

# **СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКЕ НЕФТЕДОБЫЧИ**

*Допущено Министерством высшего и среднего  
специального образования СССР в качестве  
учебного пособия для студентов вузов,  
обучающихся по специальности «Технология  
и комплексная механизация разработки  
нефтяных и газовых месторождений»*



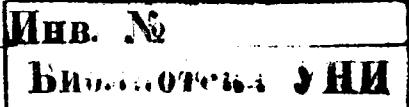
**МОСКВА „НЕДРА“ 1984**

**Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи:** Учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный — М.: Недра, 1984. — 272 с., ил.

Рассмотрены задачи по определению свойств нефти, газа, воды и их смеси, а также характеристик призабойной зоны скважины по результатам исследования скважин, выбору оборудования и режимов работы скважин при фонтанном и механизированных способах эксплуатации, воздействию на призабойную зону пласта, подземному ремонту скважин. Впервые предложены задачи по выбору способа эксплуатации скважин с использованием рангового подхода, а также по эксплуатации в осложненных условиях скважин — искривленных, дающих продукцию с большим содержанием воды и нефть с высокой вязкостью.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 41, ил. 71, список лит.— 32 назв.



Р е ц е н з е н т ы:

кафедра эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Грозненского нефтяного института (зав. каф. А. И. Гужов, д-р техн. наук);  
А. А. Джавадян (Министерство нефтяной промышленности)

**Игорь Тихонович Мищенко, Виктор Александрович Сахаров,  
Владимир Григорьевич Грон, Григорий Исаакович Богомольный**

## **СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКЕ НЕФТЕДОБЫЧИ**

**Редактор издательства Н. Е. Игнатьева  
Технический редактор Е. С. Сычева  
Корректор К. С. Торопцева**

**ИБ № 5805**

Сдано в набор 16.05.84. Подписано в печать 02.10.84. Т—20106. Формат 60×90<sup>1/16</sup>.  
Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая.  
Усл.-п. л. 17,0. Усл. кр.-отт. 17,0. Уч.-изд. л. 17,36 Тираж 3250 экз. Зак. 1131/110—6\*  
Цена 90 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра». 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая, 14

**C — 2504030300—501  
043(01)—84 238—85**

**© Издательство «Недра», 1984**

# 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГАЗА, НЕФТИ И ВОДЫ, А ТАКЖЕ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ (НЕФТЬ—ВОДА—ГАЗ) ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

---

## ОСНОВНЫЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТОЯНИЯ ВЕЩЕСТВА

Физическое состояние вещества определяется тремя параметрами: давлением, температурой и удельным объемом [8].

Давление — это сила, действующая по нормали на единицу поверхности.

Единица давления в СИ:  $[p] = \text{Н}/\text{м}^2$  = паскаль (Па).

Абсолютное давление  $p$  — давление, отсчитываемое от абсолютного нуля. Если оно больше барометрического (атмосферного)  $p_0$ , т. е.  $p > p_0$ ,

$$p = p_0 + p_{\text{и}}, \quad (1.1)$$

где  $p_{\text{и}}$  — избыточное давление;  
если  $p < p_0$ ,

$$p = p_0 - p_{\text{в}}, \quad (1.2)$$

где  $p_{\text{в}}$  — показания вакуумметра, измеряющего разрежение. В расчетах всегда следует пользоваться абсолютным давлением. Однако в технике измеряют избыточное давление, так как измерительные приборы, если они не изолированы от атмосферы, показывают только это давление.

Температура характеризует тепловое состояние вещества, т. е. энергию, с которой движутся его молекулы.

Единица температуры в СИ:  $[T]$  — кельвин (К).

Она измеряется как по термодинамической шкале Кельвина, так и по международной стоградусной шкале в градусах Цельсия ( $^{\circ}\text{C}$ ). Если  $T$  — температура, измеряемая по шкале Кельвина (К), или абсолютная температура,  $t$  — температура, измеряемая в градусах Цельсия ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $T_0 = 273,15$  К — нулевая точка по шкале Цельсия (точка затвердевания воды), то

$$T = t + T_0 = t + 273,15. \quad (1.3)$$

Удельный объем — объем единицы массы вещества

$$v = V/m = 1/\rho, \quad (1.4)$$

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

В нефтегазодобывающей практике различают:

нормальный объем — объем при нормальных условиях: давлении  $p = p_0 = 0,101325$  МПа и температуре  $T = T_0 = 273,15$  К =  $= 0^{\circ}\text{C}$ ;

стандартный объем — объем при стандартных условиях: давлении  $p = p_{\text{ст}} = 0,101325$  МПа и температуре  $T = T_{\text{ст}} = 293,15$  К = 20 °C\*.

## РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО И НЕФТЯНОГО ГАЗОВ

### Состав газа и его использование для нахождения физических характеристик

Результатом исследования пластовых проб газа и нефти является в первую очередь их компонентный количественный состав, зная который можно рассчитать практически все физико-химические свойства нефти и газа, используемые в расчетах.

Количество вещества  $n$  характеризует число структурных элементов, содержащихся в данной системе (атомы, молекулы и другие частицы).

Единица количества вещества в СИ:  $[n] = \text{моль}$ .

1 моль — такое количество вещества, в котором содержится столько же структурных элементов, сколько атомов в 12 г изотопа углерода-12.

Согласно закону Авогадро, 1 кмоль любого газа занимает при нормальных условиях объем 22,4 м<sup>3</sup>, называемый нормальным молярным объемом. Соответственно стандартный молярный объем равен 24,05 м<sup>3</sup>.

Компонентный состав нефтяного газа может быть выражен в молярных, массовых долях или в процентах. Молярная доля компонента в смеси газов при нормальных условиях практически совпадает с объемной этого компонента.

Объемный молярный состав газа можно пересчитать в массовый [20]

$$G_i = y_i M_i \left/ \sum_{i=1}^k (y_i M_i) \right., \quad (1.5)$$

где  $G_i$  — массовая доля (доли единицы или проценты) компонента в смеси;  $y_i$  — объемная (молярная) доля компонента в смеси;  $M_i$  — молекулярная масса  $i$ -го компонента;  $k$  — число компонентов.

При этом, если объемный (молярный) состав задан в процентах, то его принимают за 100 моль. Тогда доля каждого компонента в процентах будет выражать число его молей. И наоборот, если состав задан в массовых долях или процентах, его пересчитывают в объемные (молярные) доли или проценты по уравнению

$$y_i = G_i \left/ \left( M_i \sum_{i=1}^k N_i \right) \right., \quad (1.6)$$

где  $N_i = G_i / M_i$  — число молей  $i$ -го компонента в смеси.

Если массовый состав смеси выражен в процентах, то его принимают за 100 кг и для определения числа молей каждого компо-

\* В ряде зарубежных стран стандартной температурой является 15,6 °C.

нента необходимо массу (численно равную процентному содержанию в смеси) разделить на его молекулярную массу. Часто при расчетах необходимо знать средние молекулярную массу и плотность и относительную плотность (по воздуху) попутного газа.

Средняя молекулярная масса газа по данным его объемного (молярного) состава

$$\bar{M}_r = \sum_{i=1}^k (y_i M_i) / 100, \quad (1.7)$$

если объемная доля  $y_i$  задана в процентах,

$$\bar{M}_r = \sum_{i=1}^k (y_i M_i),$$

если объемная доля  $y_i$  задана в долях единицы. Средняя молекулярная масса газа по данным его массового состава

$$\bar{M}_r = 100 \left| \sum_{i=1}^k (G_i / M_i) \right|. \quad (1.8)$$

если массовая доля  $G_i$  задана в процентах,

$$\bar{M}_r = 1 \left| \sum_{i=1}^k (G_i / M_i) \right|,$$

если массовая доля  $G_i$  задана в долях единицы.

Средняя плотность газа по вычисленной средней молекулярной массе при нормальных условиях

$$\rho_{ro} = \bar{M}_r / 22,414; \quad (1.9)$$

при стандартных условиях

$$\rho_{rst} = \bar{M}_r / 24,05. \quad (1.10)$$

Относительная плотность газа по воздуху

$$\bar{\rho}_r = \rho_{ro} / 1,293 = \rho_{rst} / 1,205 = \bar{M}_r / 28,98, \quad (1.11)$$

где 1,293 — плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>; 1,205 — то же, при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

В табл. 1.1 [10] приведены некоторые физические параметры компонентов природных газов, часто используемые при технических расчетах.

**Задача 1.1.** Пересчитать объемный состав нефтяного газа, выделенного при однократном разгазировании в условиях  $t = 20^\circ\text{C}$  и  $\rho_0 = 0,1013 \text{ МПа}$ , в массовый и определить его характеристики. Результаты пересчета приведены в табл. 1.2.

