



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская**

## **СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА**

*Рекомендовано учебно-методическим объединением  
высших учебных заведений Республики Беларусь  
по образованию в области горнодобывающей промышленности  
в качестве практикума для студентов  
высших учебных заведений, обучающихся по специальности  
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»*

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2012**

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73  
3-38

Рецензент: зав. отд. исслед. нефти и нефтепродуктов БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*;  
зав. лаб. проблем охраны труда БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *Е. Е. Кученева*

**Захаров, А. В.**

3-38      Скважинная добыча нефти и газа : практикум / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухо-го. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 69 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://alis.gstu.by/startEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-115-4.

Представлены расчеты физических свойств пластовых нефти и воды, гидродинамический расчет движения газожидкостной смеси в колонне подъемных труб нефтяных скважин, расчеты технологических режимов эксплуатации фонтанных скважин, а также скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом и электроцентробежным насосом.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73

ISBN 978-985-535-115-4

© Захаров А. В., Козырева С. В.,  
Атвиновская Т. В., 2012  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2012

## Предисловие

Цель данного практикума – дать расширенные теоретические знания студентам.

В практикум включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

На практических занятиях студенты должны изучить:

- теоретические аспекты рассматриваемой темы;
- условия и исходные данные индивидуального задания.

Расчеты выполняются в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком без помарок.

Решенное индивидуальное задание представляется к защите.

Индивидуальное задание выбирается по номеру группы и номеру студента в учебном журнале.

# Практическое занятие 1

## РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Цель – изучить существующие методики определения физических свойств нефти в пластовых условиях. В большинстве инженерных задач по технологии добычи нефти и оптимизации режимов эксплуатации скважин такие свойства нефти, как плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент и другие, входят в качестве базовых параметров.

В результате выполнения практической работы студенты должны:

– усвоить теоретические представления об основных параметрах пластовой нефти и нефтяного газа, используемых в технологических расчетах по эксплуатации скважин и оптимизации работы погружного оборудования в них;

– изучить методики и формулы для расчета важнейших физических свойств нефти и газа при пластовых значениях давления и температуры;

– самостоятельно решить задачу для закрепления материала;

– углубить свои представления о сложности инженерных задач скважинной добычи нефти, которые необходимо уметь решать при всех способах эксплуатации нефтяных скважин.

### 1. Теоретическая часть

Физическое состояние вещества определяется тремя параметрами: давлением, температурой и удельным объемом.

**Давление** – это сила, действующая по нормали на единицу поверхности. Единица давления в Международной системе единиц СИ:  $P$ , н/м<sup>2</sup>, – паскаль (Па).

Абсолютное давление  $P$  – это давление, отсчитываемое от абсолютного нуля. Оно входит чаще всего во все физические законы. Если абсолютное давление больше атмосферного (барометрического  $P_0$ ), то

$$P = P_0 + P_{\text{и}},$$

где  $P_{\text{и}}$  – избыточное давление.

Если абсолютное давление  $P < P_0$ , то

$$P = P_0 - P_{\text{в}},$$

где  $P_v$  – показания вакуумметра, измеряющего разрежение. В расчетах всегда следует пользоваться абсолютным давлением. Однако большинство приборов, как правило, измеряют избыточное давление, если они не изолированы от атмосферы. Поэтому к их показаниям надо добавлять атмосферное давление  $P_0$ .

**Температура** – это параметр, характеризующий тепловое состояние вещества, т. е. энергию, с которой движутся его молекулы. Она измеряется в системе СИ по термодинамической шкале Кельвина. Единица измерения  $1^\circ$  Кельвина. Кроме того, как известно, температура измеряется и по международной стоградусной шкале в градусах Цельсия ( $^\circ\text{C}$ ). Если  $T$  – абсолютная температура, измеряемая в градусах Кельвина ( $^\circ\text{K}$ ), а  $t$  – температура, измеряемая в градусах Цельсия ( $^\circ\text{C}$ ), то

$$T = t + T_0 = t + 273,15^\circ,$$

где  $T_0 = 273,15^\circ\text{K}$  – нулевая точка по шкале Цельсия (это соответствует точке затвердевания чистой воды).

**Удельный объем** – это объем единицы массы вещества:

$$v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho},$$

где  $V$ ,  $m$ ,  $\rho$  – объем, масса, плотность вещества соответственно.

В нефтедобывающей практике различают следующие понятия:

– **нормальный объем** – это объем при нормальных условиях: т. е. при давлении  $P = P_0 = 0,101325$  МПа и температуре  $T = T_0 = 273,15^\circ\text{K} = 0^\circ\text{C}$ ;

– **стандартный объем** – объем при стандартных условиях, т. е. при давлении  $P = P_0 = P_{\text{ст}} = 0,101325$  МПа и температуре  $T = T_{\text{ст}} = 293,15^\circ\text{K} = 20^\circ\text{C}$ .

## 2. Расчетная часть

Определить физические свойства пластовой нефти, используя значения исходных данных, приведенных в таблице.

1. Газонасыщенность пластовой нефти с учетом температурной корреляции:

$$\Gamma_{\text{пл}} = \Gamma t, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (1.1)$$

где  $m$  – коэффициент температурной корреляции:

$$m = 1 + 0,029(T_{\text{пл}} - 293)(\overline{\rho_{\text{н.д}} \rho_{\text{г.о}}} \cdot 10^{-3} - 0,7966).$$

2. Относительная плотность растворенного в нефти газа в пластовых условиях:

$$\overline{\rho_{\text{гр.пл}}} = am \overline{\rho_{\text{г.о}}} \frac{\Gamma}{\Gamma_{\text{пл}}}, \quad (1.2)$$

где  $a = 1 + 0,0054(T_{\text{пл}} - 293)$ .

3. Объемный коэффициент пластовой нефти, предварительно рассчитав коэффициент температурного расширения:

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3}(3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{н.д}}), \text{ если } 780 \leq \rho_{\text{н.д}} \leq 860;$$

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3}(2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{н.д}}), \text{ если } 860 \leq \rho_{\text{н.д}} \leq 960;$$

$$b_{\text{н.пл}} = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{н.д}} \cdot \lambda \frac{\Gamma_{\text{пл}}}{m} + \alpha_{\text{н}}(T_{\text{пл}} - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} P_{\text{пл}}, \quad (1.3)$$

где

$$\lambda = 10^{-3} \left[ \begin{array}{l} 4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{н.д}} + 1,0337 \overline{\rho_{\text{г.р}}}(P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}) \frac{1}{a} + 5,581 \cdot 10^{-6} \\ \rho_{\text{н.д}} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{н.г}} \Gamma_{\text{пл}}) \Gamma_{\text{пл}} \end{array} \right]$$

4. Плотность пластовой нефти:

$$\rho_{\text{н.пл}} = \rho_{\text{нд}} \left[ 1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \overline{\rho_{\text{г.р}}}(T_{\text{пл}}, P_{\text{пл}}) \frac{\Gamma_{\text{пл}}}{ma} \right] \frac{1}{b_{\text{н.пл}}}, \text{ кг/м}^3. \quad (1.4)$$

5. *Вязкость пластовой нефти.* При  $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$  и  $T = T_{\text{пл}}$  вязкость газонасыщенной нефти сильно зависит от давления, повышение которого вызывает ее рост, что обусловлено сжатием нефти и, соответственно, увеличением сил молекулярного взаимодействия. Для определения вязкости пластовой нефти при известных вязкости дегазированной нефти  $\mu_{\text{н.д}}$ , давлении насыщения, газосодержании  $\Gamma$ , пластовых давлении и температуре последовательно рассчитывают следующие параметры:

а) вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре  $\mu_{н.д}(T)$  по формулам:

$$\begin{aligned} \alpha &= 10^{-0,0175(293-T)-2,58}, \\ b &= (8 \cdot 10^{-5} \rho_{н.д} - 0,047) \mu_{н.д}^{0,13+0,002(T-293)}, \\ \mu_{н.д}(T) &= \mu_{н.д}(T-293)^a e^{b(293-T)}, \end{aligned} \quad (1.5)$$

принимая  $T = T_{пл}$ ;

б) вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{н.нас}$  при давлении насыщения и пластовой температуре запишутся в виде

$$\begin{aligned} \mu_{н.нас} &= A \mu_{н.д}^B (T_{пл}), \text{ мПа} \cdot \text{с}. \\ A &= 1 + 0,0129 \Gamma^* - 0,0364 \Gamma^{*0,85}; \\ B &= 1 + 0,0017 \Gamma^* - 0,0228 \Gamma^{*0,667}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

где  $\Gamma^* = 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5\alpha_n) \Gamma \rho_{н.д}$ ;

в) вязкость пластовой нефти определяется по формуле

$$\mu_{н.пл} = \mu_{н.нас} + \delta(P_{пл} - P_{нас}), \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad (1.7)$$

где  $\delta$  – коэффициент, характеризующий изменение вязкости газонасыщенной нефти при изменении давления на 1 МПа (размерность мПа · с/МПа). Коэффициент аппроксимируется следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} \delta &= 0,0114 \mu_{н.нас} && \text{при } \mu_{н.нас} < 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}; \\ \delta &= 0,057 + 0,023(\mu_{н.нас} - 5) && \text{при } 5 < \mu_{н.нас} < 10; \\ \delta &= 0,0171 + 0,031(\mu_{н.нас} - 10) && \text{при } 10 < \mu_{н.нас} < 25; \\ \delta &= 0,643 + 0,045(\mu_{н.нас} - 25) && \text{при } 25 < \mu_{н.нас} < 45; \\ \delta &= 1,539 + 0,058(\mu_{н.нас} - 45) && \text{при } 45 < \mu_{н.нас} < 75; \\ \delta &= 3,286 + 0,1(\mu_{н.нас} - 75) && \text{при } 75 < \mu_{н.нас} < 85. \end{aligned} \quad (1.8)$$

### Исходные данные

Номер варианта	$P_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , К	$\rho_{нд}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\Gamma$ , м <sup>3</sup> /т	$P_{нас}$ , МПа	$\rho_{г.о}$	$Y_a$	$Y_{с1}$
1	17,5	313	868	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
2	17,0	313	867	55,4	9,0	1,11	0,065	0,354
3	17,2	300	868	54,9	9,3	1,110	0,068	0,353
4	17,4	320	865	55,0	8,5	1,113	0,064	0,351
5	17,3	316	869	55,7	8,6	1,114	0,066	0,354
6	16,5	318	864	54,8	9,1	1,119	0,069	0,355
7	16,9	319	863	54,6	9,5	1,12	0,061	0,35
8	17,0	314	868	55,1	8,7	1,118	0,067	0,353
9	16,8	310	866	55,5	9,0	1,117	0,069	0,355
10	17,5	313	865	54,7	8,8	1,112	0,065	0,35
11	18,0	317	867	55,0	9,3	1,116	0,067	0,351
12	18,5	316	864	55,6	8,7	1,117	0,069	0,355
13	17,9	315	868	55,9	8,9	1,113	0,064	0,351
14	17,4	317	869	55,75	9,4	1,115	0,068	0,352
15	17,6	319	870	55,3	9,1	1,118	0,069	0,354
16	17,3	315	863	55,6	8,8	1,119	0,068	0,355
17	17,7	313	865	55,4	9,3	1,117	0,065	0,355
18	17,8	300	867	55,25	9,5	1,114	0,067	0,353
19	17,5	305	868	54,95	9,1	1,115	0,069	0,355
20	17,0	310	868	54,8	9,6	1,119	0,069	0,356
21	17,4	312	866	55,7	9,1	1,117	0,069	0,355
22	17,9	313	867	55,3	9,0	1,113	0,067	0,355
23	18,5	316	865	54,7	8,5	1,114	0,068	0,355
24	17,8	300	867	54,9	9,2	1,116	0,065	0,356
25	17,0	314	868	55,0	8,5	1,113	0,064	0,351
26	16,8	310	866	55,7	8,6	1,114	0,066	0,354
27	17,5	313	865	54,8	9,1	1,119	0,069	0,355
28	18,0	317	867	55,6	8,7	1,117	0,069	0,355
29	17,3	315	863	55,9	8,9	1,113	0,064	0,351
30	17,7	313	865	55,75	9,4	1,115	0,068	0,352

## **Практическое занятие 2**

### **РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД**

Цель – изучить существующие методики определения физических свойств водонефтяных смесей, образующихся в процессе подъема продукции из добывающих скважин, в частности, эффективной вязкости и плотности двухфазного потока при различных значениях давления и температуры в трубах НКТ.

В результате выполнения практической работы студенты должны:

- усвоить теоретические представления об основных структурах, типах и параметрах двухфазных потоков, необходимых для расчета процесса движения продукции в лифтовых трубах добывающих скважин на участке от забоя до устья;

- знать перечень исходных технологических данных, позволяющий определить важнейшие параметры водонефтяных потоков в различных сечениях труб НКТ;

- изучить методики и формулы для расчета физических свойств водонефтяных смесей;

- самостоятельно решить задачу для закрепления материала.

#### **1. Теоретическая часть**

Вода, находящаяся в пласте, а также двигающаяся в скважинах вместе с нефтью, практически всегда содержит в растворенном виде соли, органические вещества и газы, которые наряду с термодинамическими условиями определяют ее физические свойства. Решение технологических задач требует определения объемного коэффициента, коэффициента объемного теплового расширения, вязкости и плотности пластовой воды.

Исходными данными для расчета физических свойств воды являются давление, температура, минерализация (соленость), под которой понимают общее массовое содержание растворенных в воде солей. При расчете предполагается, что давление насыщения пластовой воды равно давлению насыщения нефти, с которой она контактирует.

Массовая концентрация растворенных в пластовой воде солей определяется количеством солей, находящихся в 1 л воды (С), выраженном в граммах. Часто массовое содержание соли в воде выражают в процентах, характеризующих число граммов соли в 100 г раствора (С).

Содержание солей в пластовых водах нефтяных месторождений изменяется от  $C = 0,001-0,1$  % (пресные воды) до  $C = 30-35$  % (рассолы в состоянии полного насыщения).

Растворимость природного газа в воде невелика и меняется от 0 до  $4,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при пластовых условиях. Для ориентировочной оценки газонасыщенности при неизвестном газовом факторе пластовой воды можно принять приближенное значение коэффициента растворимости газа в воде  $\alpha_T \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$ .

С увеличением концентрации солей растворимость газа уменьшается. Относительная газонасыщенность пластовой воды определяется по формулам:

$$\bar{\Gamma}_B = \frac{\Gamma_{\text{с.в.}}}{\Gamma_{\text{п.в.}}} = \frac{1}{10^{\alpha_T C}}, \quad (2.1)$$

где  $\Gamma_{\text{с.в.}}$  – газонасыщенность соленой воды;  $\Gamma_{\text{п.в.}}$  – газонасыщенность пресной воды;  $C$  – массовое содержание растворенных солей;  $\alpha_T$  – температурный коэффициент.

## 2. Расчетная часть

Определить физические свойства пластовой воды при исходных данных, приведенных в табл. 1: пластовое давление  $P_{\text{пл}}$ ; пластовая температура  $T_{\text{пл}}$ ; давление насыщения пластовой нефти газом, принимаемое равным давлению насыщения пластовой воды газом  $P_{\text{нас}}$ ; концентрация растворенных солей  $C$ .

