_{в. вн}^2 - d_{нар}^2}{D_{вн}^2 - d_{в. нар}^2 + d_{вн}^2} \right], \quad (9.3)$$

$$p_{\text{п}} = h\rho_{\text{ж}}g \left[ 1 + (1 - K_{\text{п}}) \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{в. нар}}^2 - d_{\text{в. вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2} \right], \quad (9.4)$$

где  $h$  – погружение подъемника под статический уровень, м;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{нар}}$  – наружный диаметр подъемника, м;

$d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр подъемника, м;

$d_{\text{в. нар}}$  – наружный диаметр воздушных труб, м;

$d_{\text{в. нар}}$  – наружный диаметр воздушных труб, м.

Формулы (9.1) и (9.3) используют при кольцевой системе закачки, а формулы (9.2) и (9.4) – при центральной системе закачки.

Погружение рассчитывают по формуле

$$h = H_{\text{сп}} - H_{\text{ст}}, \quad (9.5)$$

где  $H_{\text{сп}}$ ,  $H_{\text{ст}}$  – соответственно глубина спуска подъемника и статический уровень, м.

## 9.2. Типовая задача

### Исходные данные:

- диаметр эксплуатационной колонны  $D_{\text{вн}} = 0,1321$  м;
- внутренний диаметр подъемника  $d_{\text{вн}} = 0,0403$  м;
- наружный диаметр подъемника  $d_{\text{нар}} = 0,0483$  м;
- коэффициент учитывающий поглощение пластом  $K_{\text{п}} = 0; 0,3; 0,7; 1$ ;
- погружение под статический уровень жидкости  $h = 450$  м;
- плотности жидкости  $\rho_{\text{ж}} = 809$  кг/м<sup>3</sup>.

### Задание

Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах.

### Решение

Рассчитываем пусковые давления при кольцевой системе закачки соответственно при  $K_{\text{п}} = 0; 0,3; 0,7$ ; и 1:

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 + \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0403^2} \right] = 37,07 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 890 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 + (1 - 0,3) \cdot \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0403^2} \right] = 26,84 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 + (1 - 0,7) \cdot \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0403^2} \right] = 13,54 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 = 3,57 \text{ МПа}.$$

Соответствующие пусковые давления при центральной системе:

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 + \frac{0,04,3^2}{0,1321^2 - 0,0403^2} \right] = 3,95 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 + (1 - 0,3) \cdot \frac{0,0403^2}{0,1321^2 - 0,0483^2} \right] = 3,84 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \cdot \left[ 1 + (1 - 0,7) \cdot \frac{0,0403^2}{0,1321^2 - 0,0483^2} \right] = 3,68 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{п}} = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 = 3,57 \text{ МПа}.$$

Таким образом, в данной скважине пусковые давления при кольцевой системе закачки примерно на порядок выше, чем при центральной, за исключением случая, когда при спуске пласт полностью поглощает жидкость. Тогда давления одинаковы.

### 9.3. Задания для самостоятельной работы

$D_{\text{вн}}$  – диаметр эксплуатационной колонны, м.

$d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр подъемника, м.

$d_{\text{нар}}$  – наружный диаметр подъемника, м.

$K_{\text{п}}$  – коэффициент учитывающий поглощение пластом: 0; 0,3; 0,7; 1.

$h$  – погружение под статический уровень жидкости, м.

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

#### Задание

1. Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах.

2. Рассчитать пусковые давления, если подъемник двухрядный, а диаметры воздушной колонны  $d_{\text{вн}} = 0,0759$  м и  $d_{\text{нар}} = 0,0889$  м.

3. Проанализировать пусковые давления для однорядного и двухрядного подъемников.

Таблица 9.1

№	$D_{\text{вн}}$	$d_{\text{вн}}$	$d_{\text{нар}}$	$h$	$\rho_{\text{ж}}$
1	0,1321	0,0403	0,0483	460	854
2	0,1300	0,0620	0,0730	430	832

*Окончание табл. 9.1*

№	$D_{BH}$	$d_{BH}$	$d_{нар}$	$h$	$\rho_{ж}$
3	0,1321	0,0403	0,0483	470	805
4	0,1300	0,0620	0,0730	440	820
5	0,1321	0,0403	0,0483	480	814
6	0,1321	0,0403	0,0483	420	909
7	0,1300	0,0620	0,0730	450	904
8	0,1321	0,0403	0,0483	500	859
9	0,1300	0,0620	0,0730	410	825
10	0,1321	0,0403	0,0483	350	878
11	0,1300	0,0620	0,0730	490	884
12	0,1321	0,0403	0,0483	320	862
13	0,1300	0,0620	0,0730	380	869
14	0,1321	0,0403	0,0483	330	844
15	0,1300	0,0620	0,0730	300	838

## 10. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

Исследование скважин, эксплуатируемых установками погружных центробежных насосов (ПЦЭН), можно проводить, применяя метод замера динамических уровней импульсатором с последующим расчетом забойных давлений [1].