**Решение.** Средняя молекулярная масса газа

$$\bar{M}_r = \sum_{i=1}^k (y_i M_i) / 100 = 3243,2 / 100 = 32,43 \text{ кг/кмоль}.$$

Плотность газа:

**Таблица 1.1 Физико-химические свойства компонентов природных газов**

Параметры	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
Молекулярная масса	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	58,124	72,151
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	523,3	288,8	217,7	188,4	188,4	188,4	159,1
Температура кипения при нормальном давлении, °C	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-10,1	-10,1	+28,0
Критические:							
температура, К	190,7	306,2	369,8	407,2	425,2	461,0	
абсолютное давление, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8	3,8	3,3
коэффициент сжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,268	—
плотность, кг/м <sup>3</sup>	2,0	210,0	225,5	232,5	225,8	225,8	—
Плотность при нормальных условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	2,598	3,220
Относительная плотность по воздуху	0,5545	1,038	1,523	2,007	2,007	2,007	2,488
Динамическая вязкость при нормальных условиях, мПа·с	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069	0,0069	0,0069	0,0062
Удельная теплоемкость при нормальных условиях, Дж/(кг·К):							
при постоянном давлении $c_p$	2219,0	1729,1	1574,2	1494,7	1494,7	1494,7	1452,8
при постоянном объеме $c_v$	1695,7	1440,3	1356,5	1306,3	1306,3	1306,3	1293,7
Отношение теплоемкостей при 273 К $c_p/c_v$	1,309	1,200	1,160	1,144	1,144	1,144	1,123
Теплопроводность при 273 К, Вт/(м·К)	0,0300	0,0180	0,0148	0,0135	0,0135	0,0135	0,0128

Продолжение табл. 1.1

Параметры	<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O
Молекулярная масса	72,151	88,178	44,011	34,082	28,016	18,016
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	159,1	138,0	192,6	259,5	297,3	502,5
Температура кипения при нормальном давлении, °С	+36,2	+69,0	-78,5	-61,0	-195,8	+100,0
Критические:						
температура, К	470,4	508,0	304,2	373,6	126,2	647,1
абсолютное давление, МПа	3,4	3,1	7,4	9,0	3,4	22,1
коэффициент сжимаемости	0,269	0,264	0,274	0,268	0,291	0,230
плотность, кг/м <sup>3</sup>	232,0	—	468,0	—	310,6	—
Плотность при нормальных условиях, кг/м <sup>3</sup>	3,220	3,880	1,977	1,539	1,251	0,805
Относительная плотность по воздуху	2,488	2,972	1,520	1,191	0,970	0,622
Динамическая вязкость при нормальных условиях, мПа·с	0,0062	0,0059	0,0138	0,0117	0,0166	0,0128
Удельная теплоемкость при нормальных условиях, Дж/(кг·К):						
при постоянном давлении <i>c<sub>p</sub></i>	1452,8	1410,0	845,7	1063,4	1042,5	2009,7
при постоянном объеме <i>c<sub>v</sub></i>	1293,7	1272,0	653,1	803,9	745,2	1507,2
Отношение теплоемкостей при 273 К <i>c<sub>p</sub>/c<sub>v</sub></i>	1,123	1,108	1,295	1,323	1,399	1,333
Теплопроводность при 273 К, Вт/(м·К)	0,0128	—	0,0137	0,0119	0,0238	—

Таблица 1.2 Состав и характеристика попутного газа

Компонентный состав	Объемное содержание $y_i$ , %	Молекулярная масса $M_i$ , кг/кмоль	Масса компонента $y_i M_i$ , кг	Массовый состав, $G_i$	
				доля единицы	%
CH <sub>4</sub>	35,5	16,043	569,5	0,176	17,6
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	23,9	30,070	718,7	0,222	22,2
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	19,4	44,097	855,5	0,264	26,4
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,5	58,124	145,3	0,045	4,5
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6,7	58,124	389,4	0,120	12,0
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,8	72,151	129,9	0,040	4,0
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,7	72,151	122,7	0,038	3,8
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + высшие	1,1	88,178	96,9	0,029	2,9
CO <sub>2</sub>	0,5	44,011	22,0	0,007	0,7
N <sub>2</sub>	6,9	28,016	193,3	0,059	5,9
Итого	100,0	—	3243,2	1,00	100,0

при нормальных условиях

$$\rho_{\text{го}} = \bar{M}_g / 22,414 = 32,43 / 22,414 = 1,447 \text{ кг/м}^3$$

при стандартных условиях

$$\rho_{\text{гст}} = \bar{M}_g / 24,05 = 32,43 / 24,05 = 1,348 \text{ кг/м}^3$$

Относительная плотность газа по воздуху

$$\tilde{\rho}_g = \bar{M}_g / 28,98 = 32,43 / 28,98 = 1,119$$

### Уравнения состояния и их использование для расчета физических свойств газов

Для ориентировочной оценки некоторых физических параметров газов часто используют уравнения состояния идеального газа  $F(V, p, T) = 0$  [2].

Бойля—Мариотта —  $pV = \text{const}$ ,  $p_1 V_1 = p_2 V_2$  при  $T = \text{const}$ ;  
Гей—Люссака —  $V/T = \text{const}$ ,  $V_1/T_1 = V_2/T_2$  при  $p = \text{const}$ ;

Шарля —  $p/T = \text{const}$ ,  $p_1/T_1 = p_2/T_2$  при  $V = \text{const}$ .  
Общая зависимость между объемом, давлением и температурой газа

$$p_0 V_0 / T_0 = p_1 V_1 / T_1 = p_2 V_2 / T_2 = \dots, \quad (1.12)$$

где  $p_0$ ,  $V_0$  ( $V_{\text{ст}}$ ),  $T_0$  ( $T_{\text{ст}}$ ) — параметры газа при нормальных (стандартных) условиях.

Обобщенное уравнение состояния идеального газа Клапей-рона—Менделеева, выведенное на основе (1.12) с учетом закона Авогадро, имеет вид

$$pV = n\bar{R}T, \quad (1.13)$$

где  $n$  — число кмолов;  $\bar{R}$  — универсальная (молярная) газовая постоянная.

Численное значение постоянной можно получить, введя в (1.13) молярный объем  $V_m = V/n = 22,414 \text{ м}^3/\text{кмоль}$  при  $p_0 = 101,325 \text{ кПа}$  и  $T_0 = 273,15 \text{ К}$ ,

$$\bar{R} = 101,325 \cdot 10^3 \cdot 22,414 / 273,15 = 8,314 \cdot 10^3 \text{ Дж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К}),$$

т. е. универсальная газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кмоль идеального газа при повышении температуры на один градус и не зависит от природы газа.

Так как  $n = G/M_r$ , то (1.13) для произвольной массы газа будет иметь вид

$$\rho V = GRT, \quad (1.14)$$

где  $R = \bar{R}/M_r$  — удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К).

Для расчета состояния реальных газов часто пользуются выражением (1.14), в которое вводится коэффициент сверхсжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеальных:

$$\rho V = zGRT. \quad (1.15)$$

Величина  $z$  является функцией приведенных  $\rho$  и  $T$ , т. е.  $z = f(\rho_{\text{пр}}; T_{\text{пр}})$ . Для реального природного или попутного газа приведенные параметры

$$\rho_{\text{пр}} = \rho/\rho_{\text{кр}}; \quad T_{\text{пр}} = T/T_{\text{кр}}, \quad (1.16)$$

где  $\rho$ ,  $T$  — действительные давление и температура газа;

$$\rho_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^k y_i \rho_{\text{кр}i}; \quad T_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^k y_i T_{\text{кр}i}$$

— псевдокритические (среднекритические) параметры газа, вычисляемые по правилу аддитивности при известных молярных концентрациях компонентов в смеси и их критических параметрах  $\rho_{\text{кр}i}$  и  $T_{\text{кр}i}$ .

Приведенные параметры смеси углеводородных и небольшого (до  $\sim 5\%$ ) количества неуглеводородных (без азота) газов можно определить по аппроксимационным формулам П. Д. Ляпкова [24]:

$$\rho_{\text{пр}} = \rho / [10^5 (46,9 - 2,06 \bar{\rho}_{\text{ry}}^2)], \quad T_{\text{пр}} = T / (97 + 172 \bar{\rho}_{\text{ry}}^2), \quad (1.17)$$

где  $\bar{\rho}_{\text{ry}}$  — относительная по воздуху плотность смеси газов (кроме азота), которую можно определить по относительной (по воздуху) плотности всего газа при стандартных условиях.

$$\bar{\rho}_{\text{ry}} = (\bar{\rho}_r - \bar{\rho}_a y_a) / (1 - y_a), \quad (1.18)$$

где  $\bar{\rho}_a$  — относительная плотность по воздуху (см. табл. 1.1);  $\bar{\rho}_r$  — относительная плотность всего газа;  $y_a$  — молярная доля азота при стандартных условиях.

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси, состоящей из углеводородных компонентов и азота, определяют по следующей формуле:

$$z = z_y y_y + z_a y_a, \quad (1.19)$$

где  $z_y$  и  $z_a$  — коэффициенты сверхсжимаемости углеводородной части газа (графики Брауна и Катца) и азота [3];  $y_u$  — объемная (молярная) доля углеводородной части газа.

При технологических расчетах, особенно с применением ЭВМ, удобно использовать выражения [24], аппроксимирующие графики [3].

Для углеводородной составляющей газа в области давлений и температур, наиболее часто встречающихся в практике эксплуатации нефтяных скважин ( $\rho = 0$ — $20$  МПа,  $T = 273$ — $355$  К):

при  $0 \leq p_{np} \leq 3,8$  и  $1,17 \leq T_{np} < 2,0$

$$z_y = 1 - p_{np} (0,18/(T_{np} - 0,73) - 0,135) + 0,016 p_{np}^{3,45}/T_{np}^{6,1}, \quad (1.20)$$

при  $0 \leq p_{np} \leq 1,45$  и  $1,05 \leq T_{np} < 1,17$

$$z_y = 1 - 0,23 \cdot p_{np} - (1,88 - 1,6 T_{np}) p_{np}^2, \quad (1.21)$$

при  $1,45 \leq p_{np} \leq 4,0$  и  $1,05 \leq T_{np} \leq 1,17$

$$z_y = 0,13 p_{np} + (6,05 T_{np} - 6,26) T_{np} / p_{np}^2. \quad (1.22)$$

Для азота в интервале давлений  $p = 0$ — $20$  МПа и температур  $T = 280$ — $380$  К:

$$z_a = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (T - 273)^{3,71} p^{14,7} / \sqrt{T - 273}. \quad (1.23)$$

Расчетные зависимости для плотности газа и его объема при термодинамических условиях ( $p, T$ ), отличных от нормальных или стандартных ( $z = z_0 \approx 1$ ), на основании уравнения состояния (1.15) имеют следующий вид:

$$\rho_r(p, T) = \rho_{r0} \rho T_0 / (z p_0 T), \quad (1.24)$$

$$V(p, T) = V_{r0} z p_0 T / (p T_0), \quad (1.25)$$

где  $V_0$  ( $V_{ct}$ ),  $\rho_{r0}$  ( $\rho_{rct}$ ) — объем и плотность газа при нормальных или стандартных условиях ( $p_0, T_0$  ( $T_{ct}$ )).