1. Содержание растворенных солей в воде

$$C = 100 C' \frac{1}{1000 + C'}. \quad (2.2)$$

2. Относительная газонасыщенность пластовой воды  $\bar{\Gamma}_B$ :

$$\bar{\Gamma}_B = \frac{\Gamma_{\text{с.в.}}}{\Gamma_{\text{п.в.}}} = \frac{1}{10^{\alpha_T C}}, \quad (2.3)$$

где  $\Gamma_{\text{с.в.}}$  – газонасыщенность соленой воды;  $\Gamma_{\text{п.в.}}$  – газонасыщенность пресной воды;  $C$  – массовое содержание растворенных солей;  $\alpha_T$  – температурный коэффициент:

$$\alpha_T = 0,048 \frac{1}{(T - 273)^{0,2096}}. \quad (2.4)$$

3. Объемный коэффициент пластовой воды при  $P_{\text{нас}}$  и  $T_{\text{пл}}$ , последовательно рассчитав факторы, его определяющие и составляющие уравнение:

а) объемный коэффициент теплового расширения воды  $\alpha_B(T)$  при  $T_{\text{пл}}$  и, соответственно,  $\Delta b(T_{\text{пл}})$  и  $\Delta b(\Gamma_B)$ :

$$\alpha_B(T) = \alpha_B(T_{\text{ст}}) + 0,18 \cdot 10^{-4} (T - 293)^{0,6746}, \quad 1/\text{K};$$

$\alpha_B(T_{\text{ст}}) = 1,8 \cdot 10^{-4}$ , 1/К – объемный коэффициент теплового расширения воды при  $T_{\text{ст}} = 293$  °К.

$$\Delta b(T) = \alpha_B(T)(T - 293); \quad (2.5)$$

$$\Delta b(\Gamma_B) = [1,8829 + 0,0102(T - 273)] P \bar{\Gamma}_B \cdot 10^{-4};$$

б) коэффициент сжимаемости пресной воды  $\beta_B(T)$  при  $T_{\text{пл}}$ , и соответственно,  $\Delta b(P)$ .

Коэффициент сжимаемости пресной воды:

$$\beta_B(T) = \beta_B(T_{\text{ст}}) + (T - 293) [3,125 \cdot 10^{-4} (T - 293) - 2,5 \cdot 10^{-4}] 10^{-4}, \quad 1/\text{МПа}; \quad (2.6)$$

$$\Delta b(P) = -\beta_B(T)P; \quad (2.7)$$

в) объемный коэффициент пластовой воды при  $P_{\text{нас}}$  и  $T_{\text{пл}}$  окончательно будет:

$$b_B = 1 + \Delta b(T) + \Delta b(\Gamma_B) + \Delta b(P), \quad (2.8)$$

где  $\Delta b(T)$  – изменение объемного коэффициента при изменении температуры от стандартной  $T_{\text{ст}} = 293$  °К до  $T < T_{\text{пл}}$  при атмосферном давлении;  $\Delta b(\Gamma_B)$  – изменение объемного коэффициента, вызванное растворимостью газа в воде с учетом растворенных в ней солей при заданных  $P$  и  $T$ ;  $\Delta b(P)$  – изменение объемного коэффициента за счет сжимаемости воды при изменении давления от стандартного  $P_{\text{ст}} = 0,1$  МПа до  $P < P_{\text{нас}}$  при заданной  $T < T_{\text{пл}}$ .

4. Объемный коэффициент пластовой воды  $b_{B,\text{пл}}$  при  $P_{\text{пл}}$  и  $T_{\text{пл}}$ .

Газонасыщенность пластовой воды  $\Gamma_B$  при отсутствии солей:

$$\Gamma_B = \alpha_\Gamma (P_{\text{нас}} - P_0), \quad \text{м}^3/\text{м}^3. \quad (2.9)$$

Коэффициент сжимаемости газонасыщенной воды:

$$\beta_{\text{вг}}(T_{\text{пл}}) = \beta_{\text{в}}(T_{\text{пл}})(1 + 0,05\Gamma_{\text{в}}). \quad (2.10)$$

Объемный коэффициент пластовой воды:

$$b_{\text{в.пл}} = b_{\text{в}}(P_{\text{нас}}, T_{\text{пл}})[1 - \beta_{\text{вг}}(T_{\text{пл}})(P - P_{\text{нас}})], \quad (2.11)$$

где  $b_{\text{в}}(P_{\text{нас}}, T_{\text{пл}})$  – объемный коэффициент пластовой воды при  $P = P_{\text{нас}}$  и  $T = T_{\text{пл}}$ ;  $\beta_{\text{вг}}(T_{\text{пл}})$  – коэффициент сжимаемости газонасыщенной воды.

5. Плотность пластовой воды  $\rho_{\text{в.пл}}$  при  $P_{\text{пл}}$  и  $T_{\text{пл}}$ :

$$\rho_{\text{в.пл}} = \frac{\rho_{\text{в.ст}}}{b_{\text{в.пл}}}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.12)$$

где  $\rho_{\text{в.ст}}$  – плотность воды при стандартных условиях,  $\text{кг/м}^3$ , определяемая в зависимости от содержания растворенных солей, %:

- при  $0 < C \leq 12$   $\rho_{\text{в.ст}} = 1000 + 6,95C$ ;
- при  $12 < C \leq 20$   $\rho_{\text{в.ст}} = 1010,5 + 6,08C$ ;
- при  $20 < C \leq 26$   $\rho_{\text{в.ст}} = 1027,1 + 5,25C$ .

6. Вязкость пластовой воды  $\mu_{\text{в}}$ :

$$\mu_{\text{в}} = [1,4 + 3,8 \cdot 10^{-3}(\rho_{\text{в.ст}} - 1000)] \frac{1}{10^{0,0065(T-273)}}, \text{ мПа} \cdot \text{с}. \quad (2.13)$$

### Исходные данные

Номер варианта	$P_{\text{пл}}$ , МПа	$T_{\text{пл}}$ , °К	$P_{\text{нас}}$ , МПа	$C'$ , г/л
1	17,5	313	9,2	150
2	17,0	313	9,5	135
3	17,2	300	8,1	125
4	17,4	320	7,9	110
5	17,3	316	8,8	105
6	16,5	318	9,7	112
7	16,9	319	7,6	156
8	17,0	314	8,2	160
9	16,8	310	8,6	165

Окончание

Номер варианта	$P_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , °К	$P_{нас}$ , МПа	$C'$ , г/л
10	17,5	313	7,9	175
11	18,0	317	7,1	182
12	18,5	316	7,4	190
13	17,9	315	8,5	210
14	17,4	317	8,1	220
15	17,6	319	8,9	230
16	17,3	315	9,0	170
17	17,7	313	9,1	155
18	17,8	300	9,4	135
19	17,5	305	8,9	145
20	17,0	310	8,8	125
21	17,4	312	8,3	115
22	17,9	313	7,3	160
23	18,5	316	7,6	150
24	17,8	300	8,8	170
25	17,0	314	8,7	180
26	16,8	310	9,4	190
27	17,5	313	9,2	145
28	18,0	317	9,1	135
29	17,3	315	8,6	125
30	17,7	313	7,9	150

### Практическое занятие 3 ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Цель – изучить существующие методики исследования скважин. Уметь грамотно обработать данные исследования методом установившихся отборов, а именно определить коэффициент продуктивности и пластовое давление, оценить приближенно гидропроводность и проницаемость в призабойной зоне.

В результате выполнения практической работы студенты должны:

– усвоить теоретические представления о методах исследования скважин;

– изучить методики и формулы для построения индикаторных линий.

## 1. Теоретическая часть

**Гидродинамические методы исследования.** Они основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неустановившихся режимах ее работы. К числу таких параметров относятся дебит или его изменение и давление или его изменение. Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Гидродинамические методы исследования выполняются техническими средствами и обслуживающим персоналом нефтедобывающих предприятий. Исследования предполагают достижение стационарности фильтрационного поля пласта, когда дебит и забойное давление остаются неизменными длительное время. О достижении такого состояния при одновременной работе многих скважин можно говорить с большой степенью условности. Продолжительность выхода скважины на квазиустановившийся режим зависит от свойств пласта и амплитуды изменения дебита.

Понятие коэффициента продуктивности исходит из формулы стационарного притока однородной жидкости к единичной скважине конечного радиуса, расположенной в центре кругового пласта радиусом. Решение соответствующей задачи сводится к интегрированию дифференциального уравнения Лапласа для плоскорадиального потока при условии выполнения линейного закона фильтрации Дарси. Впервые эту задачу решил Дюпюи. Формулу притока можно записать в виде

$$q_0 = \frac{2\pi \div \varepsilon}{b} \frac{P_K - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3.1)$$

где  $q_0$  – установившийся дебит жидкости;  $b$  – объемный коэффициент пластовой жидкости;  $P_K$  и  $P_c$  – давление, соответственно, на внешней и внутренней границах, определяемых радиусом.

Тогда

$$Q = K(P_K - P_c), \quad (3.2)$$

где  $Q$  – дебит скважины при стандартных условиях, т/сут;  $K$  – коэффициент продуктивности, т/(сут · Па).

Формула (3.2) получила название *формулы притока*. Из нее видно, что приток линейно зависит от депрессии или при постоянном давлении на контуре от давления на забое скважины. Из (3.2) следует:

$$K = \frac{Q}{(P_K - P_c)}, \quad (3.3)$$

т. е. коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии. Можем записать

$$K = \frac{2\pi kh \cdot 86400 \rho_n}{b\mu \ln \frac{R_K}{r_c}}. \quad (3.4)$$

Графическое изображение зависимости  $Q = f(P_K - P_c)$ , или  $Q = f(P_c)$  называется *индикаторной линией*. Из (3.2) видно, что индикаторная линия должна быть наклонной прямой с угловым коэффициентом  $K$ . Чтобы построить индикаторную линию, необходимо иметь несколько фактических значений дебитов и соответствующие этим дебитам забойные давления  $P_c$ .

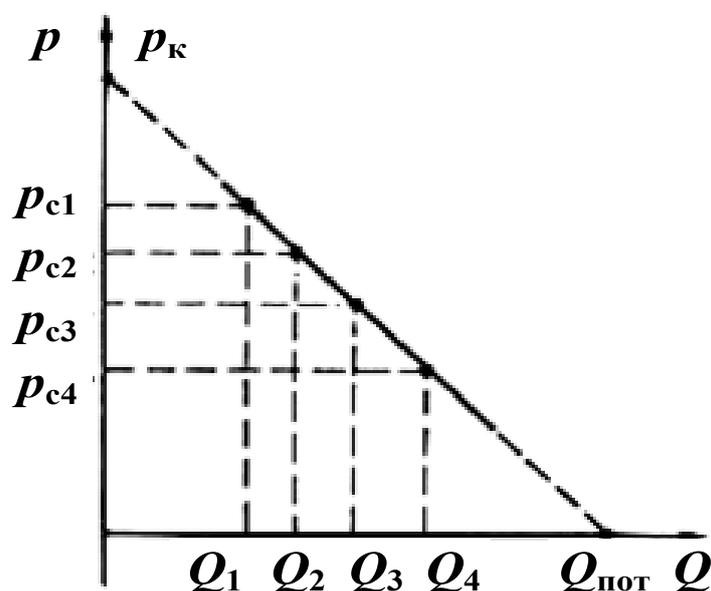


Рис. 3.1. Построение зависимости  $Q(P_c)$  по четырем фактическим точкам

Если известно пластовое давление в скважине, то индикаторную линию можно строить в функции депрессии  $\Delta p = (P_K - P_c)$ , т. е.  $[Q(\Delta p)]$ . Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию строят в функции забойного давления  $P_c$ , т. е.  $[Q(P_c)]$ . Экстрапо-

лирую индикаторную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление как ординату  $P$ , соответствующую нулевому значению дебита (рис. 3.1). Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину так называемого потенциального дебита  $Q_{\text{пот}}$ , т. е. дебита при нулевом давлении на забое скважины. Эксплуатировать скважины при  $Q_{\text{пот}}$  по геологическим и техническим причинам практически нельзя, за исключением скважин с обнаженным забоем, работающих в условиях гравитационного режима. Фактические точки  $Q(p)$ , получаемые при исследовании скважины на нескольких установившихся режимах, обычно не ложатся точно на прямую, как на рис. 3.1, а дают разброс, иногда значительный. Кроме того, индикаторные линии не всегда получаются прямыми, как это следует из формулы притока (3.2). Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению со случаем фильтрации, описываемым линейным законом Дарен. Это объясняется тремя причинами:

- 1) образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже давления насыщения. Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть + газ) фильтрации и, следовательно, больше фильтрационное сопротивление;
- 2) изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрислоевого давления;
- 3) превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.

Искривление в сторону оси дебитов объясняется неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков и разными значениями в них пластовых давлений.

## 2. Расчетная часть

Скважина одновременно эксплуатирует два пласта. При исследовании скважины методом установившихся отборов использовался дебитомер. Данные исследования приведены в таблице. Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности пластов, количество жидкости, поглощаемой одним из пластов при остановке скважины, минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости.

1. По данным исследования строим индикаторные линии для первого  $1$  и второго  $2$  пластов и общую индикаторную линию ( $\Sigma$ ) (рис. 3.2).

2. Индикаторные линии прямые, поэтому точки пересечения их с осью давления позволяют определить для первого пласта  $P_{пл1}$ , МПа, для второго  $P_{пл2}$ , МПа, давление в остановленной скважине  $P_{пл\Sigma}$ , МПа.

3. Установившееся давление  $P_{пл\Sigma}$  можно определить графически по индикаторным линиям  $1$  и  $2$ . Для пласта с меньшим пластовым давлением  $P_{пл1}$  строим индикаторную прямую поглощения  $3$  – зеркальное отображение прямой  $1$ . Ордината точки пересечения прямых  $3$  и  $2$  будет соответствовать давлению  $P_{пл\Sigma}$ , а отрезок от точки пересечения до оси ординат – дебиту перетока жидкости из пласта  $2$  в пласт  $1$ :  $Q_{пер}$ , м<sup>3</sup>/сут.

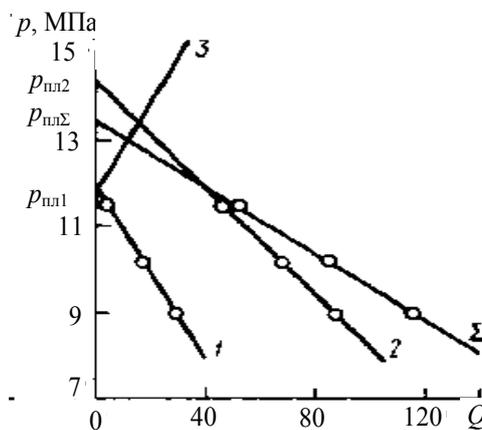


Рис. 3.2. Индикаторные линии объекта

4. При  $P_{заб} < P_{пл\Sigma}$  приток из второго пласта будет больше, чем поглощение первым, и тем больше, чем меньше забойное давление. Наконец, при  $P_{заб} = P_{пл1}$  первый пласт прекратит поглощать жидкость и приток из второго пласта будет являться продукцией скважины. По рис. 3.2 определим минимальный дебит в отсутствии поглощения  $Q_{min}$ , м<sup>3</sup>/сут.