Другой метод расчета давления на приеме насоса  $p_{\text{пн}}$  базируется на следующей зависимости:

$$p_{\text{пн}} = p_{\text{вн}} - p_{\text{н}}, \quad (10.1)$$

где  $p_{\text{вн}}$  – давление на выкиде насоса, Па;  $p_{\text{н}}$  – давление, создаваемое насосом, Па.

Центробежный насос обладает следующим свойством: напор на режиме нулевой подачи ( $Q = 0$ )  $H_0$  при постоянной частоте вращения не зависит ни от плотности смеси, ни от ее вязкости, ни от степени износа насоса, то есть  $H_0 = \text{const}$ . Величина  $H_0$  для каждого типоразмера насоса известна из характеристики.

Исследование проводят в следующей последовательности: спускают на выкид ПЦЭН скважинный манометр, который регистрирует кривую изменения давления на выкиде в течение всего исследования. Задают скважине определенный режим работы (с помощью задвижки на устье) и после его установления измеряют дебит скважины  $Q_1$ . Скважинный манометр регистрирует давление на выкиде  $p_{\text{вн}1}$ , а манометр на устье –  $p_{\text{в}1}$ . Затем устьевую задвижку закрывают ( $Q = 0$ ); скважинный манометр регистрирует давление на выкиде  $p'_{\text{вн}}$ , манометр на устье –  $p'_{\text{в}}$ .

Открывают задвижку на устье и переводят скважину на новый режим работы и после его установления измеряют дебит  $Q_2$ . Скважинный манометр регистрирует давление на выкиде  $p_{\text{вн}2}$ , манометр регистрирует давление  $p''_{\text{вн}}$ , а манометр на устье –  $p''_{\text{в}}$ .

Поступая аналогично, проводят исследование на 3-4 режимах.

Обработка результатов сводится к следующему. Для каждого из режимов рассчитывается плотность смеси в лифте:

$$\rho_{\text{сл}} = \frac{p'_{\text{вн}} - p'_{\text{в}}}{g \cdot H_{\text{н}}}, \quad (10.2)$$

где  $p'_{\text{вн}}$  – давление на выкиде насоса при закрытой задвижке на устье, Па;

$p'_{\text{в}}$  – давление на устье скважины при закрытой задвижке, Па;

$H_{\text{н}}$  – глубина спуска насоса, м.

Так как насос работает на режиме нулевой подачи ( $Q = 0$ ), то

$$\rho_{\text{сл}} = \rho_{\text{сн}}, \quad (10.3)$$

где  $\rho_{\text{сн}}$  – плотность смеси в насосе,  $\text{кг/м}^3$ .

Для этого режима ( $Q = 0$ ) давление, создаваемое насосом,

$$p'_n = \rho_{\text{сн}} \cdot g \cdot H_0, \quad (10.4)$$

где  $H_0$  – напор насоса на режиме нулевой подачи, м (значения напора в характеристике насоса).

С учетом (10.2) и (10.3) выражение (10.4) запишем в следующем виде:

$$p_n = \frac{H_0}{H_n} \cdot (p'_{\text{вн}} - p'_y). \quad (10.5)$$

Подставляя (10.5) в (10.1), окончательно получаем (принимая  $p_n = p'_n$ )

$$p_{\text{пн}} = p'_{\text{вн}} - \frac{H_0}{H_n} (p'_{\text{вн}} - p'_y). \quad (10.6)$$

Зная давление на приеме насоса  $p_{\text{пн}}$ , рассчитывают соответствующее забойное давление. Если индикаторная линия прямолинейна, то коэффициент продуктивности скважины  $K_{\text{пр}}$  можно вычислить по формуле

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q_1 - Q_2}{p_{\text{пн}2} - p_{\text{пн}1}}, \quad (10.7)$$

где  $Q_1, Q_2$  – соответственно давление у приема насоса на первом и втором режимах, МПа.

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой – прием» воды, поступающей с продукцией из пласта, следующие:

$$\text{Re}_n > \text{Re}_{\text{нпр}} = 1600$$

или

$$\text{Re}_n < \text{Re}_{\text{нпр}} = 1600, \quad (10.8)$$

где  $\text{Re}_n$  – приведенное число Рейнольдса по нефти;  $\text{Re}_{\text{н. пр}}$  – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600, при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой – прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит).

$$\text{Re}_n = \frac{1,274 \cdot Q_{\text{нд}} \cdot b_n}{86400 \cdot D_{\text{эк}} \cdot \nu_n}, \quad (10.9)$$

где  $Q_{\text{нд}}$  – дебит скважины по дегазированной нефти,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;  $\nu_n$  – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Определяется плотность водонефтяной эмульсии:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_n \cdot (1 - B) + \rho_v \cdot B, \quad (10.10)$$

где  $\rho_{вн}$  – плотность водонефтяной эмульсии;  $\rho_n$  – плотность нефти;  $\rho_в$  – плотность воды;  $B$  – обводненность продукции.