**Задача 1.2.** Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости, плотность и объем нефтяного газа при абсолютном давлении  $p = 3$  МПа и температуре  $T = 308$  К. Объем газа, добываемого с каждым кубическим метром нефти при нормальных условиях составляет  $V_0 = 60$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Компонентный молярный состав газа приведен в табл. 1.2. Относительная плотность газа  $\rho_r = 1,119$ .

**Решение.** Определяем коэффициент сверхсжимаемости углеводородной части газа  $z_y$ , для чего исключаем из состава газа азот  $y_a = 0,069$  и пересчитываем концентрацию углеводородных компонентов  $y'_i$  (табл. 1.3), используя следующее выражение:

$$y'_i = y_i / (1 - y_a).$$

Приведенные параметры по данным компонентного состава рассчитываем по (1.16)  $p_{np} = 3,0/4,5 = 0,666$ ;  $T_{np} = 308/294,7 = 1,05$ ; относительную плотность углеводородной составляющей газа — по (1.18)

$$\bar{\rho}_{yu} = (1,119 - 0,970 \cdot 0,069) / (1 - 0,069) = 1,129.$$

Таблица 1.3 Состав углеводородной части газа, его псевдокритические параметры

Компонентный состав	Объемное содержание $y'_i$ , доли единицы	$p_{kp\ i}$ , МПа	$T_{kp\ i}$ , К	$M_i$ , кг/кмоль	$y_i p_{kp\ i}$	$y_i T_{kp\ i}$	$y_i M_i$
CH <sub>4</sub>	0,381	4,7	190,7	16,043	1,79	72,66	6,11
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,257	4,9	306,2	30,070	1,26	78,69	7,73
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,208	4,3	369,8	44,097	0,89	76,92	9,17
$i = C_4H_{10}$	0,027	3,7	407,2	58,124	0,09	10,99	1,57
$n = C_4H_{10}$	0,072	3,8	425,2	58,124	0,27	30,61	4,18
$i = C_5H_{12}$	0,019	3,3	461,0	72,151	0,06	8,76	1,37
$n = C_5H_{12}$	0,018	3,4	470,4	72,151	0,06	8,47	1,29
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + высшие	0,012	3,1	508,0	88,178	0,04	6,09	1,06
CO <sub>2</sub>	0,005	7,4	304,2	44,011	0,04	1,52	0,22
$\Sigma$	1,0				4,50	294,7	32,70

Приведенные параметры углеводородной части газа определяем по (1.17)

$$p_{pr} = 3,0 \cdot 10^6 / [10^5 (46,9 - 2,06 \cdot 1,129^2)] = 0,678;$$

$$T_{pr} = 308 / (97 + 172 \cdot 1,129) = 1,06.$$

Коэффициент сверхсжимаемости углеводородной части газа, определенный по компонентному составу и кривым Брауна и Катца [3], составляет  $z_y = 0,76$ , рассчитанный по аппроксимационной формуле (1.21), так как  $0 \leq p_{pr} \leq 1,45$   $1,05 \leq T_{pr} \leq 1,17$ , составляет

$$z_y = 1 - 0,23 \cdot 0,678 - (1,88 - 1,6 \cdot 1,058) \cdot 0,678^2 = 0,758.$$

Коэффициент сверхсжимаемости азота [см. формулу (1.23)]

$$z_a = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (308 - 273)^{3,71 \cdot 3^{14,7}} / \sqrt{308 - 273} \cong 1,0.$$

Коэффициент сверхсжимаемости нефтяного газа [см. формулу (1.19)]

$$z = 0,758(1 - 0,069) + 0,069 = 0,775.$$

Плотность газа при  $p = 3,0$  МПа и  $T = 308$  К, учитывая, что его плотность при нормальных условиях  $\rho_{ro} = 1,447$  кг/м<sup>3</sup>, составляет [см. формулу (1.24)]

$$\rho_r = 1,447 \cdot 3,0 \cdot 273 / (0,775 \cdot 308 \cdot 0,1) = 49,6 \text{ кг/м}^3.$$

Объем газа, добываемого с 1 м<sup>3</sup> нефти при  $p = 3$  МПа и  $T = 308$  К, составит [см. формулу (1.25)]

$$V = 60 \cdot 0,775 \cdot 0,1 \cdot 308 / (3,0 \cdot 273) = 1,75 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

## РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Нефть — сложное как по составу, так и по физическим свойствам вещество. При решении технологических задач, связанных с разработкой месторождений, эксплуатацией скважин, сбором и подготовкой к транспорту их продукции, необходимо знание таких основных физических характеристик нефти, как молекулярная масса, давление насыщения, растворимость газов в нефти, плотность, вязкость, объемный коэффициент, поверхностное натяжение на границах с различными средами. Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств дегазированных нефтей \* в силу влияния давления, температуры и растворимости газа. В целом нефть можно рассматривать как смесь жидких углеводородных и неуглеводородных составляющих, физические свойства которой можно определить на основе расчета фазовых равновесий [25] с использованием констант фазового равновесия. Однако этот метод довольно трудоемок и в ряде случаев дает значительные отклонения расчетных параметров от экспериментальных. В настоящее время накоплен большой статистический материал по результатам экспериментального исследования пластовых нефтей многих месторождений как в СССР, так и за рубежом. Обработка этого материала позволила получить многим исследователям обобщающие графические и аналитические зависимости для определения физических свойств нефтей в условиях их движения как в пласте, так и в скважинах.

В процессах, связанных с добычей нефти, важное значение имеет определение количества газа и жидкости при различных термодинамических условиях. Количество газа, растворенного в нефти или выделившегося из нее при определенных термодинамических условиях, зависит от способа разгазирования: одно- или многократного [5]. Ориентировочно можно считать [25], что установившееся движение газонефтяной смеси в скважине — процесс однократный.

Обычно при экспериментальном исследовании пластовых нефтей давление насыщения определяется при пластовой температуре, а разгазирование осуществляют при  $t = 20$  °C.

\* Дегазированная нефть — нефть, остающаяся после сепарации пластовой нефти в процессе ее однократного разгазирования до давления 0,1 МПа при  $t = 20$  °C.

При решении технологических задач часто справочная информация о свойствах нефти того или иного месторождения бывает ограничена. В инженерной практике для определения недостающих параметров нефти можно использовать корреляционный метод расчета однократного разгазирования нефти при  $293 \text{ K} \leq T \leq T_{\text{пл}}$ , разработанный в МИНХ и ГП им. И. М. Губкина И. И. Дунюшкиным и И. Т. Мищенко [5].

### Расчет физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования при $p \leq p_{\text{нас}}$ и $T \leq T_{\text{пл}}$

Данный метод расчета необходим для характеристики движения газожидкостных смесей в пласте и особенно в скважинах, в которых разгазирование нефти рассматривается как однократный процесс при переменных термодинамических условиях, зависящих от режима работы скважины, ее конструкции, геотермического градиента.

#### Исходные данные для расчета [26]

$\rho_{\text{нд}}$  — плотность дегазированной нефти ( $\rho_0 = 0,1 \text{ МПа}$ ,  $T_{\text{ст}} = 293 \text{ K}$ ),  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\mu_{\text{нд}}$  — динамическая вязкость дегазированной нефти при тех же условиях,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ ;

$\Gamma$  — газонасыщенность (газосодержание) пластовой нефти, т. е. отношение объема газа, растворенного в нефти, к массе сепарированной нефти,  $\text{м}^3/\text{т}$  (объем газа приведен к нормальным условиям);

$\bar{\rho}_{\text{го}}$  — относительная по воздуху плотность газа;

$T_{\text{пл}}$  — пластовая температура,  $\text{K}$ ;

$p_{\text{пл}}$  — пластовое давление,  $\text{МПа}$ ;

$p_{\text{нас}}$  — давление насыщения пластовой нефти при пластовой температуре,  $\text{МПа}$ ;

$y_a$ ,  $y_{\text{c1}}$  — молярные доли азота и метана в попутном газе однократного разгазирования нефти до  $\rho_0 = 0,1 \text{ МПа}$  при  $T_{\text{ст}} = 293 \text{ K}$ .

#### Последовательность расчета

1. Определяем термодинамические условия разгазирования:  $p$  и  $T^*$ .

2. Рассчитываем текущее равновесное давление насыщения при  $T \leq T_{\text{пл}}$ :

$$p_{\text{нас}T} = p_{\text{нас}} - \frac{T_{\text{пл}} - T}{9,157 + 701,8/[\Gamma(y_{\text{c1}} - 0,8y_a)]}. \quad (1.26)$$

---

\* Методы определения термодинамического состояния потока даются в разделе 5.