5. Определяем коэффициенты продуктивности пластов и суммарный коэффициент:

$$K_1 = \frac{Q_1}{P_{пл1} - P_{заб}} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_2 = \frac{Q_2}{P_{пл2} - P_{заб}} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}); \quad (3.5)$$

$$K_{\Sigma} = \frac{Q_{\Sigma}}{P_{\text{пл}\Sigma} - P_{\text{заб}}} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

6. При  $P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}\Sigma}$  производительность второго пласта равна поглощению первого:

$$\begin{aligned} Q'' &= K_2(P_{\text{пл}2} - P_{\text{пл}\Sigma}), \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q' &= K_1(P_{\text{пл}1} - P_{\text{пл}\Sigma}), \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned} \quad (3.6)$$

7. Минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости:

$$Q_{\text{min}} = K_2(P_{\text{пл}2} - P_{\text{пл}1}), \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (3.7)$$

8. Для определения коэффициентов гидропроводности и проницаемости пластов воспользуемся формулой Дюпюи:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{K_1 \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi}, \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$k_1 = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 \frac{\mu}{h_1}, \text{ м}^2;$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \frac{K_2 \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi}, \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}); \quad (3.8)$$

$$k_2 = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 \frac{\mu}{h_2}, \text{ м}^2. \quad (3.9)$$

### Исходные данные

Номер вари- анта	$P_{\text{заб}}$ , МПа		$Q_1$ , т/сут	$Q_2$ , т/сут	$h_1$ , м	$h_2$ , м	$r_{\text{с}}$ , м	$R_K$ , м	$\rho_{\text{пл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\mu_{\text{н}}$ , МПа · с	$b_{\text{н}}$	$n$	$d$	$L$
	1	$P_{\text{заб1}}$	20	15	19	3	8	0,15	400	750	3	2	15	10
$P_{\text{заб2}}$		25	3	15										
2	$P_{\text{заб1}}$	8	25	12	8	5	0,14	600	730	3	2	20	13	30
	$P_{\text{заб2}}$	12	10	8										
3	$P_{\text{заб1}}$	7	14	17	5	9	0,15	500	800	3	1,5	10	11	25
	$P_{\text{заб2}}$	18	10	13										
4	$P_{\text{заб1}}$	8	15	14	20	15	0,14	800	920	4	1,3	20	15	15
	$P_{\text{заб2}}$	14	7	12										
5	$P_{\text{заб1}}$	7	15	22	5	15	0,15	500	930	4	1,5	15	8	20
	$P_{\text{заб2}}$	20	7	15										
6	$P_{\text{заб1}}$	10	14	18	7	13	0,15	700	750	3	1,3	10	11	30
	$P_{\text{заб2}}$	14	7	12										
7	$P_{\text{заб1}}$	4	15	22	10	19	0,14	900	800	2	1,5	20	15	10
	$P_{\text{заб2}}$	12	7	15										
8	$P_{\text{заб1}}$	15	18	14	7	13	0,12	800	730	4	1,7	10	11	20
	$P_{\text{заб2}}$	18	10	11										
9	$P_{\text{заб1}}$	8	15	14	5	15	0,14	800	820	2	1,4	15	8	25
	$P_{\text{заб2}}$	17	8	5										
10	$P_{\text{заб1}}$	15	18	14	20	15	0,15	700	800	2	1,8	10	14	15
	$P_{\text{заб2}}$	18	10	11										
11	$P_{\text{заб1}}$	12	15	22	10	19	0,13	500	920	3	1,5	20	8	20
	$P_{\text{заб2}}$	20	7	15										
12	$P_{\text{заб1}}$	15	25	12	7	13	0,14	600	930	4	1,8	15	10	10
	$P_{\text{заб2}}$	18	7	8										

Продолжение

Номер вари- анта	$P_{заб},$ МПа		$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$h_1, м$	$h_2, м$	$r_{cs}, м$	$R_K, м$	$\rho_{пл},$ кг/м <sup>3</sup>	$\mu_H,$ МПа · с	$b_H$	$n$	$d$	$L$
	$P_{заб1}$	$P_{заб2}$												
13	$P_{заб1}$	12	15	22	3	8	0,12	500	800	2	2	10	13	30
	$P_{заб2}$	20	3	14										
14	$P_{заб1}$	7	14	17	8	5	0,15	800	750	3	1,4	10	15	15
	$P_{заб2}$	18	10	13										
15	$P_{заб1}$	15	18	14	20	15	0,13	500	900	4	1,5	10	12	30
	$P_{заб2}$	18	10	11										
16	$P_{заб1}$	17	15	22	10	19	0,15	700	850	2	1,7	15	8	20
	$P_{заб2}$	24	7	15										
17	$P_{заб1}$	4	15	22	10	19	0,14	600	800	2	1,9	20	11	15
	$P_{заб2}$	12	7	15										
18	$P_{заб1}$	15	18	14	7	13	0,12	900	920	2,3	1,4	15	15	10
	$P_{заб2}$	18	10	11										
19	$P_{заб1}$	20	15	19	20	15	0,15	700	800	1,5	1,8	20	10	20
	$P_{заб2}$	25	3	15										
20	$P_{заб1}$	8	25	12	10	19	0,14	800	920	2	1,7	10	15	15
	$P_{заб2}$	12	10	8										
21	$P_{заб1}$	7	14	17	7	13	0,14	700	930	3	1,4	15	11	30
	$P_{заб2}$	18	10	13										
22	$P_{заб1}$	8	15	14	3	8	0,15	500	800	2	1,5	10	8	35
	$P_{заб2}$	14	7	12										
23	$P_{заб1}$	7	15	22	8	5	0,15	700	750	1,8	1,3	15	10	20
	$P_{заб2}$	20	7	15										
24	$P_{заб1}$	10	14	18	20	15	0,14	600	780	1,5	1,8	20	15	10
	$P_{заб2}$	14	7	12										

Окончание

Номер вари- анта	$P_{заб},$ МПа		$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$h_1, м$	$h_2, м$	$r_{cs}, м$	$R_K, м$	$\rho_{пл},$ кг/м <sup>3</sup>	$\mu_H,$ МПа · с	$b_H$	$n$	$d$	$L$
	25	$P_{заб1}$	7	14	17	10	19	0,14	800	920	2	1,7	10	15
$P_{заб2}$		18	10	13										
26	$P_{заб1}$	12	15	22	7	13	0,14	700	930	3	1,4	15	11	30
	$P_{заб2}$	20	7	15										
27	$P_{заб1}$	15	25	12	3	8	0,15	500	800	2	1,5	10	8	35
	$P_{заб2}$	18	7	8										
28	$P_{заб1}$	12	15	22	10	19	0,13	500	920	3	1,5	20	8	20
	$P_{заб2}$	20	3	14										
29	$P_{заб1}$	7	14	17	7	13	0,14	600	930	4	1,8	15	10	10
	$P_{заб2}$	18	10	13										
30	$P_{заб1}$	20	15	19	3	8	0,12	500	800	2	2	10	13	30
	$P_{заб2}$	25	3	15										

## Практическое занятие 4 МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Цель – изучить существующие методы воздействия на призабойную зону скважин.

- В результате выполнения практической работы студенты должны:
- усвоить теоретические представления о гидравлическом разрыве пласта (ГРП);
  - изучить методики и формулы для проведения ГРП;
  - самостоятельно решить задачу для закрепления материала.

### 1. Теоретическая часть

Сущность воздействия на пласт заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с жидкостью закачивается крупный песок, сохраняющий проницаемость этих трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Гидравлический разрыв проводится при давлениях, достигающих до 100 МПа, с большим расходом жидкости и при использовании сложной и многообразной техники.

На пористый пласт в вертикальном направлении действует сила, равная весу вышележащих пород. Средняя плотность горных осадочных пород обычно принимается равной  $2300 \text{ кг/м}^3$ .

Тогда давление горных пород будет равно:

$$P_{\Gamma} = \rho_{\Pi} gH. \quad (4.1)$$

Поскольку плотность воды  $1000 \text{ кг/м}^3$ , то давление горных пород  $P_{\Gamma}$  примерно в 2,3 раза больше гидростатического на той же глубине  $H$  залегания пласта.

Можно предполагать, что за миллионы лет существования осадочных пород внутреннее напряжение породы по всем направлениям стало одинаковым и равным горному. Исходя из этого, следует, что для расслоения пласта, т. е. для образования в пласте горизонтальной трещины, необходимо внутри пористого пространства создать давление  $P_p$ , превышающее горное на величину временного сопротивления

горных пород на разрыв, так как надо преодолеть силы сцепления частиц породы, т. е.

$$P_p = P_r + \sigma_z. \quad (4.2)$$

Однако фактические давления разрыва часто оказываются меньше горного, т. е. в ПЗС создаются области разгрузки, в которых внутреннее напряжение меньше горного  $P_r$ , определяемого соотношением (4.1). Это может быть обусловлено причинами чисто геологического характера, например, в процессе горообразования могло произойти не только сжатие пород, но и их растяжение. Но существует и другое объяснение локального уменьшения  $P_r$  – сама проводка ствола скважины нарушает распределение напряжения в примыкающих породах, и эти нарушения (уменьшения) тем больше, чем ближе порода к стенкам скважины. Локальное уменьшение внутреннего напряжения особенно сильно, если в разрезе имеются слои глин, обладающие свойствами пластичности, которые в процессе бурения набухают и часто выпучиваются в ствол скважины, вынуждая буровиков перебуривать ее.

В результате расщепление пласта, т. е. образование трещин, происходит при давлении меньшем, чем полное горное давление. Давление на забое скважины, при котором происходит ГРП, называется *давлением разрыва*  $P_p$ . Оно не поддается надежному теоретическому определению, ибо связано с необходимостью знания некоторых параметров пласта, измерение которых недоступно. Существует также ряд других причин, затрудняющих аналитическое определение  $P_p$ .

Гидроразрыв пласта осуществляется следующим образом. Поскольку при ГРП в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, то предварительно в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ), способные выдержать это давление. Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и устройство, предупреждающее его смещение и называемое *якорем*. По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва в таких объемах, чтобы получить на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается как резкое увеличение расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при том же давлении на устье скважины или как резкое уменьшение давления на устье при том же

расходе. Более объективным показателем, характеризующим момент ГРП, является коэффициент поглотительной способности:

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{с}} - P_{\text{пл}}}, \quad (4.3)$$

где  $Q$  – расход нагнетаемой жидкости;  $P_{\text{п}}$  – пластовое давление в районе данной скважины;  $P_{\text{с}}$  – давление на забое скважины в процессе ГРП.

При ГРП происходит резкое увеличение  $k_{\text{п}}$ . Однако вследствие трудностей, связанных с непрерывным контролем за величиной  $P_{\text{с}}$ , а также вследствие того, что распределение давлений в пласте – процесс существенно неустановившийся, о моменте ГРП судят по условному коэффициенту  $k$ :

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{у}}}, \quad (4.4)$$

где  $P_{\text{у}}$  – давление на устье скважины. Резкое увеличение  $k$  в процессе закачки также интерпретируется как момент ГРП. Имеются приборы для снятия этой величины.

После разрыва пласта в скважину закачивают жидкость-песконоситель при давлениях, удерживающих образовавшиеся в пласте трещины в раскрытом состоянии. Это более вязкая жидкость, смешанная (180–350 кг песка на 1 м<sup>3</sup> жидкости) с песком или другим наполнителем. В раскрытые трещины вводится песок на возможно большую глубину для предотвращения смыкания трещин при последующем снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию. Жидкости-песконосители проталкивают в НКТ и в пласт продавочной жидкостью, в качестве которой используется любая маловязкая недефицитная жидкость.

## 2. Расчетная часть

Составить план проведения гидроразрыва пласта, выбрать рабочие жидкости и оценить показатели процесса для следующих условий: скважина эксплуатационная; глубина  $L$ , м; диаметр по долоту  $D = 0,3$  м; средняя проницаемость  $k$ , м<sup>2</sup>; модуль упругости пород  $E = 2 \cdot 10^4$  МПа; коэффициент Пуассона  $\nu = 0,25$ ; средняя плотность пород над продуктивным пластом  $\rho_{\text{п}} = 2385,2$  кг/м<sup>3</sup>; напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А. Н. Динника:

1. Вертикальная составляющая горного давления

$$P_{г.в} = \rho_{п} gL, \text{ МПа.} \quad (4.5)$$

2. Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г} = \frac{P_{г.в} \nu}{(1 - \nu)}, \text{ МПа.} \quad (4.6)$$

В подобных условиях при ГРП следует ожидать образование вертикальной трещины. Запроектируем гидроразрыв нефилтующейся жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтена, плотность и вязкость.

Содержание песка принимаем  $c = 1400 \text{ кг/м}^3$ , для расклинивания трещины запланируем подачу примерно 5 т кварцевого песка фракции 08–1,2 мм, темп закачки приведен в табл. 4.1:  $Q = 1,8 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}$ , что значительно больше минимального допустимого при создании вертикальных трещин.

При ГРП непрерывно закачивают жидкость песконосителя в объеме  $7,6 \text{ м}^3$ , которая одновременно является и жидкостью разрыва.

Для определения параметров трещины используем формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю. П. Желтова.

3. Давление на забое скважины в конце гидроразрыва:

$$\frac{P_{заб}}{P_{г}} \left( \frac{P_{заб}}{P_{г}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 E^2 Q \mu}{(1 - \nu^2)^2 P_{г}^3 V_{ж}}, \text{ МПа.} \quad (4.7)$$

4. Длина трещины:

$$l = \left( \frac{V_{ж} E}{5,6(1 - \nu^2) h (P_{заб} - P_{г})} \right)^{1/2}, \text{ м.} \quad (4.8)$$

5. Ширина (раскрытость) трещины:

$$\varpi = \frac{4(1 - \nu^2) l (P_{заб} - P_{г})}{E}, \text{ см.} \quad (4.9)$$

6. Распространение жидкости-песконосителя в трещине:

$$l_1 = 0,9l \text{ м.} \quad (4.10)$$

7. Остаточная ширина трещины, принимая пористость песка после ее закрытия  $m = 0,2$ :

$$\varpi_1 = \frac{\varpi n_0}{(1-m)}, \text{ см}, \quad (4.11)$$

где  $n_0 = 0,107$ .

8. Проницаемость трещин такой ширины:

$$k_T = \frac{\varpi_1^2}{12}, \text{ м}^2. \quad (4.12)$$

Гидроразрыв будем проводить через НКТ с внутренним диаметром  $d = 0,076$  м, изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

Определим параметры ГРП:

1. Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}}(1-n_0) + \rho_{\text{пес}}n_0, \text{ кг/м}^3. \quad (4.13)$$

Число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{4Q\rho_{\text{ж}}}{\pi d\mu_{\text{ж}}}. \quad (4.14)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (4.15)$$

По Ю. В. Желтову, при наличии песка в жидкости при  $\text{Re} > 200$  происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при  $\text{Re} = 516,9$  и  $n_0 = 0,324$  возрастают в 1,52 раза:

$$P_T = \frac{1,52\lambda 16Q^2L}{2\pi^2 d^5} \rho_{\text{ж}}, \text{ МПа}. \quad (4.16)$$

2. Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве пласта:

$$P_y = P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж}}gL + P_T, \text{ МПа}. \quad (4.17)$$

3. Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700. Технические характеристики представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
1	6	70
2	8,3	51
3	11,6	36
4	14,6	29

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{P_y Q}{P_a Q_a k_{т.с}} + 1, \text{ шт.}, \quad (4.18)$$

где  $P_a$  – рабочее давление агрегата;  $Q_a$  – подача агрегата при этом давлении;  $k_{т.с}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы,  $k_{т.с} = 0,5–0,8$ .

4. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя:

$$V_{п} = 0,785d^2L, \text{ м}^3. \quad (4.19)$$

5. Продолжительность гидроразрыва пласта:

$$t = \frac{V_{ж} + V_{п}}{Q_a}, \text{ мин.} \quad (4.20)$$

Таблица 4.2

## Исходные данные

Номер варианта	$L, \text{ м}$	$k, \text{ м}^2$	$h, \text{ м}$
1	2150	$8,1 \cdot 10^{-15}$	7
2	3110	$9,1 \cdot 10^{-15}$	7
3	3720	$7,5 \cdot 10^{-15}$	4
4	3260	$8,4 \cdot 10^{-15}$	17
5	2750	$7,6 \cdot 10^{-15}$	9
6	2860	$5,3 \cdot 10^{-15}$	8
7	2930	$4,9 \cdot 10^{-15}$	12
8	3000	$8,4 \cdot 10^{-15}$	8
9	3020	$8,2 \cdot 10^{-15}$	9
10	3900	$7,7 \cdot 10^{-15}$	17
11	3740	$6,6 \cdot 10^{-15}$	12
12	2670	$5,4 \cdot 10^{-15}$	8
13	2500	$8,3 \cdot 10^{-15}$	7
14	2430	$9,12 \cdot 10^{-15}$	7
15	2200	$6,8 \cdot 10^{-15}$	17
16	2150	$5,7 \cdot 10^{-15}$	15
17	2690	$5,2 \cdot 10^{-15}$	20
18	2830	$7,3 \cdot 10^{-15}$	19
19	2710	$7,6 \cdot 10^{-15}$	10
20	3760	$7,9 \cdot 10^{-15}$	4
21	3480	$8,1 \cdot 10^{-15}$	13
22	3290	$8,4 \cdot 10^{-15}$	12
23	3860	$8,8 \cdot 10^{-15}$	15
24	3575	$9,2 \cdot 10^{-15}$	7
25	3995	$9,5 \cdot 10^{-15}$	17
26	3268	$9,7 \cdot 10^{-15}$	10
27	3561	$7,3 \cdot 10^{-15}$	5
28	2846	$7,6 \cdot 10^{-15}$	8
29	2560	$7,8 \cdot 10^{-15}$	9
30	2190	$6,5 \cdot 10^{-15}$	13

## Практическое занятие 5

# ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В КОЛОННЕ ПОДЪЕМНЫХ ТРУБ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Цель – определить рациональный способ извлечения нефти на поверхность; определить режим эксплуатации скважин, выбрать необходимое оборудование для его обеспечения.