## 10.1. Типовая задача

### Исходные данные:

- глубина скважины  $L_c = 1300$  м;
- пластовое давление  $p_{пл} = 9,7$  МПа;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны  $D_{эк} = 0,013$  м;
- глубина спуска установки  $H_n = 1150$  м;
- плотность пластовой нефти  $\rho_{нп} = 898$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность воды  $\rho_в = 1100$  кг/м<sup>3</sup>;
- объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,1$ ;
- вязкость нефти  $\nu_n = 1,85 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;
- обводненность продукции  $B = 0,5$ ;
- дебит  $Q = 134$  м<sup>3</sup>/сут.

Результаты исследования скважины на трех режимах представлены ниже.

Таблица 10.1

Режим	1	2	3
$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	134	75	36
$p'_{вн}$ , МПа	10,53	12,73	13,88
$p'_y$ , МПа	1,53	3,05	3,96

Напор насоса на режиме нулевой подачи  $H_0 = 800$  м.

### Задание

Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600 при заданных условиях.

### Решение

По результатам исследования при закрытой задвижке рассчитываем по формуле (10.6) давления на приеме насоса:

- для режима 1:

$$p_{пн1} = 10,53 - \frac{800}{1150} \cdot (10,53 - 1,53) = 10,53 - 6,26 = 4,27 \text{ МПа};$$

- для режима 2:

$$p_{пн2} = 12,73 - \frac{800}{1150} \cdot (12,73 - 3,05) = 12,73 - 6,73 = 6,00 \text{ МПа};$$

- для режима 3:

$$p_{\text{пл}3} = 13,88 - \frac{800}{1150} \cdot (13,88 - 3,96) = 13,88 - 6,90 = 6,98 \text{ МПа.}$$

С целью расчета забойного давления проверяем условие выноса воды из интервала «забой – прием» для режима с минимальным дебитом  $Q = 36 \text{ м}^3/\text{сут}$ , предварительно рассчитав по (10.9)

$$\text{Re}_h = \frac{1,274 \cdot 36 \cdot (1 - 0,5) \cdot 1,1}{86400 \cdot 0,13 \cdot 1,85 \cdot 10^{-6}} = 1699,5.$$

Так как выполняется условие (10.8), то в интервале «забой – прием» накопления воды не происходит и плотность водонефтяной смеси можно рассчитать по формуле (10.10).

$$\rho_{\text{вн}} = 898 \cdot 0,5 + 1100 \cdot 0,5 = 999 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем перепад давления на участке «забой – прием»:

$$\Delta p = \rho_{\text{вн}} g (L_c - H_h) = 999 \cdot 9,81 \cdot (1300 - 1150) = 1,47 \text{ МПа.}$$

Вычисляем забойное давление:

- для режима 1:

$$p_{\text{заб}1} = 4,27 + 1,47 = 5,74 \text{ МПа;}$$

- для режима 2:

$$p_{\text{заб}2} = 6 + 1,47 = 7,47 \text{ МПа;}$$

- для режима 3:

$$p_{\text{заб}3} = 6,98 + 1,47 = 8,45 \text{ МПа.}$$

Определяем депрессии для каждого из режимов:

$$\Delta p_1 = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}1} = 9,7 - 5,74 = 3,96 \text{ МПа;}$$

$$\Delta p_2 = 9,7 - 7,47 = 2,23 \text{ МПа;}$$

$$\Delta p_3 = 9,7 - 8,45 = 1,25 \text{ МПа.}$$

По результатам расчета строим индикаторную линию (рис. 10.1). Так как индикаторная линия прямолинейна, рассчитываем коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{пр}} = \frac{120}{3,96} = 30,3 \left( \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}} \right).$$