3. Находим приведенный к нормальным условиям удельный объем выделившегося газа \*:

$$V_{\text{гв}}(p, T) = \Gamma R(p) m(T) [\varDelta(T)(1 + R(p)) - 1], \quad (1.27)$$

$$\text{где } R(p) = \frac{1 + \lg p}{1 + \lg p_{\text{над}} T} - 1;$$

$$m(T) = 1 + 0,029(T - 293)(\rho_{\text{нд}} \bar{\rho}_{\text{го}} 10^{-3} - 0,7966);$$

$$\varDelta(T) = 10^{-3} \rho_{\text{нд}} \bar{\rho}_{\text{го}} [4,5 - 0,00305(T - 293)] - 4,785.$$

4. Рассчитываем остаточную газонасыщенность нефти (удельный объем растворенного газа) в процессе ее разгазирования:

$$V_{\text{гр}}(p, T) = \Gamma m(T) - V_{\text{гв}}(p, T). \quad (1.28)$$

5. Определяем относительную плотность выделившегося газа:

$$\bar{\rho}_{\text{гв}}(p, T) = a [\bar{\rho}_{\text{го}} - 0,0036(1 + R(p))(105,7 + uR(p))], \quad (1.29)$$

$$\text{где } a = 1 + 0,0054(T - 293); \quad u = 10^{-3} \rho_{\text{нд}} \Gamma - 186.$$

6. Находим относительную плотность растворенного газа, остающегося в нефти при данных условиях ее разгазирования:

$$\bar{\rho}_{\text{гр}}(p, T) = \Gamma [am(T)\bar{\rho}_{\text{го}} - \rho_{\text{гв}}(p, T)V_{\text{гв}}(p, T)/\Gamma]/V_{\text{гр}}(p, T). \quad (1.30)$$

7. Рассчитываем объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения ее газонасыщенности  $\lambda(T)$ , и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти  $\alpha_n$  при стандартном давлении:

$$b_n(p, T) = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} V_{\text{гр}}(p, T) \lambda(T)/m(T) + \alpha_n(T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} p, \quad (1.31)$$

$$\text{где } \lambda(T) = 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} + 1,0337 \bar{\rho}_{\text{гр}}(p, T)/a +$$

$$+ 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нд}} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нд}} V_{\text{гр}}(p, T)) V_{\text{гр}}(p, T)],$$

$$\alpha_n = \begin{cases} 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}}), & \text{если } 780 \leq \rho_{\text{нд}} \leq 860, \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}}), & \text{если } 860 < \rho_{\text{нд}} \leq 960. \end{cases} \quad (1.32)$$

8. Определяем плотность газонасыщенности нефти:

$$\rho_n(p, T) = \rho_{\text{нд}} [1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \bar{\rho}_{\text{гр}}(p, T) V_{\text{гр}}(p, T)/am(T)]/b(p, T), \text{ кг/м}^3. \quad (1.33)$$

9. Рассчитываем вязкость дегазированной нефти при  $p_0$  и заданной температуре.

Для расчета нужно знать вязкость дегазированной нефти при  $p_0$  и какой-либо температуре (например,  $T_{\text{ст}} = 293$  К). Если при этих условиях вязкость неизвестна, ее значение можно оценить

\* Соответствие объема газа нормальным или стандартным условиям определяется условиями, при которых берется исходная информация по газонасыщенности пластовой нефти (пластовый газовый фактор).

по плотности дегазированной нефти, используя корреляцию И. И. Дунюшкина [5]:

$$\mu_{\text{нд}} = \begin{cases} [(0,658\rho_{\text{нд}}^2)/(886 \cdot 10^3 - \rho_{\text{нд}}^2)]^2 & \text{при } 845 < \rho_{\text{нд}} < 924, \\ [(0,456\rho_{\text{нд}}^2)/(833 \cdot 10^3 - \rho_{\text{нд}}^2)]^2 & \text{при } 780 < \rho_{\text{нд}} \leq 845. \end{cases} \quad (1.34)$$

Этот параметр можно рассчитать по формуле П. Д. Ляпкова, аппроксимирующей универсальный график зависимости вязкости нефти от температуры [24] \*

$$\mu_{\text{нд}}(T) = \mu_{\text{нд}}(T - 293)^a e^{b(293 - T)}, \quad (1.35)$$

$$\text{где } a = 10^{-0,0175(293 - T) - 2,58},$$

$$b = (8,0 \cdot 10^{-5}\rho_{\text{нд}} - 0,047)\mu_{\text{нд}}^{0,13} + 0,002(T - 293).$$

10. Определяем вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{\text{нг}}(p, T)$  [23] на основании эмпирической корреляции указанной вязкости с вязкостью дегазированной нефти при  $p_0 = 0,1$  МПа и заданной температуре  $\mu_{\text{нд}}(T)$  по (1.35) и количеством газа  $V_{\text{гр}}(p, T)$  по (1.28), растворенного в ней при текущем равновесном давлении насыщения  $p_{\text{нас}}(T)$  по (1.26)

$$\mu_{\text{нг}}(p, T) = A\mu_{\text{нд}}^B(T), \quad (1.36)$$

где  $A$  и  $B$  — графические функции газосодержания нефти  $V_{\text{гр}}^*(p, T)$ , представленные Чью и Коннели (рис. 1.1) и которые с погрешностью  $\pm 3\%$  [24] в области  $V_{\text{гр}}^*(pT) < 300 \text{ м}^3/\text{м}^3$  могут быть аппроксимированы следующими уравнениями [24]:

$$\left. \begin{aligned} A &= 1 + 0,0129V_{\text{гр}}^*(p, T) - 0,0364V_{\text{гр}}^{*0,85}, \\ B &= 1 + 0,0017V_{\text{гр}}^*(p, T) - 0,0228V_{\text{гр}}^{*0,667}. \end{aligned} \right\} \quad (1.37)$$

Здесь

$V_{\text{гр}}^*(p, T)$  — удельный объем растворенного в нефти газа, приведенный к  $p_0 = 0,1$  МПа и  $T_{\text{ст}} = 288,6$  К ( $t = 15,6$  °C),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Пересчет  $V_{\text{гр}}(p, T)$  из нормальных условий ( $\text{м}^3/\text{т}$ ) (1.28) в условия  $p_0 = 0,1$  МПа и  $T_{\text{ст}} = 288,6$  К осуществляется следующим образом:

$$V_{\text{гр}}^*(p, T) = 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5\alpha_n) V_{\text{гр}}(p, T) \rho_{\text{нд}}. \quad (1.38)$$

\* Аналогичный расчет можно осуществить по методике И. И. Дунюшкина [25].

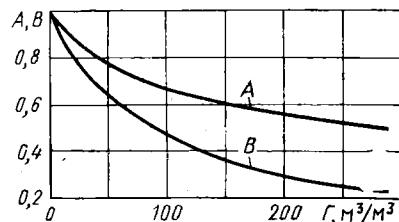


Рис. 1.1. Зависимость величин  $A$  и  $B$  от газосодержания нефти (по Чью и Коннели) [23]

11. Рассчитываем поверхностное натяжение \* газонасыщенной нефти на границе с выделившимся газом. Зависимость поверхностного натяжения нефти от термодинамических условий ( $\rho$ ,  $T$ ), количества растворенного газа, состава нефти, природы и количества полярных компонентов очень сложная [2]. Для ориентировочной оценки этого параметра можно рекомендовать аппроксимационную формулу П. Д. Ляпкова [24]:

$$\sigma_{\text{нр}} = 1/10^{1.58 + 0.05\rho} - 72 \cdot 10^{-6} (T - 305), \quad (1.39)$$

Задача 1.3. Определить основные физические свойства нефти в процессе ее однократного разгазирования при давлении  $p = 5,5 \text{ МПа}$  и температуре  $T = 300,5 \text{ К}$ . Исходные данные:  $\rho_{\text{пл}} = 17,5 \text{ МПа}$ ,  $T_{\text{пл}} = 313 \text{ К}$ ,  $\rho_{\text{нд}} = 868 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\Gamma = 55,6 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $\rho_{\text{нас}} = 9,2 \text{ МПа}$ ,  $\rho_{\text{г0}} = 1,119$ ,  $y_a = 0,069$ ,  $y_{c1} = 0,355$ .

Решение. Последовательно рассчитываем:

1. Равновесное давление насыщения при  $T = 300,5 \text{ К}$  по (1.26)

$$\rho_{\text{нас}T} = 9,2 - \frac{313 - 300,5}{9,157 + 701,8/[55,6(0,355 - 0,8 \cdot 0,069)]} = 8,95 \text{ МПа}.$$

2. Удельный объем выделившегося газа при заданных термодинамических условиях по (1.27), предварительно определив вспомогательные коэффициенты  $R(p)$ ,  $m(T)$ ,  $D(T)$ :

$$R(p) = \frac{1 + \lg 5,5}{1 + \lg 8,95} - 1 = -0,1084;$$

$$m(T) = 1 + 0,029(300,5 - 293)(868 \cdot 1,119 \cdot 10^{-3} - 0,7966) = 1,0379;$$

$$D(T) = 868 \cdot 1,119 \cdot 10^{-3} [4,5 - 0,00305(300,5 - 293)] - 4,785 = -0,4364;$$

$$V_{\text{гв}}(\rho, T) = 55,6 (-0,1084) 1,0379 [(-0,4364)(1 - 0,1084) - 1] = 8,69 \text{ м}^3/\text{т}.$$

3. Удельный объем газа, оставшегося в нефти в растворенном состоянии, по (1.28)

$$V_{\text{гр}}(\rho, T) = 55,6 \cdot 1,0379 - 8,69 = 49,02 \text{ м}^3/\text{т}.$$

4. Относительную плотность выделившегося газа по (1.29), предварительно определив коэффициенты  $a$  и  $u$ :

$$a = 1 + 0,0054(300,5 - 293) = 1,0405, \quad u = 868 \cdot 55,6 \cdot 10^{-3} - 186 = -137,74,$$

$$\bar{\rho}_{\text{гр}}(\rho, T) = 1,0405 [1,119 - 0,0036(1 - 0,1084)(105,7 + 137,74 \cdot 0,1084)] = 0,7614.$$

5. Относительную плотность газа, оставшегося в нефти в растворенном состоянии, по (1.30)

$$\bar{\rho}_{\text{гр}}(\rho, T) = 55,6 [1,0405 \cdot 1,0379 \cdot 1,119 - 0,7614 \cdot 8,69 / 55,6] / 49,02 = 1,2356.$$

\* Поверхностное натяжение (плотность поверхностной энергии)  $\sigma$  характеризуется работой, требующейся для образования единицы площади поверхности раздела фаз. Единица СИ поверхностного натяжения:  $[\sigma] = \text{Дж}/\text{м}^2 = \text{Н}/\text{м}$ .