В результате выполнения практической работы студенты должны:

– усвоить теоретические представления о движении многофазной продукции в колонне подъемных труб;

– изучить методики и формулы для расчета гидродинамических параметров газожидкостного потока двух структурных форм – пузырьковой и пробковой, характерных для большинства нефтяных скважин;

– самостоятельно решить задачу для закрепления материала.

### 1. Теоретическая часть

Подъем жидкости из скважин нефтяных месторождений практически всегда сопровождается выделением газа. Поэтому для понимания процессов подъема жидкости из скважин, умения проектировать установки для подъема и выбирать необходимое оборудование надо знать законы движения газожидкостных смесей (ГЖС) в трубах. При всех известных способах добычи нефти приходится иметь дело с движением газожидкостных смесей либо на всем пути от забоя до устья, либо на большей части этого пути. Эти законы сложнее законов движения однородных жидкостей в трубах и изучены хуже. Если при движении однофазного потока приходится иметь дело с одним опытным коэффициентом  $\lambda$  (коэффициент трения), то при движении двухфазного потока – газожидкостных смесей – приходится прибегать по меньшей мере к двум опытным характеристикам потока, которые, в свою очередь, зависят от многих других параметров процесса и условий движения, многообразие которых чрезвычайно велико.

В зависимости от физических свойств жидкости и характера ввода газа в поток могут возникать различные структуры движения ГЖС в трубе, которые существенным образом влияют на энергетические показатели подъема жидкости. В фонтанных скважинах на участке НКТ, где давление меньше давления насыщения, выделяющийся из нефти свободный газ образует тонкодисперсную структуру, называемую *эмульсионной*.

Мелкие газовые пузырьки более или менее равномерно пронизывают массу нефти, образуя практически однородную квазигомогенную смесь газа и жидкости. Вследствие своей малости (доли мм) и большой плотности газовые пузырьки обладают малой архимедовой силой. Поэтому их скорость всплытия относительно жидкости пренебрежимо мала и в расчетах может не учитываться. Это происходит до тех пор, пока в результате уменьшения давления при движении смеси вверх по трубе газовые пузырьки, расширяясь, увеличивают объемное газосодержание потока до 20–25 %.

При дальнейшем уменьшении давления и поступлении из нефти новых количеств газа пузырьки, сливаясь, образуют глобулы больших размеров, измеряемые в диаметре несколькими сантиметрами. Скорость всплытия таких глобул в результате действия архимедовой силы становится большой, достигая нескольких десятков сантиметров в секунду. Это ухудшает энергетические показатели процесса подъема. Такая структура называется *четочной*.

При больших расходах газа возникает стержневая структура, при которой газ с распыленными в нем каплями жидкости движется непрерывным потоком, увлекая за собой по стенкам трубы волнистую пленку жидкости. При стержневой структуре движения скорость газа по отношению к жидкости достигает нескольких метров в секунду. Между эмульсионной, четочной и стержневой структурами не существует резких границ перехода. Тем не менее некоторые исследователи выделяют переходные структуры – от эмульсионной к четочной и от четочной к стержневой (рис. 5.1). На возникновение той или иной структуры существенное влияние оказывает вязкость нефти, а также наличие в ней различных ПАВ, способствующих диспергации газа в потоке.

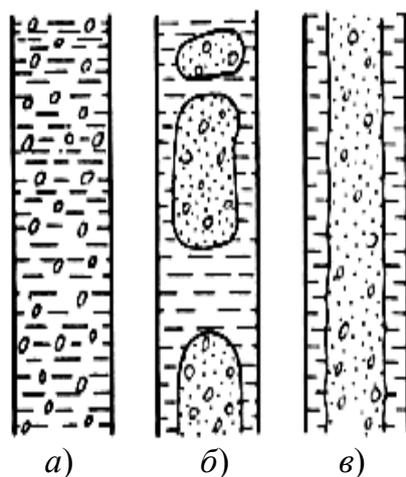


Рис. 5.1. Структуры газожидкостного потока: *а* – эмульсионная; *б* – четочная; *в* – стержневая

При проектировании или анализе работы установок для подъема жидкости из скважин, когда по НКТ движется ГЖС, основным вопросом является определение потерь давления, связанных с этим движением. Рассматривая некоторый участок вертикальной трубы, в которой движется ГЖС, можно записать

$$P_1 = P_c + P_{тр} + P_{ус} + P_2, \quad (5.1)$$

где  $P_1$  – давление в нижней части трубы;  $P_c$  – давление, уравнивающее гидростатическое давление столба ГЖС;  $P_{тр}$  – потери давления на преодоление сил трения при движении ГЖС;  $P_{ус}$  – потери давления на создание ускорения потока ГЖС, так как его скорость при движении в сторону меньших давлений увеличивается из-за расширения газа;  $P_2$  – противодействие на верхнем конце трубы.

Уравнение (5.1) справедливо для всех случаев: короткой и длинной трубы, вертикальной и наклонной и является основным при расчете потерь давления и их составляющих.

**Метод А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина.** Данный метод позволяет рассчитывать гидродинамические параметры газожидкостного потока двух структурных форм – пузырьковой и пробковой, характерных для большинства нефтяных скважин. Область существования указанных структур потока оценивают по критическому расходу газа, который в зависимости от диаметра колонны подъемных труб  $D_T$  и расхода жидкости при соответствующих термодинамических условиях  $Q_{ж}$  определяют из следующего выражения:

$$V_{г.кр} = 1,75D_T^{2,5} + 1,25Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (5.2)$$

Истинную объемную долю газа  $\varphi_r$  в смеси соответствующей структуры в зависимости от расходных характеристик потока ( $V_r$  и  $Q_{ж}$ ), его геометрии ( $D_T$ ) и физических свойств фаз определяют из следующих соотношений, полученных на основе обработки экспериментальных данных:

– пузырьковая структура:

$$\varphi_r = \frac{V_r}{\left( V_r + Q_{ж} + 0,233D_m^2 \sqrt{\frac{\sigma_{н.г}}{\sigma_{в}}} \right)}, \quad (5.3)$$

– пробковая структура:

$$\varphi_{\Gamma} = \frac{D_{\Gamma} V_{\Gamma}}{\left( D_{\Gamma} \sqrt{V_{\Gamma}} + 0,6023 Q_{\text{ж}} + 0,0942 D_{\Gamma}^{1,5} \sqrt[3]{\frac{\sigma_{\text{н.г.}}}{\sigma_{\text{в}}}} \right)}, \quad (5.4)$$

где  $\sigma_{\text{н.г.}}$ ,  $\sigma_{\text{в}}$  – поверхностное натяжение на границе «нефть – газ» и, соответственно, «вода – воздух», Н/м; можно принять  $\sigma_{\text{в}} \approx 72 \cdot 10^{-3}$  Н/м.

Плотность газожидкостной смеси, определяющая гидростатическую составляющую общего градиента, рассчитывают по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi_{\Gamma}) + \rho_{\Gamma} \varphi_{\Gamma}, \quad \text{кг/м}^3. \quad (5.5)$$

Составляющую общего градиента давления, определяемую необратимыми потерями давления за счет трения и ускорения, для пузырьковой и пробковой структур потока рассчитывают с использованием следующего корреляционного соотношения:

$$\begin{aligned} \left( \frac{dP}{dH} \right)_{\text{тр}} = & 9,07 \cdot 10^{-9} \frac{V_{\Gamma}}{D_{\Gamma}^{5,33}} + 7,95 \cdot 10^{-6} Q_{\text{ж}}^{1,75} \frac{\sqrt[4]{\mu_{\text{ж}}}}{D_{\Gamma}^{4,75}} + \\ & + 1,08 \cdot 10^{-7} \sqrt[3]{Q_{\text{ж}} \mu_{\text{ж}}^{0,025}} (V_{\Gamma} Q_{\text{ж}} \cdot 10^6)^k \frac{1}{D_{\Gamma}^3}, \end{aligned} \quad (5.6)$$

где  $9,07 \cdot 10^{-9} \frac{V_{\Gamma}}{D_{\Gamma}^{5,33}}$  – градиент давления, обусловленный гидравлическим трением при движении в трубах только газа и полученный на основании использования формулы Веймаута:

$$\lambda_{\Gamma} = \frac{0,0094}{\sqrt[3]{D_{\Gamma}}}.$$

$7,95 \cdot 10^{-6} Q_{\text{ж}}^{1,75} \frac{\sqrt[4]{\mu_{\text{ж}}}}{D_{\Gamma}^{4,75}}$  – градиент давления, обусловленный гидравлическим трением при движении в трубах жидкости и полученный на основании использования формулы Блазиуса:

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}_{\text{ж}}}};$$

$$1,08 \cdot 10^{-7} \sqrt[3]{Q_{\text{ж}} \mu_{\text{ж}}^{0,025} (V_{\text{г}} Q_{\text{ж}} \cdot 10^6)^k} \frac{1}{D_{\text{т}}^3} - \text{градиент давления, обу-}$$

словленный взаимодействием фаз при их совместном движении;  $k$  – показатель степени, зависящий от диаметра трубы;  $\mu_{\text{ж}}$  – динамическая вязкость жидкости при соответствующих  $P$  и  $T$ , мПа · с.

$D_{\text{т}}$	0,0381	0,0508	0,0635	0,0762
$k$	1,06	0,87	0,73	0,65

Общий градиент давления потока газожидкостной смеси в точке или сечении колонны труб будет:

$$\left( \frac{dP}{dH} \right) = \rho_{\text{см}} g \cdot 10^{-6} \cos \alpha + \left( \frac{dP}{dH} \right)_{\text{тр}}, \text{ МПа/м.} \quad (5.7)$$

## 2. Расчетная часть

Рассчитать по методу А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина кривую распределения давления в подъемных трубах газлифтной скважины. Используя полученную кривую  $P = f(H)$ , определить давление в точке ввода газа в колонну подъемных труб. Положение рабочего клапана  $L_{\text{р.к}}$  известно. Исходные данные следующие: плотность дегазированной нефти в стандартных условиях  $\rho_{\text{н.д}} = 849 \text{ кг/м}^3$ ; плотность газа при нормальных условиях  $\rho_{\text{г.о}} = 1,26 \text{ кг/м}^3$ ; динамическая вязкость нефти в стандартных условиях  $\mu_{\text{н.д}} = 10,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ; динамическая вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu_{\text{н.пл}} = 1,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ; геотермический градиент  $\omega = 0,041 \text{ }^\circ\text{К/м}$ ; объемный коэффициент пластовой нефти  $b_{\text{н.пл}} = 1,27$ ; глубина скважины  $L_{\text{с}} = 2000 \text{ м}$ ; глубина установки рабочего клапана  $L_{\text{р.к}} = 1200 \text{ м}$ ; удельный расход газа  $R_{\text{г}} = 78 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; объемная обводненность продукции  $\beta_{\text{в}} = 0$ , устьевое давление  $P_{\text{у}} = 2 \text{ МПа}$ , давление на забое  $P_{\text{заб}} = 12,5 \text{ МПа}$ .

1. Задаем шаг  $\Delta P = 0,1 P_{\text{нас}} \approx 1,0 \text{ МПа}$  и определяем их число:

$$N = \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}}{0,1 P_{\text{нас}}}. \quad (5.8)$$

2. Получим ряд давлений в сечениях колонны ниже устья:

$$P_i = P_{\text{у}} + i\Delta P, \quad i = 1, 2, 3 \dots N; \quad P_{\text{нас}} = P_{\text{у}} + \sum_{i=1}^N \Delta P, \quad (5.9)$$

расположенных ниже устья скважины (табл. 5.1).

Таблица 5.1

## Результаты расчета распределения давления в скважине

Параметры	Давление $P$ , МПа									
	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0
$T$ , К	296,4	302,0	307,6	313,1	318,7	324,3	329,9	335,5	341,0	346,6
$V_{г.в}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	62,8	55,8	48,9	41,9	34,9	28,0	21,0	14,1	7,1	0
$b_H$	1,046	1,069	1,092	1,115	1,138	1,161	1,184	1,207	1,230	1,244
$\rho_H$ , кг/м <sup>3</sup>	830,8	821,7	812,6	803,6	794,5	785,4	776,3	767,2	758,1	752,6
$\mu_H$ , мПа·с	9,7	8,7	7,7	6,8	5,8	4,8	3,8	2,9	1,9	1,3
$z$	0,88	0,84	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,70	0,70
$\rho_{г}$ , кг/м <sup>3</sup>	27,69	42,05	56,98	72,13	87,20	101,88	115,88	129,00	141,02	147,68
$\sigma_{H,г}$ , 10 <sup>-3</sup> Н/м	21,5	18,8	16,4	14,2	12,2	10,4	8,7	7,1	5,7	4,4
$Q_{ж}$ , 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> /с	1,162	1,188	1,213	1,239	1,264	1,289	1,315	1,340	1,367	1,382
$V_{г}$ , 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> /с	7,118	4,454	3,118	2,327	1,813	1,457	1,196	0,999	0,844	0,767
$V_{г.кр}$ , 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> /с	3,230	3,260	3,292	3,324	3,356	3,388	3,420	3,452	3,484	3,503
Структура	Проб- ковая	Проб- ковая	Пу- зырь- ковая							
$\phi_{г}$	0,758	0,702	0,6357	0,5487	0,4830	0,4257	0,3753	0,3314	0,2926	0,2715
$\rho_{см}$ , кг/м <sup>3</sup>	221,8	274,4	332,2	402,3	452,8	494,4	528,5	555,7	577,5	588,4
$(dP/dH)_{тр}$ 10 <sup>3</sup> , МПа/м	0,269	0,208	0,175	0,153	0,137	0,125	0,115	0,106	0,096	0,089
$(dP/dH)10^3$ , МПа/м	2,445	2,899	3,530	4,099	4,579	4,976	5,299	5,557	5,761	5,861
$dH/dp$ , м/МПа	408,9	344,9	283,3	243,9	218,4	200,9	188,7	179,9	173,6	170,6
$H$ , м	0	376,9	691,0	954,6	1185,7	1395,4	1590,2	1774,5	1951,2	2123,3

## 3. Рассчитываем температурный градиент потока:

$$\omega_{п} = (0,0034 + 0,79\omega) \frac{1}{\frac{Q'_{ж.ст}}{10^{20D_T^{2,67}}}}, \text{ } ^\circ\text{К/м}, \quad (5.10)$$

где  $\omega = \frac{T_{пл} - T_{н.с}}{L_c - L_{н.с}}$  – средний геотермический градиент скважины ( $^\circ\text{К/м}$ );

$T_{н.с}$  – температура нейтрального слоя,  $^\circ\text{К}$ ;  $L_{н.с}$  – глубина залегания нейтрального слоя, м;  $Q'_{ж.ст}$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/с.

4. Температура потока на устье скважины:

$$T_y = T_{\text{пл}} - \omega_{\text{п}} H, \text{ } ^\circ\text{K}, \quad (5.11)$$

где  $T_{\text{пл}}$  – температура пласта,  $^\circ\text{K}$ ;  $H$  – глубина спуска колонны НКТ, м.