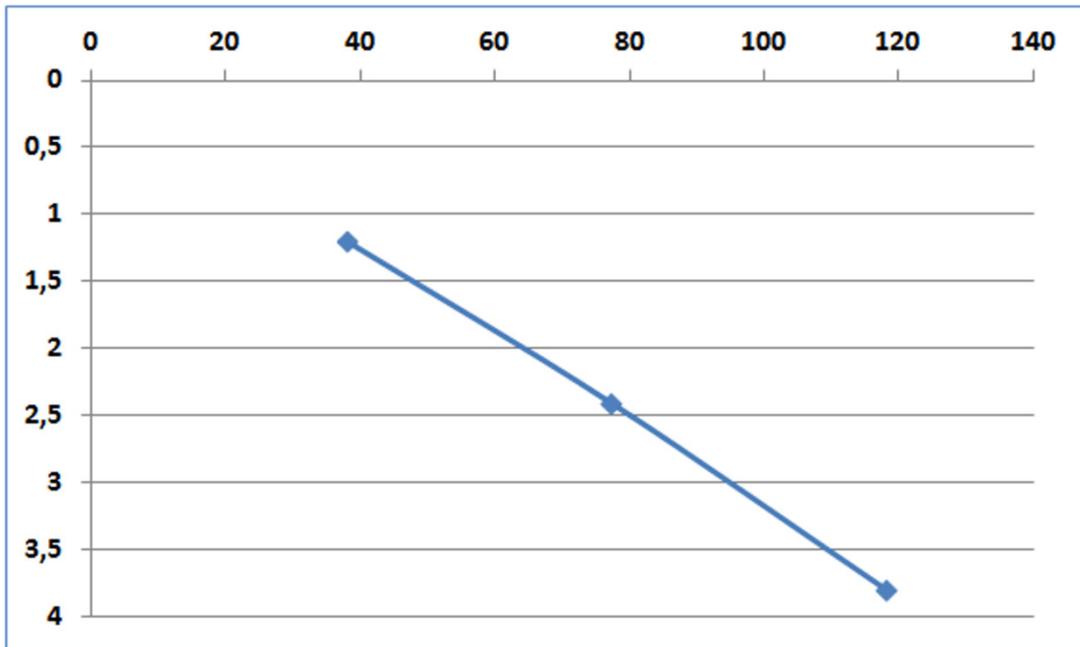


Рис. 10.1. Индикаторная линия скважины

## 10.2. Задания для самостоятельной работы

$L_c$  – глубина скважины, м.

$p_{пл}$  – пластовое давление, МПа.

$D_{эк}$  – диаметр эксплуатационной колонны, м.

$H_n$  – глубина спуска установки, м.

$\rho_{нп}$  – плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

$\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

$b_n$  – объемный коэффициент нефти ( $b_n = 1,1$ ).

$\nu_n$  – вязкость нефти, м<sup>3</sup>/с.

$B$  – обводненность продукции ( $B = 0,5$ ).

$Q$  – дебит, м<sup>3</sup>/сут.

$H_0 = 800$  м – напор насоса на режиме нулевой подачи.

Результаты исследования скважины на трех режимах представлены ниже.

Таблица 10.2

Режим	1	2	3
$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	134	75	36
$p'_{вн}$ , МПа	10,53	12,73	13,88
$p'_y$ , МПа	1,53	3,05	3,96

### Задание

Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600.

Таблица 10.3

№	$L_c$	$P_{пл}$	$H_n$	$\rho_{ип}$	$\rho_b$	$B$
1	1400	10,7	1250	840	1020	0,5
2	1500	12,4	1350	856	1050	0,3
3	1700	15,8	1550	898	1030	0,4
4	1800	16,4	1650	848	1100	0,6
5	1300	9,9	1160	846	1080	0,9
6	1900	18,5	1750	864	1060	0,8
7	2000	20,0	1850	842	1010	0,7
8	1400	11,2	1270	896	1040	0,5
9	1500	14,1	1380	886	1070	0,4
10	1600	13,6	1450	875	1090	0,3
11	1800	17,2	1620	888	1020	0,8
12	1700	16,2	1570	866	1040	0,9
13	2000	19,8	1830	858	1050	0,7
14	1900	17,8	1710	877	1030	0,6
15	1600	14,5	1420	865	1100	0,5

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
2. Соколов Е.А., Зингер А.М. Струйные аппараты. – М. : Энергия, 1974. – 380 с.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1983. – 463 с.
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Куйбышев : ВНИИТнефть, 1976.
5. Яремийчук Р.С. Создание депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 11. – С. 12–14.
6. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи : учеб. пособие / И.Т Мищенко., В.А. Сахаров, В.Г Грон., Г.И. Богомольный. – М : Недра, 1984. – 272 с.
7. Справочное руководство проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. ; под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1983. – 463 с.

Учебное издание

АРБУЗОВ Валерий Николаевич  
КУРГАНОВА Елена Владимировна

# СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Практикум

Корректурa *С.Н. Карапотин*  
Компьютерная верстка *В.Д. Пяткова*  
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 14.04.2015. Формат 60×84/16. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 3,95. Уч.-изд. л. 3,58.  
Заказ 278-15. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Издательства Томского политехнического университета  
сертифицирована в соответствии с требованиями ISO 9001:2008



**ИЗДАТЕЛЬСТВО**  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30  
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, [www.tpu.ru](http://www.tpu.ru)