6. Объемный коэффициент нефти при заданных термодинамических условиях по (1.31), предварительно определив коэффициенты  $\lambda(T)$  и  $\alpha_n$  по (1.32)

$$\lambda(T) = 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 868 \cdot 10^{-3} + 1,0337 \cdot 1,2356 / 1,0405 + 5,581 \cdot 868 \times \\ \times 10^{-6} \cdot (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \cdot 868 \cdot 49,02) 49,02] = 2,676 \cdot 10^{-3}, \\ \alpha_n = 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 868 \cdot 10^{-3}) = 7,987 \cdot 10^{-4} \text{ 1/градус},$$

$$b_n(\rho, T) = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot 868 \cdot 49,02 \cdot 2,676 \cdot 10^{-3} / 1,0379 + 7,987 \cdot 10^{-4} \times \\ \times (300,5 - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 5,5 = 1,120.$$

7. Плотность газонасыщенной нефти при  $p = 5,5 \text{ МПа}$  и  $T = 300,5 \text{ К}$  по (1.33)

$$\rho_n(\rho, T) = 868 [1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2356 \cdot 49,02 / 1,0379 \cdot 1,0405] / 1,120 = \\ = 831,2 \text{ кг/м}^3.$$

8. Оцениваем вязкость дегазированной нефти при  $\rho = 0,1 \text{ МПа}$  и  $T_{cr} = 293 \text{ К}$  по (1.35)

$$\mu_{nd} = [0,658 \cdot 868^2 / (886 \cdot 10^3 - 868^2)]^2 = 14,0 \text{ мПа·с.}$$

9. Находим вязкость дегазированной нефти при  $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$  и заданной температуре  $T = 300,5 \text{ К}$  по (1.35), предварительно определив коэффициенты  $a$  и  $b$ :

$$a = 10^{-0,0175} (293 - 300,5) - 2,58 = 3,5588 \cdot 10^{-3},$$

$$b = (8,0 \cdot 10^{-5} \cdot 868 - 0,047) 14^{0,13} + 0,002 (300,5 - 293) = 0,0329;$$

$$\mu_{nd}(T) = 14 (300,5 - 293)^{3,5588 \cdot 10^{-3}} e^{0,0329 (293 - 300,5)} = 11,0 \text{ мПа·с.}$$

10. Вязкость газонасыщенной нефти при давлении насыщения  $p_{nac\ T} = 8,95 \text{ МПа}$  и температуре  $T = 300,5 \text{ К}$  определяем в такой последовательности:

а) пересчитываем по (1.38) удельный объем растворенного газа, полученный в п. 3, для условий  $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$  и  $T_{cr} = 288,6 \text{ К}$ . (Значение  $\alpha_n$  см. п. 6)

$$V_{rp}^*(\rho, T) = 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5 \cdot 7,987 \cdot 10^{-4}) \cdot 49,02 \cdot 868 = 45,07 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

б) рассчитываем по (1.37) или определяем по графикам (см. 1.1) функции газосодержания  $A$  и  $B$ :

$$A = 1 + 0,0129 \cdot 45,07 - 0,0364 \cdot 45,07^{0,85} = 0,6548,$$

$$B = 1 + 0,0017 \cdot 45,07 - 0,0228 \cdot 45,07^{0,667} = 0,7875;$$

в) рассчитываем по (1.36) вязкость газонасыщенной нефти при  $p_{nac\ T} = 8,95 \text{ МПа}$  и  $T = 300,5 \text{ К}$

$$\mu_{ng}(\rho, T) = 0,6548 \cdot 11,0^{0,7875} = 4,33 \text{ мПа·с.}$$

11. Поверхностное натяжение газонасыщенной нефти на границе с газом при заданных термодинамических условиях определяем по (1.39)

$$\sigma_{ng} = 1 / 10^{1,58 + 0,05 \cdot 5,5} - 72 \cdot 10^{-6} (300,5 - 305) = 0,0143 \text{ Н/м.}$$

## Расчет физических свойств нефти в пластовых условиях \*

Нефть в пластовых условиях может находиться в зависимости от соотношения пластового давления и давления насыщения в однодофазном недонасыщенном ( $\rho_{\text{пл}} > \rho_{\text{нас}}$ ) и двухфазном насыщенном ( $\rho_{\text{пл}} < \rho_{\text{нас}}$ ) состояниях. Физические свойства ее определяются не только пластовыми давлением и температурой, количеством растворенного газа, но и составом как газа, так и самой нефти. Причем на растворимость газа его состав влияет в большей степени, чем состав нефти, особенно, когда газ содержит такой плохо растворимый в ней компонент, как азот. При наличии указанного компонента и известном давлении насыщения при пластовой температуре физические свойства в зависимости от состояния нефти могут быть рассчитаны следующим образом:

при  $\rho_{\text{пл}} < \rho_{\text{нас}}$  расчет ведется по зависимостям (1.26) — (1.39) методики расчета физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования с учетом того, что  $T = T_{\text{пл}}$ ;

при  $\rho_{\text{пл}} > \rho_{\text{нас}}$  физические свойства пластовой нефти (объемный коэффициент, плотность и вязкость) рассчитываются по корреляционным зависимостям (1.28) — (1.33) с учетом того, что  $T = T_{\text{пл}}$  и  $V_{\text{гв}}(\rho_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}) = 0$  (весь газ растворен в нефти).

Последовательно рассчитывают следующие параметры [5].

1. Газонасыщенность пластовой нефти с учетом температурной корреляции

$$\Gamma_{\text{пл}} = \Gamma_m, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (1.40)$$

где  $m$  — коэффициент температурной корреляции

$$m = 1 + 0,029(T_{\text{пл}} - 293)(\rho_{\text{нд}}\bar{\rho}_{\text{го}} \cdot 10^{-3} - 0,7966).$$

2. Относительную плотность растворенного в нефти газа в пластовых условиях

$$\bar{\rho}_{\text{гр пл}} = a\bar{\rho}_{\text{го}}\Gamma/\Gamma_{\text{пл}}, \quad (1.41)$$

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

3. Объемный коэффициент пластовой нефти, предварительно рассчитав по (1.32) коэффициент температурного расширения  $\alpha_n$

$$b_{\text{нпл}} = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3}\rho_{\text{нд}}\lambda\Gamma_{\text{пл}}/m + \alpha_n(T_{\text{пл}} - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot \rho_{\text{пл}}, \quad (1.42)$$

где

$$\begin{aligned} \lambda = 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3}\rho_{\text{нд}} + 1,0337\bar{\rho}_{\text{гр}}(\rho_{\text{пл}}, T_{\text{пл}})/a + \\ + 5,581 \cdot 10^{-6}\rho_{\text{нд}}(1 - 1,61 \cdot 10^{-6}\rho_{\text{нд}}\Gamma_{\text{пл}})\Gamma_{\text{пл}}]. \end{aligned}$$

4. Плотность пластовой нефти

$$\rho_{\text{нпл}} = \rho_{\text{нд}}[1 + 1,293 \cdot 10^{-3}\bar{\rho}_{\text{гр}}(\rho_{\text{пл}}, T_{\text{пл}})\Gamma_{\text{пл}}/(ma)]/b_{\text{нпл}}, \text{ кг}/\text{м}^3. \quad (1.43)$$

\* Пластовая нефть — нефть, находящаяся в продуктивном пласте нефтяного месторождения при пластовых давлениях и температуре.

5. Вязкость пластовой нефти. При  $\rho_{\text{пл}} > \rho_{\text{нас}}$  и  $T = T_{\text{пл}}$  вязкость газонасыщенной нефти в значительной степени зависит от давления, повышение которого вызывает ее рост, что обусловлено сжатием нефти и соответственно увеличением сил молекулярного взаимодействия. Зависимость превышения давления над давлением насыщения при известной вязкости газонасыщенной нефти в условиях  $\rho = \rho_{\text{нас}}$  и  $T = T_{\text{пл}}$  можно определить, пользуясь графиками Била [23] или их аналитическими аппроксимациями [24].