5. Определяем температуру потока  $T_i$ , соответствующую заданным давлениям  $P_i$ , по формуле

$$T_i = T_y + (T_{\text{пл}} - T_y) \frac{P_i - P_y}{P_{\text{пл}} - P_y}. \quad (5.12)$$

6. Используя данные исследования проб пластовой нефти:  $V_{\text{г.в}} = f(P)$ ,  $b_{\text{н}} = f(P)$ ,  $\rho_{\text{н}} = f(P)$ ,  $\mu_{\text{н}} = f(P)$ , находим ее физические параметры, соответствующие заданным давлениям. Для условий рассматриваемой задачи результаты определения удельного объема выделившегося газа ( $V_{\text{г.в}}$ ), объемного коэффициента ( $b_{\text{н}}$ ), плотности ( $\rho_{\text{н}}$ ) и вязкости нефти приведены в табл. 5.1. Эти параметры могут быть получены расчетным путем (по формулам расчета процесса однократного разгазирования нефти).

7. Для определения коэффициента сжимаемости газа находим приведенные параметры газа.

Например, для термодинамических условий устьевого сечения  $P = 2,0$  МПа,  $T = 296,4$  К.

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{10^5 \left[ 46,9 - 2,06 \left( \frac{\rho_{\text{г.о}}}{1,293} \right)^2 \right]}; \quad (5.13)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{97 + \frac{172\rho_{\text{г.о}}}{1,293}}; \quad (5.14)$$

$$z = 1,0 - 0,23P_{\text{пр}} - (1,88 - 1,6T_{\text{пр}})P_{\text{пр}}^2 \text{ и т. д.} \quad (5.15)$$

8. Определяем по уравнению состояния плотность газа при заданных условиях:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{г.о}} \frac{PT_0}{zP_0T}, \text{ кг/м}^3. \quad (5.16)$$

9. Вычисляем поверхностное натяжение нефти на границе с газом:

$$\sigma_{н.г} = \frac{1}{10^{1,58+0,05P}} - 72 \cdot 10^{-6} (T - 305)^{-3}, \text{ Н/м.} \quad (5.17)$$

10. Определяем расходы жидкой и газовой фаз:

$$Q_{ж} = \frac{Q_{ж.ст} b_{н}}{86400}, \text{ м}^3/\text{с.} \quad (5.18)$$

$$V_{г} = (V_{гв} + R_{г}) Q_{ж.ст} z \frac{P_0 T}{P T_0}, \text{ м}^3/\text{с.} \quad (5.19)$$

11. Рассчитываем критический расход газа:

$$V_{г.кр} = 1,75 D_T^{2,5} + 1,25 Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{с.} \quad (5.20)$$

12. Определяем структуру газожидкостного потока:

если  $V_{г} < V_{г.кр}$  – пузырьковая;  
 если  $V_{г} > V_{г.кр}$  – пробковая.

13. В зависимости от структуры потока рассчитываем истинную объемную долю газа в смеси:

– пузырьковая структура:

$$\varphi_{г} = \frac{V_{г}}{\left( V_{г} + Q_{ж} + 0,233 D_T^2 \sqrt[3]{\frac{\sigma_{н.г}}{\sigma_{в}}} \right)}; \quad (5.21)$$

– пробковая структура:

$$\varphi_{г} = \frac{D_T V_{г}}{\left( D_T \sqrt{V_{г}} + 0,6023 Q_{ж} + 0,0942 D_T^{1,5} \sqrt[3]{\frac{\sigma_{н.г}}{\sigma_{в}}} \right)}. \quad (5.22)$$

14. Плотность газожидкостной смеси:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} (1 - \varphi_{г}) + \rho_{г} \varphi_{г}, \text{ кг/м}^3. \quad (5.23)$$

15. Градиент давления, обусловленный трением и ускорением:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр}} = 9,07 \cdot 10^{-9} \frac{V_{\Gamma}}{D_{\Gamma}^{5,33}} + 7,95 \cdot 10^{-6} Q_{\text{ж}}^{1,75} \frac{\sqrt[4]{\mu_{\text{ж}}}}{D_{\Gamma}^{4,75}} + 1,08 \cdot 10^{-7} \sqrt[3]{Q_{\text{ж}} \mu_{\text{ж}}^{0,025}} (V_{\Gamma} Q_{\text{ж}} 10^6)^k \frac{1}{D_{\Gamma}^3}, \text{ МПа/м.} \quad (5.24)$$

16. Общий градиент давления в соответствующем сечении колонны при движении газожидкостной смеси:

$$\left(\frac{dP}{dH}\right) = \rho_{\text{см}} g \cdot 10^{-6} \cos \alpha + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр}}, \text{ МПа/м.} \quad (5.25)$$

17. Вычисляем величины  $dH/dp$ , обратные расчетным градиентам давления.

18. Численно интегрируем зависимость  $dH/dp = f(p)$ , последовательно определяя положение сечений (точек) с заданными термодинамическими условиями газожидкостного потока.

19. По результатам расчета (табл. 5.1) строим кривую распределения давления в колонне подъемных труб, которой оборудована газлифтная скважина (рис. 5.2, кривая 1). Откладывая на оси  $H$  глубину установки рабочего клапана  $L_{\text{р.к}} = 1200$  м, определяющего положение точки ввода газа в НКТ, находим, что давление в этой точке при удельном расходе газа  $R_{\Gamma} = 78 \text{ м}^3/\text{м}^3$  составит  $P_{\text{вг}}$ , МПа.

Подобная задача может быть решена в том случае, когда положение рабочего клапана неизвестно, для чего в дополнение к кривой 1, характеризующей распределение давления в НКТ выше точки ввода газа, необходимо рассчитать кривую распределения давления на участке НКТ, расположенном ниже точки ввода газа  $R_{\Gamma} = 0$  (рис. 5.2, кривая 2). Гидродинамический расчет данного участка проводят, начиная с сечения, соответствующего забою скважины ( $P_{\text{заб}}$ ,  $T_{\text{пл}}$ ), по принципу «снизу–вверх». При этом предварительно по соотношению  $P_{\text{заб}}$  и  $P_{\text{нас}}$  оцениваются возможные области однофазного и многофазного течения на рассматриваемом участке НКТ. Точка пересечения кривых 1 и 2 определит искомые параметры работы скважины  $L_{\text{р.к}}$  и  $P_{\text{вг}}$ .

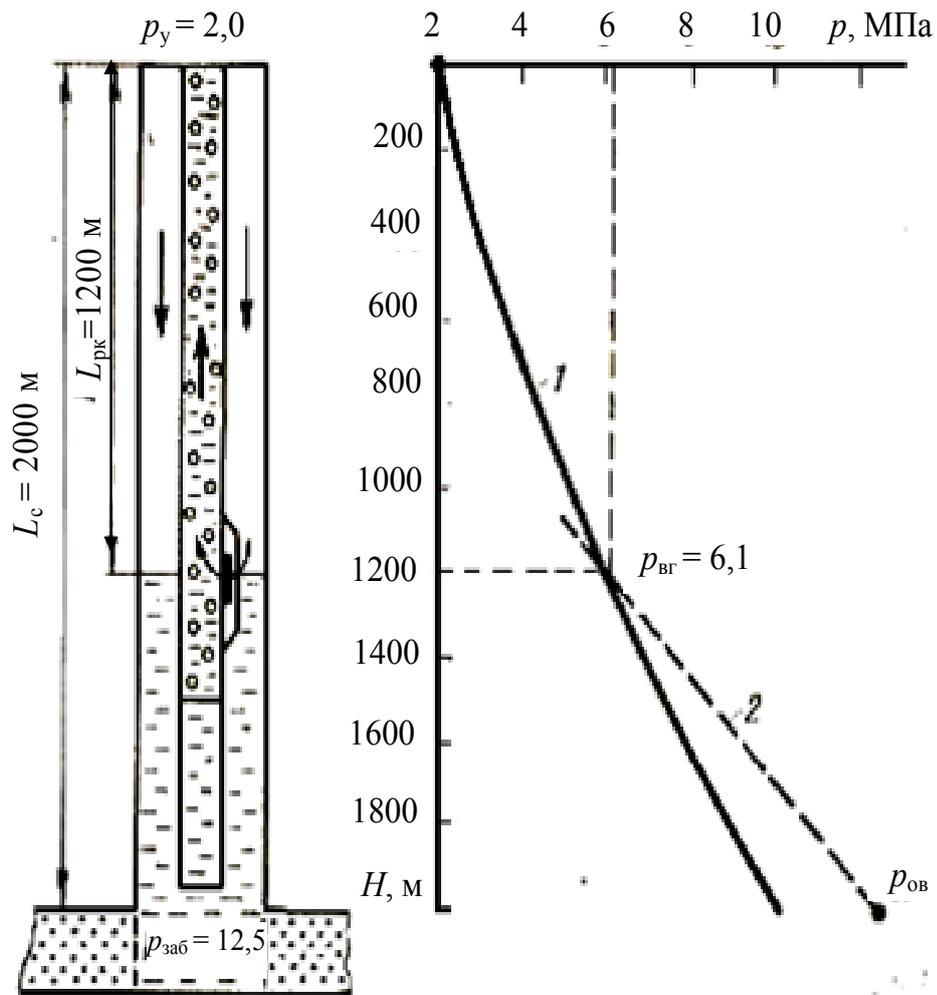


Рис. 5.2. Определение давления в точке ввода газа  $P_{в.г}$  по расчетному профилю давления в подъемной колонне

Таблица 5.2

**Исходные данные**

Номер варианта	$Q_{ж.ст}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$T_{пл}, \text{ }^\circ\text{К}$	$P_{нас}, \text{ МПа}$	$\Gamma, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$D_t, \text{ м}$
1	96	355	11	76,7	0,0635
2	90	313	9,5	75,4	0,0381
3	85	313	8,1	74,9	0,0508
4	86	300	7,9	75,0	0,0762
5	80	320	8,8	75,7	0,0635
6	83	316	9,7	74,8	0,0381
7	79	318	7,6	74,6	0,0508
8	78	319	8,2	75,1	0,0762
9	100	314	8,6	75,5	0,0635
10	103	310	7,9	74,7	0,0381
11	98	313	7,1	75,0	0,0508

Номер варианта	$Q_{ж.ст.}, \text{м}^3/\text{сут}$	$T_{пл.}, \text{°K}$	$P_{нас.}, \text{МПа}$	$G, \text{м}^3/\text{м}^3$	$D_t, \text{м}$
12	72	317	7,4	75,6	0,0762
13	82	316	8,5	75,9	0,0635
14	86	315	8,1	85,75	0,0381
15	89	317	8,9	85,3	0,0508
16	81	319	9,0	85,6	0,0762
17	83	315	9,1	85,4	0,0635
18	84	313	9,4	85,25	0,0381
19	78	300	8,9	94,95	0,0508
20	77	305	8,8	94,8	0,0762
21	75	310	8,3	95,7	0,0635
22	72	312	7,3	95,3	0,0381
23	73	313	7,6	84,7	0,0508
24	99	316	8,8	74,9	0,0762
25	97	300	8,7	95,0	0,0635
26	94	314	9,4	85,7	0,0381
27	95	310	9,2	74,8	0,0508
28	92	313	9,1	85,6	0,0762
29	93	317	8,6	75,9	0,0635
30	91	315	7,9	86,75	0,0381

## Практическое занятие 6 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Цель – изучить существующие методики расчета промышленных газожидкостных подъемников. Научиться рассчитывать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий условиям в скважине. Расчеты фонтанного подъемника базируются на минимуме среднего градиента давления вдоль колонны НКТ, т. е. перепад давления на длине НКТ должен быть минимальным, что равносильно минимуму забойного давления при заданном устье-ежом, а следовательно, максимальному отбору из скважины.

В результате выполнения практической работы студенты должны:

- усвоить теоретические представления об условиях фонтанирования скважин;
- изучить методики и формулы для расчета минимального забойного давления фонтанирования;
- самостоятельно решить задачу для закрепления материала.

## 1. Теоретическая часть

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Дебиты фонтанных скважин изменяются в широких пределах как по количеству жидкости, так и по количеству попутного газа. С одной стороны, известны фонтанные скважины, дающие более 1000 м<sup>3</sup>/сут нефти. С другой стороны, есть фонтанные скважины с дебитом порядка 5 м<sup>3</sup>/сут. Для обеспечения фонтанирования все скважины оборудуются фонтанными трубами (НКТ), которые спускаются в скважину обычно до забоя и с помощью которых осваиваются фонтанные скважины и вызывают приток в них. При наличии в скважине труб возможны различные промывки, воздействие на забой (кислотные обработки, ГРП и пр.), замена одной жидкости другой, продавка скважины газом, задавка скважины путем закачки тяжелой жидкости (соленого или глинистого раствора) и другие операции, необходимость в которых возникает на разных этапах эксплуатации данной скважины и нефтяного месторождения в целом.

Однако для подобных операций существует очень ограниченный по диаметру набор труб. Это трубы следующих условных диаметров: 48, 60, 73, 89 и 102 мм. Однако из этих размеров эксплуатационных труб трубы диаметром 48 и 102 мм почти не употребляются. Наиболее употребительными (примерно 85 %) являются трубы диаметром 73 мм. Лишь для фонтанных скважин, имеющих дебит несколько сот метров кубических в сутки, применяются 89 мм трубы. Следует отметить, что выбор диаметра фонтанных труб определяется не дебитом скважины, а удобством и техническими условиями нормальной эксплуатации таких фонтанных скважин. Периодически в скважины приходится спускать различные приборы для исследования, такие как скважинные термометры, манометры и дебитометры. Возникает необходимость спуска пробоотборников для отбора проб жидкости с самого забоя скважины. Все эти приборы имеют внешний диаметр порядка 40 мм, и для их свободного спуска до забоя, не прекращая при этом работу скважины, необходимо иметь внутренний диаметр труб не менее 73 мм. Наконец, широкое применение 73-миллиметровых труб обусловлено и тем, что эксплуатация фон-

танных скважин, как правило, сопровождается отложением парафина на внутренних стенках труб, для удаления которого часто применяются механические скребки, спускаемые на стальной проволоке в фонтанные трубы через лубрикатор. Несмотря на то, что диаметр фонтанных труб принимается почти всегда без расчета, вопрос о пропускной способности фонтанных труб или о подаче фонтанного подъемника при тех или иных условиях на забое и на устье скважины представляет безусловный интерес и требует своего ответа.

Условия фонтанирования определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта, и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъемника.

За эффективный газовый фактор  $\Gamma_{\text{эф}}$  принимают средний объем свободного газа на участке НКТ, где движется газожидкостная смесь, приходящийся на единицу массы жидкости.

Удельный расход газа  $R_{\text{опт}}$  определяют при оптимальном режиме работы подъемника.

Для фонтанирования скважины необходимо, чтобы эффективный газовый фактор был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа при работе подъемника на оптимальном режиме

$$\Gamma_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}}. \quad (6.1)$$

Неравенство (6.1) позволяет определить наиболее благоприятные, необходимые условия фонтанирования скважины, которые на практике могут оказаться недостаточными.

Исходя из определения, эффективный газовый фактор рассчитывают по формуле

$$\Gamma_{\text{эф}} = \left(1 - \frac{n_{\text{в}}}{100}\right) \frac{[V_{\text{г.в}}(P_{\text{б}}) + V_{\text{г.в}}(P_{\text{у}})]}{2}, \quad (6.2)$$

где  $V_{\text{г.в}}(P_{\text{б}})$  и  $V_{\text{г.в}}(P_{\text{у}})$  – объемы свободного газа, приходящиеся на единицу массы жидкости, соответственно, при давлении у башмака и на устье подъемника;  $n_{\text{в}}$  – массовая обводненность.