Таким образом, для определения вязкости пластовой нефти при известных вязкости дегазированной нефти  $\mu_{\text{нд}}$ , давлении насыщения, газосодержании нефти  $\Gamma$ , пластовых давлениях и температуре последовательно рассчитываются следующие параметры:

вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре  $\mu_{\text{нд}}(T_{\text{пл}})$  по (1.35), принимая  $T = T_{\text{пл}}$ ;

вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{\text{н нас}}$  при давлении насыщения и пластовой температуре, используя зависимости (1.36) — (1.38), которые для указанных условий запишутся:

$$\mu_{\text{н нас}} = A \mu_{\text{нд}}^B (T_{\text{пл}}); \quad (1.44)$$

$$A = 1 + 0,0129 \Gamma^* - 0,0364 \cdot \Gamma^{*0,85}, \quad (1.45)$$

$$B = 1 + 0,0017 \Gamma^* - 0,0228 \cdot \Gamma^{*0,667}; \quad \Gamma^* = 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5\alpha_n) \cdot \Gamma \rho_{\text{нд}}; \quad (1.46)$$

вязкость пластовой нефти определяется в соответствии с [25]

$$\Gamma_{\text{н пл}} = \mu_{\text{н нас}} + \delta (\rho_{\text{пл}} - \rho_{\text{нас}}), \quad (1.47)$$

где  $\delta$  — коэффициент, характеризующий изменение вязкости газонасыщенной нефти при изменении давления на 1 МПа, мПа·с/МПа. Коэффициент  $\delta$  согласно [25] аппроксимируется следующими уравнениями:

$$\delta = \begin{cases} 0,0114 \mu_{\text{н нас}} & \text{при } \mu_{\text{н нас}} < 5 \text{ мПа·с;} \\ 0,057 + 0,023 (\mu_{\text{н нас}} - 5) & \text{при } 5 < \mu_{\text{н нас}} < 10; \\ 0,0171 + 0,031 (\mu_{\text{н нас}} - 10) & \text{при } 10 < \mu_{\text{н нас}} < 25; \\ 0,643 + 0,045 (\mu_{\text{н нас}} - 25) & \text{при } 25 < \mu_{\text{н нас}} < 45; \\ 1,539 + 0,058 (\mu_{\text{н нас}} - 45) & \text{при } 45 < \mu_{\text{н нас}} < 75; \\ 3,286 + 0,100 (\mu_{\text{н нас}} - 75) & \text{при } 75 < \mu_{\text{н нас}} < 85. \end{cases} \quad (1.48)$$

Задача 1.4. Используя условия задачи 1.3, определить физические свойства пластовой нефти.

Решение. Последовательно рассчитываем:

1. Газонасыщенность пластовой нефти  $\Gamma_{\text{пл}}$  (1.40), предварительно определив коэффициент  $m$ ,

$$m = 1 + 0,029 (313 - 293) (868 \cdot 1,119 \cdot 10^{-3} - 0,7966) = 1,1013,$$

$$\Gamma_{\text{пл}} = 55,6 \cdot 1,1013 = 61,23 \text{ м}^3/\text{т.}$$

2. Относительную плотность растворенного в нефти газа  $\rho_{\text{гр}}$  ( $\rho_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}$ ) (1.41), предварительно определив коэффициент  $a$ ,  $a = 1 + 0,0054 (313 - 293) = 1,108$ ,

$$\bar{\rho}_{\text{гр}} (\rho_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}) = 1,108 \cdot 1,1013 \cdot 1,119 \cdot 55,6 / 61,23 = 1,239.$$

3. Объемный коэффициент пластовой нефти  $b_{n,пл}$  по (1.42), предварительно определив коэффициенты  $\alpha_n$  по (1.32) и  $\lambda$  по (1.31),

$$\alpha_n = 7,987 \cdot 10^{-4} \text{ 1/K (см. решение задачи 1.3).}$$

$$\lambda = 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 868 \cdot 10^{-3} + 1,0337 \cdot 1,239 / 1,108 + 5,581 \cdot 868 \cdot 10^{-6} \times \\ \times (1 - 1,61 \cdot 868 \cdot 55,6 \cdot 10^{-6}) 55,6] = 2,6325 \cdot 10^{-3},$$

$$b_{n,пл} = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot 868 \cdot 61,23 \cdot 2,6325 \cdot 10^{-3} / 1,1013 + 7,987 \cdot 10^{-4} \times \\ \times (313 - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 17,5 = 1,146.$$

4. Плотность пластовой нефти  $\rho_{n,пл}$  (1.43)

$$\rho_{n,пл} = 868 [1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot 1,239 \cdot 61,23 / (1,1013 \cdot 1,108)] / 1,146 = 818,3 \text{ кг/м}^3.$$

5. Вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре  $\mu_{нд}(T_{пл})$ , предварительно определив корреляционные коэффициенты  $a$  и  $b$  по (1.35). Вязкость дегазированной нефти  $\mu_{нд} = 14 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (см. решение задачи 1.3):

$$a = 10^{-0,075 (293 - 313)} - 2,58 = 5,8884 \cdot 10^{-3};$$

$$b = (8,0 \cdot 868 \cdot 10^{-5} - 0,047) 14^{0,13} + 0,002 (313 - 293) = 0,0351;$$

$$\mu_{нд}(T_{пл}) = 14 (313 - 293)^{5,8884 \cdot 10^{-3}} e^{0,0351 (293 - 313)} = 7,06 \text{ мПа}\cdot\text{с.}$$

6. Вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{н,нас}$  при  $p = p_{нас} = 9,2 \text{ МПа}$  и  $T = T_{пл} = 313 \text{ К}$  по (1.44), предварительно пересчитав газосодержание пластовой нефти  $\Gamma$  (объем газа приводится к температуре  $T_{ст} = 288,6 \text{ К}$ ) по (1.46) и затем определив коэффициенты  $A$  и  $B$  по (1.45):

$$\Gamma^* = 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5 \cdot 7,987 \cdot 10^{-4}) 55,6 \cdot 868 = 51,12;$$

$$A = 1 + 0,0129 \cdot 51,12 - 0,0364 \cdot 51,12^{0,85} = 0,6281;$$

$$B = 1 + 0,0017 \cdot 51,12 - 0,0228 \cdot 51,12^{0,667} = 0,7724;$$

$$\mu_{н,нас} = 0,6281 \cdot 7,06^{0,7724} = 2,84 \text{ мПа}\cdot\text{с.}$$

7. Вязкость пластовой нефти  $\mu_{n,пл}$  (1.47), предварительно определив коэффициент  $\delta$  по (1.48).

Так как  $\mu_{н,нас} < 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , то  $\delta = 0,0114 \cdot 2,84 = 0,0324 \text{ мПа}\cdot\text{с/МПа}$ ,

$$\mu_{n,пл} = 2,84 + 0,0324 (17,5 - 9,2) = 3,10 \text{ мПа}\cdot\text{с.}$$

## РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Вода, находящаяся в пласте, а также движущаяся в скважинах вместе с основной продукцией — нефтью, практически всегда содержит в растворенном виде соли, органические вещества и газы, которые наряду с термодинамическими условиями определяют ее физические свойства. Решение многих 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. Расчет свойств ведется с использованием данных, приведенных в [23], в предположении, что давление насыщения пластовой воды равно давлению насыщения нефти, с которой она контактирует.

Последовательно определяем.

1. Массовую концентрацию растворенных в пластовой воде солей. Концентрация обычно определяется количеством солей, находящихся в 1 л воды ( $c'$ ), выраженным в граммах. Часто массовое содержание соли в воде выражают в процентах, характеризующих число граммов соли, находящихся в 100 г раствора ( $c$ ). 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). Взаимосвязь между содержанием солей, выраженных в массовых долях, и концентрацией имеет вид

$$c = 100 c' / (1000 + c'). \quad (1.49)$$

2. Газонасыщенность пластовой воды. Растворимость природного газа в воде невелика и изменяется 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  $\alpha_T = 0,15 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$ . С увеличением концентрации растворенных солей растворимость газа уменьшается. Относительная газонасыщенность пластовой воды определяется по корреляционной зависимости,\* аппроксимирующей график Додсона и Стендинга [23]

$$\bar{\Gamma}_v = \Gamma_{cv}/\Gamma_{pw} = 1/10^{\alpha_T c}, \quad (1.50)$$

где  $\Gamma_{cv}$ ,  $\Gamma_{pw}$  — газонасыщенности соленой и пресной воды соответственно;  $c$  — массовое содержание растворенных солей;  $\alpha_T$  — температурный коэффициент.

$$\alpha_T = 0,048/(T - 273)^{0,2096}. \quad (1.51)$$

3. Объемный коэффициент пластовой воды \* при  $p \leq p_{\text{нас}}$  и  $T \leq T_{\text{пл}}$

$$b_v = 1 + \Delta b(T) + \Delta b(\Gamma_v) + \Delta b(p), \quad (1.52)$$

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

\* Расчетный метод определения объемного коэффициента составлен на основании анализа данных Додсона и Стендинга [23] В. Г. Гроном.

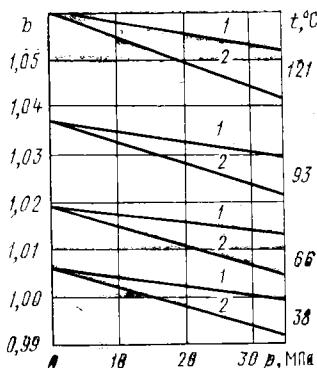


Рис. 1.2. Зависимость объемного коэффициента пресной воды и воды, насыщенной природным газом от давления и температуры [34]:  
1 — вода с растворенным газом; 2 — пресная вода

графиков на рис. 1.2 расчетная зависимость для  $\Delta b(\Gamma_v)$  имеет вид

$$\Delta b(\Gamma_v) = [1,8829 + 0,0102(T - 273)] p \bar{\Gamma}_v \cdot 10^{-4}, \quad (1.55)$$

$$\Delta b(p) = -\beta_v(T) p, \quad (1.56)$$

$\beta_v(T)$  — коэффициент сжимаемости пресной воды при заданной температуре, 1/МПа.

$$\beta_v(T) = \beta_v(T_{ct}) + (T - 293) [3,125 \cdot 10^{-4}(T - 293) - 2,5 \cdot 10^{-2}] 10^{-4}, \quad (1.57)$$

$\beta_v(T_{ct}) = 4,7 \cdot 10^{-4}$  1/МПа — коэффициент сжимаемости пресной воды при  $T_{ct} = 293$  К;  $p$  — давление, МПа.