При содержании азота в попутном газе менее 5 % для определения эффективного газового фактора можно использовать средний коэффициент растворимости газа в нефти. При молярной доле азота в газе более 5 % для определения объема выделившегося газа при том или ином давлении пользуются более сложными эмпирическими за-

висимостями. Тогда, если забойное давление  $P_{\text{заб}}$  меньше давления насыщения  $P_{\text{нас}}$ , условие фонтанирования будет следующее:

$$\left( \Gamma - 10^3 \frac{\alpha (P_{\text{заб}} + P_y)}{\rho_{\text{н}}} \right) \left( 1 - \frac{n_{\text{в}}}{100} \right) \geq \frac{0,388H(\rho_{\text{ж}}gH - P_{\text{заб}} + P_y)}{d^{0,5}(P_{\text{заб}} - P_y) \lg \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_y} \right)}, \quad (6.3)$$

где  $\Gamma$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;  $\alpha$  – коэффициент растворимости газа в нефти, Па<sup>-1</sup>;  $\rho_{\text{н}}$  и  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность нефти и жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $d$  – внутренний диаметр фонтанных труб, мм;  $P_y$  – устьевое противодавление, Па;  $H$  – длина колонны НКТ, м.

Колонну НКТ обычно спускают до верхних отверстий перфорации, поэтому давление у башмака равно забойному.

Если  $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ , то условие фонтанирования следующее:

$$\left( \frac{\Gamma - 10^3 \frac{(P_y \alpha)}{\rho_{\text{н}}}}{2} \right) \left( 1 - \frac{n_{\text{в}}}{100} \right) \geq \frac{0,388H(\rho_{\text{ж}}gH - P_{\text{нас}} + P_y)}{d^{0,5}(P_{\text{нас}} - P_y) \lg \left( \frac{P_{\text{нас}}}{P_y} \right)}, \quad (6.4)$$

где  $H$  – длина подъемника, т. е. расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения.

Пренебрегая трением в области однофазного потока, получим:

$$H = L - \frac{(P_{\text{заб}} - P_{\text{нас}})}{(\rho_{\text{ж}}g)}, \quad (6.5)$$

где  $L$  – глубина скважины.

При условии  $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$  по мере уменьшения забойного давления длина подъемника  $H$  будет увеличиваться, как следует из соотношения (6.5). Минимальному забойному давлению фонтанирования отвечает максимальная длина подъемника  $H$ , определяемая из (6.4) при решении его как равенства для условий конца фонтанирования. Эффективный газовый фактор тогда не зависит от величины забойного давления. Решая (6.4) при граничном условии относительно  $H$ , получим:

$$H_{\text{max}} = 0,5 \left[ h + \sqrt{h^2 + 10,31\Gamma_{\text{эф}} d^{0,5} h \lg \left( \frac{P_{\text{нас}}}{P_y} \right)} \right], \quad (6.6)$$

$$\text{где } h = \frac{(P_{\text{нас}} - P_y)}{(\rho_{\text{ж}} g)}.$$

Здесь  $\rho_{\text{ж}}$  – средняя плотность жидкости на длине газожидкостного подъемника.

Минимальное забойное давление фонтанирования после расчета величины  $H_{\text{max}}$  по формуле (6.6) определяется из (6.5) в виде:

$$P_{\text{заб min}} = P_{\text{нас}} + (L - H_{\text{max}})\rho_{\text{ж}}g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа.} \quad (6.7)$$

Входящая в соотношение (6.7) плотность жидкости вблизи забоя рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н.пл}} \left( 1 - \frac{n_{\text{в}}}{100} \right) + \rho_{\text{в}} \frac{n_{\text{в}}}{100}, \text{ кг/м}^3. \quad (6.8)$$

Необходимая для расчетов величина коэффициента растворимости газа в нефти оценивается исходя из заданных технологических параметров, по соотношению

$$\alpha = \frac{\Gamma \rho_{\text{нд}}}{[10^3(P_{\text{нас}} - 0,1)10^6]}, \text{ Па}^{-1}, \quad (6.9)$$

где  $\Gamma$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;  $\rho_{\text{нд}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, МПа.

## 2. Расчетная часть

Определить минимальное забойное давление фонтанирования для следующих условий: глубина скважины  $L$ , м; внутренний диаметр НКТ  $d = 62$  мм; противодавление на устье  $P_y = 0,7$  МПа; давление насыщения  $P_{\text{нас}}$ , МПа; газовый фактор  $\Gamma$ , м<sup>3</sup>/т; плотность пластовой нефти  $\rho_{\text{н.пл}}$ , кг/м<sup>3</sup>; плотность дегазированной нефти  $\rho_{\text{нд}}$ , кг/м<sup>3</sup>; обводненность продукции  $n_{\text{в}}$ , %; плотность пластовой воды  $\rho_{\text{в}} = 1140$  кг/м<sup>3</sup>; азот в попутном газе отсутствует.

### 1. Коэффициент растворимости

$$\alpha = \frac{\Gamma \rho_{\text{нд}}}{[10^3(P_{\text{нас}} - 0,1)10^6]}, \text{ Па}^{-1}, \quad (6.10)$$

где  $\Gamma$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;  $\rho_{\text{нд}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, МПа.

## 2. Эффективный газовый фактор

$$\Gamma_{\text{эф}} = \left(1 - \frac{n_{\text{в}}}{100}\right) \frac{[V_{\text{г.в}}(P_{\text{б}}) + V_{\text{г.в}}(P_{\text{у}})]}{2}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (6.11)$$

где  $V_{\text{г.в}}(P_{\text{б}})$  и  $V_{\text{г.в}}(P_{\text{у}})$  – объемы свободного газа, приходящиеся на единицу массы жидкости, соответственно, при давлении у башмака и на устье подъемника;  $n_{\text{в}}$  – массовая обводненность.

## 3. Длина газожидкостного подъемника определяется выражением

$$H = L - \frac{(P_{\text{заб}} - P_{\text{нас}})}{(\rho_{\text{ж}} g)}, \quad (6.12)$$

где  $L$  – глубина скважины.

## 4. Оценим среднюю плотность нефти по соотношению

$$\rho_{\text{н}} = \frac{(\rho_{\text{н.пл}} + \rho_{\text{н.д}})}{2}, \text{ кг/м}^3. \quad (6.13)$$

5. Далее рассчитаем среднюю плотность жидкости на длине газожидкостного подъемника, используя массовую обводненность продукции по формуле

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н.пл}} \left(1 - \frac{n_{\text{в}}}{100}\right) + \rho_{\text{в}} \frac{n_{\text{в}}}{100}, \text{ кг/м}^3. \quad (6.14)$$

## 6. Определяем вспомогательную величину $h$ , входящую в (6.16):

$$h = \frac{(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}})}{(\rho_{\text{ж}} g)}, \text{ м}. \quad (6.15)$$

Здесь  $\rho_{\text{ж}} = 918,32 \text{ кг/м}^3$  – средняя плотность жидкости на длине газожидкостного подъемника.

## 7. Максимальная длина газожидкостного подъемника

$$H_{\text{max}} = 0,5 \left[ h + \sqrt{h^2 + 10,31 \Gamma_{\text{эф}} d^{0,5} h \lg \left( \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}} \right)} \right], \text{ м}. \quad (6.16)$$

## 7. Минимальное забойное давление фонтанирования

$$P_{\text{заб min}} = P_{\text{нас}} + (L - H_{\text{max}}) \rho_{\text{ж}} g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа}. \quad (6.17)$$

### Исходные данные

Номер варианта	$L$ , м	$P_{\text{нас}}$ , МПа	$\Gamma$ , м <sup>3</sup> /т	$\rho_{\text{н.пл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{н.д}}$ , кг/м <sup>3</sup>	$n_{\text{в}}$ , %
1	2050	9,64	84,4	780	848	32
2	2100	9,5	75,4	760	867	20
3	2150	8,1	74,9	770	868	15
4	2200	7,9	75,0	740	865	40
5	2250	8,8	75,7	750	869	43
6	2350	9,7	74,8	780	864	53
7	2400	7,6	74,6	760	863	33
8	2450	8,2	75,1	770	868	34
9	2500	8,6	75,5	740	866	31
10	2550	7,9	74,7	750	865	30
11	2600	7,1	75,0	780	867	22
12	2630	7,4	75,6	760	864	26
13	2570	8,5	75,9	770	868	18
14	2190	8,1	85,75	740	869	19
15	2510	8,9	85,3	750	870	10
16	2370	9,0	85,6	780	863	16
17	2000	9,1	85,4	760	865	21
18	2080	9,4	85,25	770	867	25
19	2160	8,9	94,95	740	868	27
20	2240	8,8	94,8	750	868	33
21	2370	8,3	95,7	730	866	38
22	2410	7,3	95,3	745	867	40
23	2560	7,6	84,7	755	865	19
24	2640	8,8	74,9	775	867	16
25	2710	8,7	95,0	780	868	26
26	2200	9,4	85,7	745	866	28
27	2300	9,2	74,8	755	865	24
28	2330	9,1	85,6	775	867	23
29	2280	8,6	75,9	780	863	20
30	2140	7,9	86,75	725	865	30

## Практическое занятие 7

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Цель – ознакомиться с принципами добычи нефти с помощью штанговых глубинных насосов.

- В результате выполнения практической работы студенты должны:
- усвоить теоретические представления о ШГНУ;
  - изучить методики и формулы для расчета производительности, коэффициента подачи ШГНУ;
  - самостоятельно решить задачу для закрепления материала.

### 1. Теоретическая часть

Штанговые скважинные насосы (ШСН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости, обводненностью до 99 %, абсолютной вязкостью до 100 мПа · с, содержанием твердых механических примесей до 0,5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0,1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 °С.

Две трети фонда (66 %) действующих скважин стран СНГ (примерно 16,3 % всего объема добычи нефти) эксплуатируются ШСНУ. Дебит скважин составляет от десятков килограммов в сутки до нескольких тонн. Насосы спускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м, а в отдельных скважинах на 3200 ÷ 3400 м. ШСНУ включает:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.

2. Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность ШСНУ заключается в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг.

Оборудование ШСНУ включает (рис. 7.1): штанговый глубинный насос *19*, систему насосно-компрессорных труб *17* и штанг *18*, на которых насос подвешивается в скважине, приводную часть индивидуальной штанговой установки балансирного типа, состоящую из

станка-качалки и электродвигателя 3, устьевое оборудование скважины 15, предназначенное для подвески насосных труб и герметизации устья, приспособления 13 и 14 для подвески насосных штанг к головке балансира станка-качалки.

В скважину на колонне НКТ под уровень жидкости спускают цилиндр насоса 24, в нижней части которого установлен приемный клапан 27, открывающийся только вверх. Затем на насосных штангах внутри НКТ спускают поршень 25, называемый *плунжером*, который устанавливают в цилиндр насоса. Плунжер имеет один или два клапана, открывающиеся только вверх, называемые *выкидными*, или нагнетательными 26. Верхний конец штанг прикрепляют к головке переднего плеча балансира станка-качалки. Для направления жидкости из НКТ в выкидную линию и предотвращения ее разлива на устье скважины устанавливают тройник и выше него сальник 21, через который пропускается сальниковый шток 14.

Скважинный насос приводится в действие от станка-качалки, в котором вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора 4, кривошипно-шатунного механизма и балансира 10, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру скважинного насоса.

При ходе плунжера вверх под ним падает давление и всасывающий клапан под давлением столба жидкости в затрубном пространстве открывается, жидкость из скважины поступает в цилиндр насоса. В это время нагнетательный клапан плунжера закрыт под давлением столба находящейся под ним жидкости. При ходе плунжера вниз приемный клапан под давлением столба жидкости в насосных трубах закрывается, а клапан, расположенный на плунжере, открывается, и жидкость поступает в насосно-компрессорные трубы. При непрерывной работе плунжера всасывание и нагнетание чередуются, в результате чего при каждом ходе некоторое количество жидкости поступает в НКТ. Уровень жидкости в них постепенно повышается и достигает устья скважины: жидкость начинает переливаться в выкидную линию через тройник с сальниковым устройством. Простота обслуживания и надежность скважинных насосов, высокий КПД, гибкость в отношении регулирования, отборов жидкости с различных глубин и ряд других преимуществ вывели этот способ на ведущее место в нефтедобывающей отрасли.

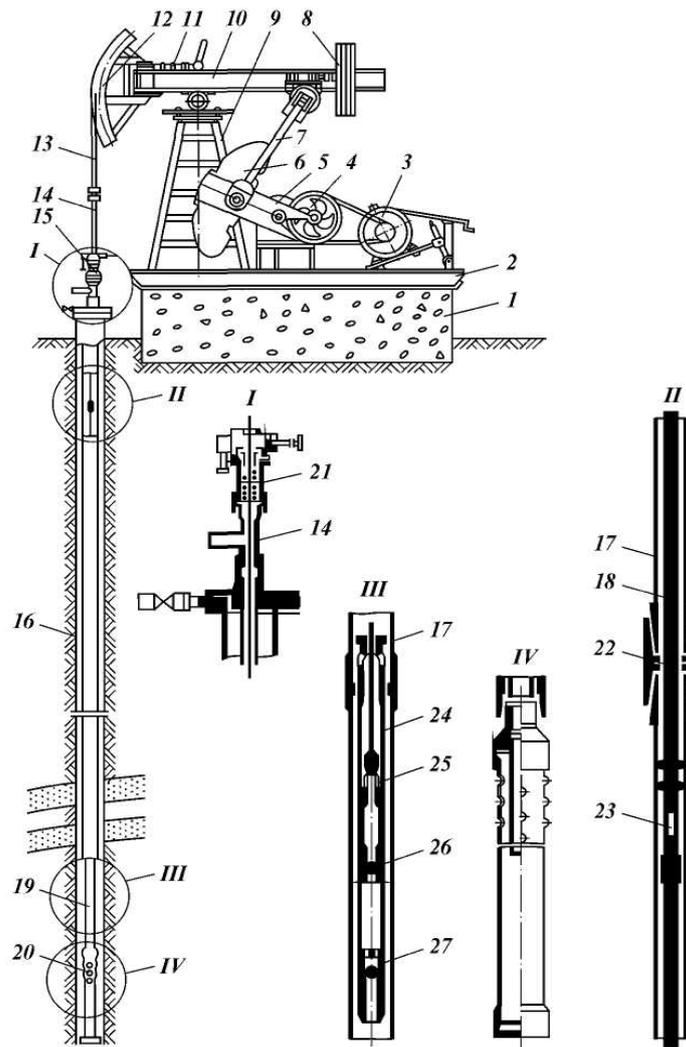


Рис. 7.1. Штанговая глубинно-насосная установка: I – устьевое оборудование; II – подвеска труб и штанг; III – глубинный насос; IV – газовый, или песочный якорь; 1 – фундамент; 2 – рама; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор; 5 – кривошип; 6 – груз; 7 – шатун; 8 – груз балансира; 9 – стойка; 10 – балансир; 11 – механизм фиксации головки балансира; 12 – головка балансира; 13 – канатная подвеска; 14 – сальниковый шток; 15 – оборудование устья скважины; 16 – обсадная колонна; 17 – насосно-компрессорные трубы; 18 – колонна штанг; 19 – глубинный насос; 20 – газовый якорь; 21 – сальник устьевой; 22 – муфта трубная; 23 – муфта штанговая; 24 – цилиндр насоса; 25 – плунжер насоса; 26 – нагнетательный (выкидной) клапан; 27 – всасывающий (приемный) клапан

При движении плунжера вверх закрывается нагнетательный клапан и происходит подъем жидкости на дневную поверхность, одновременно открывается всасывающий клапан и происходит заполнение цилиндра жидкостью. При движении плунжера вниз закрывается всасывающий и открывается нагнетательный клапан и происходит перемещение жидкости из полости под плунжером в полость над плунжером.

Подача насоса определяется по формуле

$$Q_T = \frac{\pi d^2}{4} sn60 \cdot 24, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7.1)$$

где  $d$  – диаметр плунжера, м;  $s$  – ход плунжера, м;  $n$  – число качаний в минуту.

При ходе плунжера вниз штанги входят вовнутрь цилиндра насоса, вследствие чего из цилиндра при этом вытесняется объем жидкости, равный:

$$V_1 = f_{\text{ш}}S, \quad (7.2)$$

а при ходе плунжера вверх:

$$V_2 = (F - f_{\text{ш}})S, \quad (7.3)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения плунжера (цилиндра) насоса;  $f_{\text{ш}}$  – площадь поперечного сечения штанг;  $S$  – длина хода устьевого (полированного) штока, принимаемая равной длине хода плунжера  $S_{\text{пл}}$ .

За полный (двойной) ход (вверх и вниз) устьевого штока подача насоса составит:

$$V_{\text{д.х}} = V_1 + V_2 = f_{\text{ш}}S + (F - f_{\text{ш}})S = FS. \quad (7.4)$$

При  $n$  ходов (качаний головки балансира) в минуту минутная подача будет равна:

$$V_{\text{мин}} = FS n. \quad (7.5)$$

Умножая на число минут в сутках, получаем теоретическую подачу насоса:

$$Q_T = 1400FS n. \quad (7.6)$$

Однако действительная (фактическая) подача  $Q$  насоса, измеренная на поверхности, как правило, меньше  $Q_T$ . Отношение действительной подачи к теоретической называют *коэффициентом подачи штангового насоса*:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q}{Q_T}. \quad (7.7)$$

Следовательно, действительная подача:

$$Q = 1400FSn\alpha_{\text{п}}. \quad (7.8)$$

Фактическая подача будет ближе к теоретической, когда правильно подобран насос, установлен оптимальный режим откачки жидкости и созданы нормальные условия его работы в скважине.

Коэффициент подачи  $\alpha_{\text{п}}$  может изменяться от 0 до 1. В скважинах, в которых проявляется так называемый фонтанный эффект, т. е. в частично фонтанирующих через насос скважинах,  $\alpha_{\text{п}} > 1$ . Работа насоса считается нормальной, если  $\alpha_{\text{п}} = 0,6-0,8$ . На величину  $\alpha_{\text{п}}$  влияет много факторов: деформация штанг и труб; усадка жидкости; степень наполнения насоса жидкостью и утечки жидкости [3]. Характеризуя влияние этих факторов соответствующими коэффициентами и учитывая независимость их совместного действия, можно записать:

$$\alpha_{\text{п}} = \alpha_{\text{д}}\alpha_{\text{ус}}\alpha_{\text{н}}\alpha_{\text{ут}}. \quad (7.9)$$

Формула производительности А. С. Вирновского:

$$Q_{\text{ф}} = 1440Fn \left[ \frac{S_A}{\cos \mu} - (\lambda_{\text{шт}} - \lambda_{\text{тр}}) \right], \quad (7.10)$$

где член  $S_A/\cos\mu$ , выражающий перемещение плунжера при отсутствии статических удлинений  $\lambda_{\text{шт}}$  и  $\lambda_{\text{тр}}$ , получен для вынужденных колебаний «свободной» штанги, т. е. штанги без плунжера, при гармоническом законе движения балансира.

Отсюда следует, что формула применима лишь для насосов малого диаметра ( $D < 43$  мм и  $\mu < 0,785$ ).

**Учет гидродинамического трения по формуле А. С. Вирновского.** При откачке высоковязкой жидкости или при больших скоростях откачки жидкости обычной вязкости большое значение приобретают силы гидродинамического трения. Они возникают при движении штанг в жидкости, жидкости в трубах, а также в клапанах насоса.

Для этих условий соответствующую формулу получил А. С. Вирновский:

$$Q_{\text{ф}} = 1440Fn \left[ \frac{S_A}{(\cos^2 \mu + sh^2\beta)^{\frac{1}{2}}} - (\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{тр}}) \right], \quad (7.11)$$

где  $\beta = \frac{hL}{a}$ ;  $h$  – константа трения,  $c^{-1}$  ( $h = 0,2 - 1,0 c^{-1}$ );  $sh\beta = \frac{e^{\beta} - e^{-\beta}}{2}$  – гиперболический синус.

**Учет потерь на сопротивление жидкости в нагнетательном клапане и на трение плунжера о стенки цилиндра.** В случае наличия силы сопротивления, вызванной сопротивлением потоку жидкости в нагнетательном клапане и трением плунжера о цилиндр, в формулах (7.10)–(7.11) необходимо  $\lambda_{\text{тр}} + \lambda_{\text{шт}}$  заменить на

$$\lambda = \lambda_{\text{тр}} + \lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{сж}} + \lambda_{\text{из}}. \quad (7.12)$$

## 2. Расчетная часть

Определить производительность и коэффициент подачи ШГНУ по различным формулам и сравнить их.

Дано: глубина скважины  $H$ , м; глубина спуска насоса  $L$ , м; диаметр насоса  $D_{\text{пл}} = 38$  мм; диаметр штанг  $d_{\text{шт}} = 19$  мм; диаметр труб  $d_{\text{тр}} = 60$  мм; плотность нефти  $\rho_{\text{н}}$  кг/м<sup>3</sup>; длина хода точки подвеса штанг  $S_A = 2,1$  м; число качаний  $n = 10$  мин<sup>-1</sup>; забойное давление  $P_{\text{заб}} = 30$  кгс/см<sup>2</sup>; содержание воды  $n_{\text{в}}$ .

1. Плотность жидкости

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}}(1 - n_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}}n_{\text{в}}, \text{ кг/м}^3. \quad (7.13)$$

2. Расстояние до динамического уровня

$$h_{\text{д}} = H - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{ж}}g}, \text{ м}. \quad (7.14)$$

3. Вес столба жидкости над плунжером, полагая, что  $P_{\text{буф}} = 0$ :

$$P_{\text{ж}} = h_{\text{д}}\rho_{\text{ж}}Fg, \text{ Н}. \quad (7.15)$$

4. Производительность по теории А. М. Юрчука.

Предварительно определим:

$$\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{ж}}L}{E} \sum \left[ \frac{1}{f_{i\text{шт}}} + \frac{1}{f_{i\text{тр}}} \right], \text{ м}, \quad (7.16)$$

где  $P_{\text{ж}}$  – вес столба жидкости над плунжером;  $L$  – глубина подвески насоса;  $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Н/м<sup>2</sup> – модуль упругости стали.

$$Q_{\Phi_i} = 1440Fn \left[ S_A - (\lambda_{шт} + \lambda_{тр}) + \frac{225L^2 n^2 S_A}{10^{12}} \right], \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7.17)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения плунжера;  $n$  – число двойных ходов в мин;  $S_A$  – длина хода точки подвеса штанг;  $\lambda_{шт}$ ,  $\lambda_{тр}$  – удлинение насосных штанг и труб от веса столба жидкости.

Производительность по формуле А. Н. Адонина:

$$Q_{\Phi} = 1440Fn \left[ S_A \left( 1 + m \frac{\mu^2}{2} \right) - (\lambda_{шт} - \lambda_{тр}) \right], \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7.18)$$

где  $\mu = \frac{\omega L}{a}$  – параметр Коши;  $a$  – скорость звука в колонне штанг;  $m$  – коэффициент, учитывающий влияние инерции столба жидкости.

Для  $D_{пл} < 43$  мм,  $m = 1,0$ ;

$D_{пл} = 55$  мм,  $m = 1,5$ ;

$D_{пл} = 68-70$  мм,  $m = 2,0$ ;

$D_{пл} = 82$  мм,  $m = 4,0$ ;

$D_{пл} = 93$  мм,  $m = 3,0$ ;

$D_{пл} = 120$  мм,  $m = 4,0$ .

5. Производительность по формуле А. С. Вирновского:

$$Q_{\Phi} = 1440Fn \left[ \frac{S_A}{\cos \mu} - (\lambda_{шт} - \lambda_{тр}) \right], \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7.19)$$

где член  $S_A/\cos \mu$ , выражающий перемещение плунжера при отсутствии статических удлинений  $\lambda_{шт}$  и  $\lambda_{тр}$ , получен для вынужденных колебаний «свободной» штанги, т. е. штанги без плунжера, при гармоническом законе движения балансира.

6. Определим производительность по формуле при условии, что  $h = 0,6 \text{ с}^{-1}$ :

$$Q_{\Phi} = 1440Fn \left[ \frac{S_A}{(\cos^2 \mu + \text{sh}^2 \beta)^{\frac{1}{2}}} - (\lambda_{шт} + \lambda_{тр}) \right], \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7.20)$$

где  $\beta = \frac{hL}{a}$ ;  $\text{sh} \beta = \frac{e^{\beta} - e^{-\beta}}{2}$  – гиперболический синус.

7. Определим производительность с учетом формулы, полагая, что сила сопротивления движению плунжера  $P_c = 4$  кН.

Определим  $\lambda_{сж}$  штанг:

$$\lambda_{сж.шт} = \frac{P_c L}{E_{шт} f_{шт}}, \text{ м.} \quad (7.21)$$

Изгиб штанг под действием  $P_c$  по формуле

$$\lambda_{из} = \frac{P_c R_c^2 L_{сж}}{8EI}, \text{ м,} \quad (7.22)$$

где  $R_c = \frac{d_T - d_{шт}}{2}$ , м;

$$L_{сж} = \frac{P_c}{q_{шт}} = \frac{P_c}{2,35 \left[ 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{шт}} \right] g}, \text{ м;}$$

$$I = \frac{\pi r^4}{4}$$

По формуле найдем  $\lambda$ :

$$\lambda = \lambda_{тр} + \lambda_{шт} + \lambda_{сж} + \lambda_{из}. \quad (7.23)$$

Найдем производительность

$$Q_{\phi} = 1440Fn \left[ \frac{S_A}{\cos \mu} - (\lambda_{шт} - \lambda_{тр}) \right], \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (7.24)$$

8. Определим коэффициент подачи:

$$Q_T = 1440FnS_A, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (7.25)$$

9. Коэффициент подачи по формуле

$$\eta = \frac{Q_{\phi}}{Q_T}. \quad (7.26)$$

### Исходные данные

Номер варианта	$H$ , м	$L$ , м	$\rho_{II}$ , кг/м <sup>3</sup>	$n_B$
1	2050	1950	780	0,32
2	2100	2000	760	0,20
3	2150	2050	770	0,15
4	2200	2100	740	0,40
5	2250	2150	750	0,43
6	2350	2250	780	0,53
7	2400	2300	760	0,33
8	2450	2350	770	0,34
9	2500	2400	740	0,31
10	2550	2450	750	0,30
11	2600	2500	780	0,22
12	2630	2530	760	0,26
13	2570	2470	770	0,18
14	2190	2090	740	0,19
15	2510	2410	750	0,10
16	2370	2270	780	0,16
17	2000	1900	760	0,21
18	2080	1980	770	0,25
19	2160	2060	740	0,27
20	2240	2140	750	0,33
21	2370	2270	730	0,38
22	2410	2310	745	0,40
23	2560	2460	755	0,19
24	2640	2540	775	0,16
25	2710	2610	780	0,26
26	2200	2100	745	0,28
27	2300	2200	755	0,24
28	2330	2230	775	0,23
29	2280	2180	780	0,20
30	2140	2040	725	0,30

## **Практическое занятие 8**

# **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ**

Цель – изучить технологию добычи нефти с помощью электроцентробежных насосов.

В результате выполнения практической работы студенты должны:  
– усвоить теоретические представления об электроцентробежных насосах (ЭЦН);

– рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

– самостоятельно решить задачу для закрепления материала.

### **1. Теоретическая часть**

В настоящее время полезная мощность ЭЦН составляет от 14 до 120 кВт против 40 кВт у штанговых насосов. Промышленностью выпускаются насосы для отбора до 1000 м<sup>3</sup>/сут жидкости при напоре 900 м (табл. 8.1). Содержание в добываемой жидкости сероводорода до 0,01 г/л, для установок коррозионно-стойкого исполнения – 1,25 г/л; максимальное содержание попутной воды – 99 %, свободного газа на входе в насос не более 25 % (по объему), а для установок с модулями-газосепараторами – 55 %. Максимальное содержание твердых частиц – 0,1 г/л, а для насосов в износостойком исполнении – до 5 г/л.

Шифр: ЭЦН-5А-360-600 – электроцентробежный насос для обсадной колонны 5" (диаметром 146 мм) с подачей 360 м<sup>3</sup>/сут, напор – 600 м водяного столба ( $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ). Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

5 – обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;

5А – обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;

6 и 6А – обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

В соответствии с группами ЭЦН диаметры корпусов насосов составляют 92, 103, 114 и 137 мм. Внутренний диаметр корпусов насосов, соответственно, равен 80, 90, 100 и 120 мм.

В последнее время промышленностью освоен выпуск насосов в модульном исполнении, что позволяет более точно подобрать насос для широкого диапазона параметров скважин. В этом случае в обозначение насоса вводится буква «М». Предусмотрено изготовление 55 типоразмеров ЭЦНМ.

Таблица 8.1

**Характеристики погружных центробежных насосов**

Шифр насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Масса, кг
	подача, м <sup>3</sup> /сут	напор, м	подача, м <sup>3</sup> /сут	напор, м			
ЭЦНИ5-40-850	40	940	25–70	960–690	37,8	191	185
ЭЦН5-40-1400		1475		1510–1100	38,0	229	313
ЭЦНИ5-40-950		860		890–650	38,0	174	170
ЭЦН5-80-850	80	850	60–115	910–490	49,8	195	205
ЭЦН5-80-1200		1195		1280–695		273	286
ЭЦНИ5-80-1550		1500		1520–1100	48,0	332	312
ЭЦН5-130-600	130	675	85–160	765–500		164	190
ЭЦН5-130-1200		1160		1320–860		282	318
ЭЦНИ5-130-1200		1165		1300–830	40,0	260	280
ЭЦНИ5А-100-1350	100	1300	80–180	1360–800	49,0	248	288
ЭЦН5А-160-1100	160	1080	125–205	1225–710	57,5	226	313
ЭЦН5А-160-1400		1400		1520–1000	50,0	275	355
ЭЦН5А-250-800	250	800	190–330	900–490	59,5	160	375
ЭЦН5А-250-1000		1010	190–350	1110–625		187	432
ЭЦН5А-360-600	360	570	290–430	670–440	59,3	150	360
ЭЦН5А-360-700		660		760–500		162	386
ЭЦН5А-360-850		850		950–680		186	456
ЭЦН6-100-900	100	865	75–145	940–560	48,0	125	220
ЭЦНИ6-100-900		900	75–140	995–610	51,2	123	195
ЭЦН6-100-1500		1480	80–165	1580–780	41,1	212	335
ЭЦНИ6-100-150		1460	75–140	1560–950	51,3	192	300
ЭЦН6-160-850	160	855	130–185	930–750	56,5	125	198
ЭЦНИ6-160-750		740		830–605	57,0	109	182
ЭЦН6-160-1100		1150		1260–980	56,5	177	275
ЭЦНИ6-160-11(И)		1060		1195–875	57,0	158	242
ЭЦН6-160-1450		1580		1740–1380	56,5	247	382
ЭЦНИ6-160-145		1385		1550–1140	57,8	222	338
ЭЦН6-250-800		785		200–330	850–550	62,0	125
ЭЦНИ6-250-800	850	190–320	920–615	61,0	133	238	
ЭЦН6-250-1050	250	1140	200–330	1230–820	62,0	183	386
ЭЦНИ6-250-1050		1080	190–320	1175–815	61,0	170	333
ЭЦН6-250-1400		1385	200–330	1490–960	62,0	229	424
ЭЦН6-350-650	350	620	280–440	685–400	64,0	90	280

Шифр насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступе- ней	Масса, кг
	подача, м <sup>3</sup> /сут	напор, м	подача, м <sup>3</sup> /сут	напор, м			
ЭЦНИ6-350-650		690	230–430	700–470	51,8	106	261
ЭЦН6-350-850		840	280–440	925–510	64,0	125	390
ЭЦНИ6-350-850		850	230–430	1000–530	49,6	149	371
ЭЦНИ6-350-1100		1000	260–430	1170–710	61,5	154	455
ЭЦН6-500-450	500	445	350–680	530–260	62,5	84	286
ЭЦНИ6-500-450		415	300–600	558–328	50,0	93	250
ЭЦН6-500-750		775	350–680	905–455	62,5	143	477
ЗЦНИ6-500-750		750	420–650	860–480	60,0	145	462

Для привода погружных центробежных электронасосов применяется маслозаполненный погружной трехфазный асинхронный электродвигатель переменного тока с короткозамкнутым ротором и синхронной частотой оборотов 3066 в минуту. Электродвигатели изготавливаются диаметрами 103, 117, 123 и 138 мм, что позволяет компоновать их с соответствующей группой насосов 5, 5А, б, 6А и опускать в соответствующую эксплуатационную колонну с зазором 10–20 мм.