4. Объемный коэффициент пластовой воды при  $p > p_{\text{нас}}$  и  $T = T_{\text{пл}}$

$$b_{v\text{пл}} = b_v(p_{\text{нас}}, T_{\text{пл}}) [1 - \beta_{v\text{г}}(T_{\text{пл}})(p - p_{\text{нас}})], \quad (1.58)$$

где  $b_v(p_{\text{нас}}, T_{\text{пл}})$  — объемный коэффициент пластовой воды при  $p = p_{\text{нас}}$  и  $T = T_{\text{пл}}$ ;  $\beta_{v\text{г}}(T_{\text{пл}})$  — коэффициент сжимаемости газонасыщенной воды

$$\beta_{v\text{г}}(T_{\text{пл}}) = \beta_v(T_{\text{пл}}) (1 + 0,05 \Gamma_v), \quad (1.59)$$

$\Gamma_v$  — газонасыщенность пластовой воды ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ), которая ориентировочно определяется следующим образом:  
при отсутствии растворенных солей

$$\Gamma_v = \alpha_\Gamma(p_{\text{нас}} - p_0), \quad (1.60)$$

при наличии растворенных солей

$$\Gamma_v = \alpha_\Gamma(p_{\text{нас}} - p_0)/10^\alpha T^c \quad (\text{см. 1.50}) \quad (1.61)$$

5. Плотность пластовой воды, пренебрегая массой растворенного газа,

$$\rho_{\text{в пл}} = \rho_{\text{в ст}} / b_{\text{в пл}}, \quad (1.62)$$

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

$$\begin{aligned} \text{при } 0 < c \leq 12 \quad \rho_{\text{в ст}} &= 1000 + 6,95 \cdot c; \\ \text{при } 12 < c \leq 20 \quad \rho_{\text{в ст}} &= 1010,5 + 6,08 \cdot c; \\ \text{при } 20 < c \leq 26 \quad \rho_{\text{в ст}} &= 1027,1 + 5,25 \cdot c. \end{aligned} \quad (1.63)$$

6. Вязкость пластовой воды. Принимая во внимание, что вязкость пластовой воды практически не зависит от давления, а растворимость газа в ней очень мала, определить ее с учетом влияния температуры и растворимости солей можно по следующей корреляционной формуле [24]:

$$\mu_{\text{в}} = [1,4 + 3,8 \cdot 10^{-3} (\rho_{\text{в ст}} - 1000)] / 10^{0,0065 (T - 273)}. \quad (1.64)$$

7. Поверхностное натяжение пластовой воды на границе с газом ориентировочно можно оценить по формуле [24]

$$\sigma_{\text{вг}} = 1/10^{1,19 + 0,01\rho}, \quad (1.65)$$

Задача 1.5. Определить физические свойства пластовой воды при следующих исходных данных: пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 17,5 \text{ МПа}$ ; пластовая температура  $T_{\text{пл}} = 313 \text{ К}$ ; давление насыщения пластовой нефти газом, принимаемое равным давлению насыщения пластовой воды газом,  $p_{\text{нас}} = 9,2 \text{ МПа}$ ; концентрация растворенных солей  $c' = 150 \text{ г/л}$ .

Решение. Последовательно рассчитываем:

1. Содержание растворенных в воде солей по (1.49)

$$c = 100 \cdot 150 / (1000 + 150) = 13\%.$$

2. Относительную газонасыщенность пластовой воды  $\bar{\Gamma}_{\text{в}}$  по (1.50), предварительно определив температурный коэффициент  $\alpha_{\text{т}}$ ,

$$\alpha_{\text{т}} = 0,048 / [(313 - 273)^{0,2096}] = 0,0222; \quad \bar{\Gamma}_{\text{в}} = 1/10^{0,0222 \cdot 13} = 0,5154.$$

3. Объемный коэффициент пластовой воды при  $p_{\text{нас}}$  и  $T_{\text{пл}}$ , последовательно рассчитав факторы, его определяющие и составляющие уравнение (1.52):

а. Объемный коэффициент теплового расширения воды  $\alpha_{\text{в}}(T)$  при  $T_{\text{пл}}$  по (1.54) и соответственно  $\Delta b(T_{\text{пл}})$  по (1.53) и  $\Delta b(\bar{\Gamma}_{\text{в}})$  по (1.55)

$$\alpha_{\text{в}}(T_{\text{пл}}) = 1,8 \cdot 10^{-4} + 0,18 \cdot 10^{-4} (313 - 293)^{0,6746} = 3,16 \cdot 10^{-4} \text{ 1/градус};$$

$$\Delta b(T_{\text{пл}}) = 3,16 \cdot 10^{-4} (313 - 293) = 6,32 \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta b(\bar{\Gamma}_{\text{в}}) = [1,8829 + 0,0102 (313 - 273)] 9,2 \cdot 0,5145 \cdot 10^{-4} = 1,08 \cdot 10^{-3}.$$

б. Коэффициент сжимаемости пресной воды  $\beta_v$  ( $T$ ) при  $T_{пл}$  (1.57) и соответственно  $\Delta b$  ( $\rho$ ) (1.56)

$$\begin{aligned}\beta_v(T_{пл}) &= 4,7 \cdot 10^{-4} + (313 - 293) \{3,125 \cdot 10^{-4} (313 - 293) - \\ &- 2,5 \cdot 10^{-2}\} 10^{-4} = 4,32 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}; \\ \Delta b(\rho_{нас}) &= -4,32 \cdot 10^{-4} \cdot 9,2 = -3,97 \cdot 10^{-3}.\end{aligned}$$

в. Объемный коэффициент пластовой воды при  $\rho_{нас}$  и  $T_{пл}$  окончательно будет

$$b_v = 1 + 6,32 \cdot 10^{-3} + 1,08 \cdot 10^{-3} - 3,97 \cdot 10^{-3} = 1,0034.$$

4. Объемный коэффициент пластовой воды  $b_{v\text{пл}}$  при  $\rho_{пл}$  и  $T_{пл}$  (1.58), предварительно определив газонасыщенность пластовой воды  $\Gamma_v$  (1.61) и коэффициент сжимаемости газонасыщенной воды  $\beta_{аг}$  (1.59) при  $T_{пл}$ ,

$$\begin{aligned}\Gamma_v &= 0,15 \cdot 9,1 \cdot 0,5145 = 0,71 \text{ м}^3/\text{м}^3; \\ \beta_{аг} &= 4,32 \cdot 10^{-4} (1 + 0,05 \cdot 0,71) = 4,47 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}; \\ b_{v\text{пл}} &= 1,0034 [1 - 4,47 \cdot 10^{-4} (17,5 - 9,2)] = 0,9997.\end{aligned}$$

5. Плотность пластовой воды  $\rho_{v\text{пл}}$  при  $\rho_{пл}$  и  $T_{пл}$  (1.62), предварительно определив плотность при стандартных условиях на основании условий (1.63),

$$\text{так как } 12 < c \leqslant 20, \quad \rho_{v\text{ст}} = 1010,5 + 6,08 \cdot 13 = 1089,5 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_{v\text{пл}} = 1089,5 / 0,9997 = 1089,9 \text{ кг/м}^3.$$

6. Вязкость пластовой воды  $\mu_v$  (1.64)

$$\mu_v = [1,4 + 3,8 \cdot 10^{-3} (1089,5 - 1000)] / 10^{0,0065 (313 - 273)} = 0,96 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

## РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ

Нефть и вода, движущиеся в скважинах, вследствие гидродинамических возмущений потока (переход ламинарного течения к турбулентному, деформация и разрыв поверхности раздела фаз, флуктуация плотности и др.), образуют дисперсную систему различной структурной формы. Область существования дисперсной системы определяется давлением, которое должно быть выше давления насыщения жидкости газом, т. е.  $p \geqslant \rho_{нас}*$ . Наиболее важными физическими свойствами водонефтяной смеси, необходимость определения которых возникает при решении технологических задач добычи нефти, являются плотность и кажущаяся вязкость. Для расчета указанных физических параметров \*\* при соответст-

\* При  $p < \rho_{нас}$  поток переходит из двухфазного в трехфазный (водонефтегазовый), физические свойства которого могут быть определены по методике, изложенной в [24]. Для ориентировочной оценки физических свойств такого потока можно воду и нефть принять за одну жидкую fazу с физическими характеристиками, определяемыми аналогично характеристикам водонефтяного потока.

\*\* В основу излагаемой методики расчета физических свойств водонефтяных смесей положены расчетные зависимости, полученные П. Д. Ляпковым [24].

вующих термодинамических условиях потока, его расходных характеристиках, структурных особенностях и типа смеси предварительно определяют следующие факторы.

1. Объемная расходная доля воды в смеси  $\beta_{\text{в ст}}$  при стандартных условиях:

при известных объемных дебитах скважины по жидкости и воде

$$\beta_{\text{в ст}} = Q_{\text{в ст}} / Q_{\text{ж ст}}, \quad (1.66)$$

при известной массовой расходной доле воды в смеси  $n_{\text{в}}$

$$\beta_{\text{в ст}} = n_{\text{в}} / [n_{\text{в}} + (1 - n_{\text{в}}) \cdot \rho_{\text{в ст}} / \rho_{\text{нд}}], \quad (1.67)$$

где  $Q_{\text{в ст}}$ ,  $Q_{\text{ж ст}}$  — соответственно дебит воды и жидкости при стандартных условиях,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\rho_{\text{в ст}}$ ,  $\rho_{\text{нд}}$  — соответственно плотность воды и нефти при стандартных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

2. Объемные расходы нефти и воды при заданных  $\rho$  и  $T$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж ст}} b_{\text{н}} (1 - \beta_{\text{в ст}}). \quad (1.68)$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж ст}} b_{\text{в}} \cdot \beta_{\text{в ст}}, \quad (1.69)$$

где  $b_{\text{н}}$  — объемный коэффициент нефти, определяемый по (1.31);  $b_{\text{в}}$  — объемный коэффициент воды при  $\rho$  и  $T$ , определяемый по (1.52); приближенно можно принять  $b_{\text{в}} \approx 1$ .