Всего предусмотрено 15 типоразмеров погружных электродвигателей мощностью от 14 до 125 кВт (табл. 8.2). Большие мощности и малые диаметры вызывают необходимость иметь большую длину электродвигателя до 8,2 м.

Для предотвращения попадания пластовой жидкости из скважины корпус электродвигателя выполняется герметичным и его заполняют трансформаторным маслом с высоким пробивным напряжением. Масло служит одновременно смазкой для подшипников скольжения электродвигателя.

Трансформаторное масло для лучшего охлаждения и смазки опор циркулирует. Оно поднимается по пустотелому валу к турбинке и нагнетается ею в полость над статором двигателя. Отсюда оно идет по зазорам между статором и ротором и по пазам в статорном железе, отводя тепло от перегретых деталей и вынося продукты износа из подшипников.

Обозначения: ПЭД-20-103 – погружной электродвигатель; 20 – номинальная мощность, кВт; 103 – наружный диаметр, мм.

Таблица 8.2

## Характеристики погружных электродвигателей

Электродвигатель	Номинальные			КПД, %	cos $\alpha$	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Температура окружающей среды, °С	Длина, м	Масса, кг
	мощность, кВт	напряжение, В	ток, А						
ПЭД14-103	14	350	40	72	0,80	0,06	70	4,20	200
ПЭД20-103	20	700	29	73	0,78	0,06	70	5,17	275
ПЭД28-103	28	850	34,7	73	0,75	0,085	70	5,5	295
ПЭД40-103	40	1000	40	72	0,80	0,12	55	6,2	335
ПЭДС55-103	55	850	69	73	0,75	0,37	70	5,21	500
ПЭД45-117	45	1400	27,3	81	0,84	0,27	50	5,60	382
ПЭД65-117	65	2000	27,5	81	0,84	0,27	50	7,5	525
ПЭД90-117	90	2000	38,7	81	0,83	0,4	60	10,76	750
ПЭД17-123	17	400	39,5	78	0,80	0,1	80	4,6	348
ПЭД35-123	35	550	55,5	79	0,84	0,12	70	5,45	425
ПЭД46-123	46	700	56,5	79	0,85	0,2	80	6,73	528
ПЭД55-123	55	800	61,5	78	0,83	0,2	70	7,2	568
ПЭД75-123	75	915	73,5	76	0,85	0,3	55	8,02	638
ПЭД100-123	100	950	89,5	80	0,85	0,35	60	8,02	638
ПЭД125-138	125	2000	50,5	84	0,85	0,9	50	8,21	800

Теплостойкость изоляции проводов обмотки электродвигателей ограничена 130–160°С, поэтому температура добываемой жидкости в скважине не должна превышать 50–80°С в зависимости от конструкции двигателя и применяемых материалов (табл. 8.2).

В настоящее время разработаны и начинают широко внедряться погружные электродвигатели для привода насосов в модульном исполнении. Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости с температурой до 110 °С и гидродинамическим давлением до 20 МПа.

Обозначения: ПЭДУСК-90-117В5 – погружной электродвигатель унифицированный. С – секционный, К – коррозионно-стойкий (отсутствующие буквы – нормальный); 90 – полезная (номинальная) мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

Диаметр НКТ определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна

быть в пределах  $V_{\text{ср}} = 1,2 \div 1,6$  м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ,  $\text{м}^2$ :

$$F_{\text{вн}} = \frac{Q}{86400V_{\text{ср}}} \quad (8.1)$$

и внутренний диаметр, см:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вн}} \cdot 10^{-4}}{0,785}}, \quad (8.2)$$

где  $Q$  – дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $V_{\text{ср}}$  – выбранная величина средней скорости.

Исходя из ближайшего внутреннего диаметра, выбирается стандартный диаметр НКТ. Если разница получается существенной, то корректируется  $V_{\text{ср}}$ :

$$V_{\text{ср}} = \frac{Q}{86400F_{\text{вн}}}, \quad (8.3)$$

где  $F_{\text{вн}}$  – площадь внутреннего канала выбранных стандартных НКТ.

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_{\text{с}} = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_{\text{г}} + h_{\text{с}}, \quad (8.4)$$

где  $h_{\text{ст}}$  – статический уровень жидкости в скважине, м;  $\Delta h$  – депрессия, м;  $h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение в трубах;  $h_{\text{г}}$  – разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины;  $h_{\text{с}}$  – потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \rho_{\text{ж}} g}, \quad (8.5)$$

где  $K$  – коэффициент продуктивности скважины,  $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ ;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Потери напора на трение в трубах, м, определяются по формуле

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{(L+1)V_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}} 2g}, \quad (8.6)$$

где  $L$  – глубина спуска насоса, м:

$$L = h_{\text{ст}} + \Delta h + h,$$

$h$  – глубина погружения насоса под динамический уровень;  $l$  – расстояние от скважины до сепаратора, м;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент  $\lambda$  определяют в зависимости от числа  $Re$  и относительной гладкости труб  $K_s$ :

$$Re = \frac{V_{\text{ср}} d_{\text{вн}}}{\nu},$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с;

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2\Delta},$$

где  $\Delta$  – шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

Другим способом определения  $\lambda$  является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad \text{если } Re < 2300;$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad \text{если } Re > 2300.$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} g}, \quad (8.7)$$

где  $P_c$  – избыточное давление в сепараторе.

Подбор насоса для заданной подачи, необходимого напора и диаметра эксплуатационной колонны скважины производят по характеристикам погружных центробежных насосов (табл. 8.1). При этом необходимо иметь в виду, что в соответствии с характеристикой ЭЦН напор насоса увеличивается при уменьшении подачи, а КПД имеет ярко выраженный максимум.

Поскольку характеристики на конкретные типоразмеры ЭЦН часто отсутствуют, то целесообразно по заданным трем точкам рабочей области (табл. 8.1) построить участок характеристики для точного определения напора ЭЦН.

Учитывая, что табличные характеристики построены для воды, следует изменить табличные значения напора в соответствии с плотностью реальной жидкости по соотношению

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (8.8)$$

где  $H_{\text{в}}$  – табличное значение напора ЭЦН;  $\rho_{\text{в}}$  – плотность пресной воды;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность реальной жидкости.

Для совмещения характеристик скважины и насоса применяют два способа:

1. На выкиде из скважины устанавливают штуцер, на преодоление дополнительного сопротивления которого расходуют избыточный напор насоса  $\Delta H = H - H_{\text{с}}$ . Однако этот способ прост, но не экономичен, так как снижает КПД насоса и установки в целом.

2. Второй способ предусматривает разборку насоса и снятие лишних ступеней. Этот способ трудоемкий, но наиболее экономичный, так как КПД насоса не изменяется.

Число ступеней, которое нужно снять с насоса для получения необходимого напора, равно:

$$\Delta Z = \left[ 1 - \frac{H_{\text{с}}}{H} \right] Z, \quad (8.9)$$

где  $H$  – напор насоса по его характеристике, соответствующий дебиту скважины;  $H_{\text{с}}$  – необходимый напор скважины;  $Z$  – число ступеней насоса.

Необходимую (полезную) мощность двигателя, кВт, определяют по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \rho_{\text{ж}} g H_{\text{с}}}{86400 \cdot 1000 \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \rho_{\text{ж}} H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \eta_{\text{н}}}, \quad (8.10)$$

где  $\eta_{\text{н}}$  – КПД насоса по его рабочей характеристике;  $\rho_{\text{ж}}$  – наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет  $0,92 \div 0,95$  (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_{\text{д}} = \frac{N_{\text{п}}}{0,92}. \quad (8.11)$$

Ближайший больший по мощности типоразмер электродвигателя выбираем по табл. 8.2 с учетом диаметра эксплуатационной колонны. Запас мощности необходим для преодоления высоких пусковых моментов УЭЦН.

## 2. Расчетная часть

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

Дано: наружный диаметр эксплуатационной колонны –  $D_n = 140$  мм; глубина скважины –  $L$ , м; дебит жидкости –  $Q$ , м<sup>3</sup>/сут; статический уровень  $h_{ст} = 800$  м; коэффициент продуктивности скважины  $K$ , м<sup>3</sup>/(сут · МПа); глубина погружения под динамический уровень  $h = 40$  м; кинематическая вязкость жидкости  $\nu = 2 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с; превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины  $h_r = 15$  м; избыточное давление в сепараторе  $P_c = 0,2$  МПа; расстояние от устья до сепаратора  $l = 60$  м; плотность добываемой жидкости  $\rho_{ж}$ , кг/м<sup>3</sup>.

1. Определяем площадь внутреннего канала НКТ по формуле при  $V_{ср} = 1,3$  м/с:

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400V_{ср}}, \text{ см}^2, \quad (8.12)$$

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $V_{ср}$  – выбранная величина средней скорости.

2. Внутренний диаметр

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} 10^{-4}}{0,785}}, \text{ см.} \quad (8.13)$$

3. Депрессия

$$\Delta h = \frac{Q10^6}{K\rho_{ж}g}, \text{ м,} \quad (8.14)$$

где  $K$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут · МПа;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

4. Число Рейнольдса

$$Re = \frac{V_{ср} d_{вн}}{\nu}, \quad (8.15)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость жидкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

5. Относительная гладкость труб

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2\Delta}, \quad (8.16)$$

где  $\Delta$  – шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб и равная 0,1 мм.

6. Определим коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad \text{если } \text{Re} < 2300; \quad (8.17)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \quad \text{если } \text{Re} > 2300. \quad (8.18)$$

7. Глубина спуска насоса по формуле

$$L = h_{\text{ст}} + \Delta h + h, \quad \text{м}. \quad (8.19)$$

8. Потери на трение в трубах по формуле

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{(L+1)V_{\text{сп}}^2}{d_{\text{вн}} 2g}, \quad \text{м}, \quad (8.20)$$

где  $h$  – глубина погружения насоса под динамический уровень;  $L$  – глубина спуска насоса, м;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

9. Потери напора в сепараторе по формуле

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} g}, \quad \text{м}, \quad (8.21)$$

где  $P_c$  – избыточное давление в сепараторе.

10. Величина необходимого напора

$$H_c = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_{\text{г}} + h_c, \quad \text{м}, \quad (8.22)$$

где  $h_{\text{ст}}$  – статический уровень жидкости в скважине, м;  $\Delta h$  – депрессия, м;  $h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение в трубах;  $h_{\text{г}}$  – разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины;  $h_c$  – потери напора в сепараторе.

Для получения дебита  $Q$  и напора  $H_c$  по табл. 8.1 выбираем ЭЦН с числом ступеней, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас

диаметром 140 мм.

По данным табл. 8.1 построим участок рабочей области характеристики  $H-Q$ .

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите напор ЭЦН на воде составит, м.

11. По соотношению найдем напор насоса на реальной жидкости:

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}}, \text{ м}, \quad (8.23)$$

где  $H_{\text{в}}$  – табличное значение напора ЭЦН;  $\rho_{\text{в}}$  – плотность пресной воды;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность реальной жидкости.

12. Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta Z = \left[ 1 - \frac{H_{\text{с}}}{H} \right] Z, \quad (8.24)$$

где  $H$  – напор насоса по его характеристике, соответствующий дебиту скважины;  $H_{\text{с}}$  – необходимый напор скважины;  $Z$  – число ступеней насоса.

13. При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя:

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \rho_{\text{ж}} g H_{\text{с}}}{86400 \cdot 1000 \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \rho_{\text{ж}} H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \eta_{\text{н}}}, \text{ кВт}, \quad (8.25)$$

где  $\eta_{\text{н}}$  – КПД насоса по его рабочей характеристике;  $\rho_{\text{ж}}$  – наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

14. Необходимая мощность двигателя

$$N_{\text{н}} = \frac{N_{\text{п}}}{0,92}, \text{ кВт}. \quad (8.26)$$

Ближайший больший типоразмер погружного электродвигателя (ПЭД) выбираем по табл. 8.2.

Таблица 8.3

## Исходные данные

Номер варианта	$L, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$K, \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	$\rho_{\text{ж}}, \text{ кг/м}^3$
1	2000	120	60	880
2	2000	100	70	760
3	2050	60	50	770
4	2100	80	80	740
5	2150	125	90	750
6	2250	50	100	780
7	2300	30	60	760
8	2350	45	70	770
9	2400	120	50	740
10	2450	100	80	750
11	2500	60	90	780
12	2530	80	100	760
13	2470	125	60	770
14	2090	50	70	740
15	2410	30	50	750
16	2270	45	80	780
17	1900	120	90	760
18	1980	100	100	770
19	2060	60	60	740
20	2140	80	70	750
21	2270	125	50	730
22	2310	50	80	745
23	2460	30	90	755
24	2540	45	100	775
25	2610	120	60	780
26	2100	100	70	745
27	2200	60	50	755
28	2230	80	80	775
29	2180	125	90	780
30	2040	50	100	725

## Литература

1. Шуров, В. И. Технология и техника добычи нефти / В. И. Шуров. – М. : Недра, 1983. – 510 с.
2. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю. В. Зайцев [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 359 с.
3. Чичеров, Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / Л. Г. Чичеров. – М. : Недра, 1983. – 308 с.
4. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов. – М. : Недра, 1983. – 562 с.
5. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И. Д. Амелин [и др.]. – М. : Недра, 1978. – 356 с.
6. Ляпков, П. Д. Об относительной скорости движения газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос / П. Д. Ляпков, А. С. Гуревич // РНТС «Нефтепромысловое дело». – 1973. – № 8. – С. 6–10.
7. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И. Т. Мищенко [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 270 с.

## Содержание

<i>Предисловие</i> .....	3
<i>Практическое занятие 1. Расчет физических свойств нефти в пластовых условиях</i> .....	4
<i>Практическое занятие 2. Расчет физических свойств пластовых вод</i> .....	9
<i>Практическое занятие 3. Исследование скважин</i> .....	13
<i>Практическое занятие 4. Методы воздействия на призабойную зону скважин</i> .....	22
<i>Практическое занятие 5. Гидродинамический расчет движения газожидкостной смеси в колонне подъемных труб нефтяных скважин</i> .....	29
<i>Практическое занятие 6. Расчет технологических режимов эксплуатации фонтанных скважин</i> .....	39
<i>Практическое занятие 7. Эксплуатация скважин штанговыми насосами</i> .....	46
<i>Практическое занятие 8. Технологические расчеты при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами</i> .....	55
<i>Литература</i> .....	66

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Захаров Андрей Викторович**  
**Козырева Светлана Владимировна**  
**Атвиновская Татьяна Владимировна**

## **СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА**

### **Практикум**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Н. Г. Мансурова*  
Компьютерная верстка *Е. Б. Яцук*

Подписано в печать 05.06.12.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 3,95. Уч.-изд. л. 4,1.

Изд. № 13.

E-mail: [ic@gstu.by](mailto:ic@gstu.by)

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр Учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48