3. Объемная расходная доля воды в смеси при  $\rho$  и  $T$

$$\beta_{\text{в}} = Q_{\text{в}} / (Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}}) = \beta_{\text{в ст}} / [\beta_{\text{в ст}} + (1 - \beta_{\text{в ст}}) b_{\text{н}}]. \quad (1.70)$$

4. Скорость потока водонефтяной смеси в рассматриваемом сечении канала

$$w_{\text{см}} = (Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}}) / F, \text{ м/с}, \quad (1.71)$$

где  $F$  — площадь сечения канала.

5. Структура потока. Для водонефтяной дисперсной системы характерны две основные структурные формы [24], область существования каждой из которых оценивается по критической скорости смеси:

$$w_{\text{см кр}} = 0,487 \cdot \sqrt{g D_{\text{г}}}, \text{ м/с}, \quad (1.72)$$

где  $D_{\text{г}} = 4F/P$  — гидравлический диаметр канала,\* м;  $P$  — сомченный периметр поперечного сечения канала.

При  $w_{\text{см}} < w_{\text{см кр}}$  водонефтяной поток имеет капельную структуру: диспергированная фаза в виде отдельных капель диаметром 0,5—2 см распределена во внешней, непрерывной фазе.

При  $w_{\text{см}} > w_{\text{см кр}}$  поток имеет эмульсионную структуру, диспергированная фаза представлена сферическими капельками диаметром  $10^{-5}$ — $10^{-3}$  см. Дисперсную систему такой структуры называют эмульсией\*\*.

\* Для вертикальной круглой трубы гидравлический диаметр равен геометрическому диаметру ( $D_{\text{г}} = D_{\text{т}}$ ).

\*\* Эмульсия — микрогетерогенная дисперсная система, состоящая из двух жидкостей, одна из которых образует изолированные капельки.

Капельная структура. Физические свойства водонефтяной смеси рассчитываются после предварительного определения типа водонефтяной смеси. В зависимости от расходной объемной доли воды смесь может быть двух типов:

если  $\beta_{\text{в}} \leq 0,5$ , то смесь будет типа вода (дискретная, внутренняя фаза) в нефти (непрерывная, внешняя фаза) (В/Н);

если  $\beta_{\text{в}} > 0,5$ , то смесь будет типа нефть (дискретная, внутренняя фаза) в воде (непрерывная, внешняя фаза) (Н/В).

а. Поверхностное натяжение нефти на границе с водой

$$\sigma_{\text{НВ}} = \sigma_{\text{НГ}} - \sigma_{\text{ВГ}}, \text{ Н/м}, \quad (1.73)$$

где  $\sigma_{\text{НГ}}$ ,  $\sigma_{\text{ВГ}}$  — соответственно поверхностное натяжение на границах раздела нефть—вода, вода—газ, рассчитываемые по (1.39), (1.65).

б. Истинные объемные доли фаз в потоке смеси. Для смеси типа (В/Н)

$$\varphi_{\text{в}} = w_{\text{в пр}} / \{w_{\text{см}} - (0,425 - 0,827 w_{\text{см}} / \sqrt{g D_T}) [4 \sigma_{\text{НВ}} g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) / \rho_{\text{н}}^2]^{0,25}\},$$

где  $w_{\text{в пр}}$  — приведенная скорость воды,

$$w_{\text{в пр}} = Q_{\text{в}} / F, \text{ м/с}, \quad (1.75)$$

$\rho_{\text{в}}$ ,  $\rho_{\text{н}}$  — соответственно плотность воды и нефти при заданных  $p$  и  $T$ , кг/м<sup>3</sup>.

Истинная объемная доля внешней (непрерывной) фазы (нефти) будет:

$$\Phi_{\text{н}} = 1 - \varphi_{\text{в}}. \quad (1.76)$$

Для смеси типа (Н/В)

$$\varphi_{\text{н}} = w_{\text{н пр}} / \{w_{\text{см}} + [0,54 (1,01 + \beta_{\text{в}}^{0,152}) - w_{\text{см}} / \sqrt{g D_T}] [4 \sigma_{\text{НВ}} g \times \\ \times (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) / \rho_{\text{в}}^2]^{0,25}\}, \quad (1.77)$$

где  $w_{\text{н пр}}$  — приведенная скорость нефти,

$$w_{\text{н пр}} = Q_{\text{н}} / F, \text{ м/с}. \quad (1.78)$$

Истинная объемная доля внешней фазы (воды) будет:

$$\Phi_{\text{в}} = 1 - \varphi_{\text{н}}. \quad (1.79)$$

в. Плотность водонефтяной смеси на основе принципа аддитивности

$$\rho_{\text{нв}} = \rho_{\text{н}} \Phi_{\text{н}} + \rho_{\text{в}} \Phi_{\text{в}}, \text{ кг/м}^3. \quad (1.80)$$

г. Каждущаяся динамическая вязкость водонефтяной смеси капельной структуры по рекомендации \* [24] принимается равной динамической вязкости внешней фазы (мПа·с):

$$\text{для смеси типа (В/Н), } \mu_{\text{нв}} = \mu_{\text{н}}, \quad (1.81)$$

$$\text{для смеси типа (Н/В), } \mu_{\text{нв}} = \mu_{\text{в}}, \quad (1.82)$$

\* Данная рекомендация основывается на условии, что расстояние, разделяющее капли диспергированной фазы, значительно превосходит их размер, и взаимодействие между каплями отсутствует.

$\mu_n$ ,  $\mu_w$  — соответственно вязкости нефти и воды при заданных  $p$  и  $T$ .

Эмульсионная структура. Физические свойства эмульсии рассчитывают, предварительно определив ее тип, который ориентировочно по [24] оценивается по объемной расходной доле воды  $\beta_w$  и критической скорости эмульсии:

$$w_{\text{кр}} = 0,064 \cdot 56^{\beta_w} \sqrt{gD_r}, \text{ м/с.} \quad (1.83)$$

Если  $\beta_w \leq 0,5$  и  $w_{\text{ср}} > w_{\text{кр}}$  — эмульсия типа (В/Н).

Если  $\beta_w \leq 0,5$  и  $w_{\text{ср}} < w_{\text{кр}}$  или  $\beta_w > 0,5$  — эмульсия типа (Н/В).

а. Истинные объемные доли фаз в эмульсии. Учитывая, что в потоке эмульсии в силу высокой дисперсности практически отсутствует относительное движение фаз, их истинные объемные доли принимаются равными расходным объемным т. е.

$$\Phi_B = \beta_B, \quad (1.84)$$

$$\Phi_H = \beta_H = 1 - \beta_B, \quad (1.85)$$

б. Плотность водонефтяной эмульсии приближенно оценивается по следующей формуле:

$$\rho_{\text{ви}} = \rho_H (1 - \beta_B) + \rho_B \beta_B. \quad (1.86)$$

в. Каждущаяся динамическая вязкость эмульсии определяется прежде всего ее типом и характером отклонения ее течения от ньютоновского, что оценивается по изменению скорости сдвига потока эмульсии. Особую трудность в определении представляет каждущаяся вязкость эмульсии типа (В/Н), которая зависит от вязкости дисперсионной среды (нефти)  $\mu_n$ , объемной расходной доли воды  $\beta_w$ , скорости сдвига  $w_{\text{ср}}$  и дисперсности. В зависимости от характера связи вязкости с указанными параметрами ее можно определить различными способами\*, предварительно определив скорость сдвига потока эмульсии при заданных термодинамических условиях

$$w_{\text{ср}} = 8w_{\text{ср}}/D_r, 1/\text{с}, \quad (1.87)$$

где  $w_{\text{ср}}$  — скорость водонефтяной смеси (1.71), м/с;  $D_r = D_t$  — гидравлический диаметр трубы, равный ее внутреннему диаметру, м.

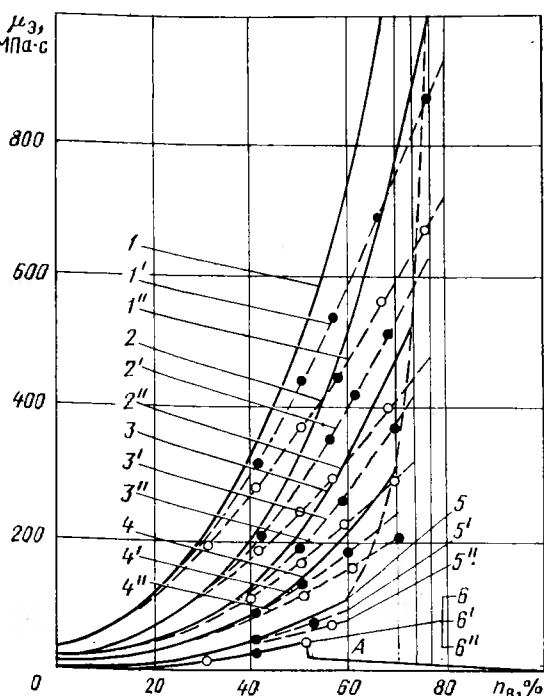
Методы практической оценки вязкости эмульсии типа (В/Н) с учетом влияния на нее скорости сдвига могут быть как расчетные [24], так и графические с использованием реологических кривых [18]. Расчетный метод [24] основан на использовании некоторого параметра  $A$ , учитывающего влияние скорости сдвига на вязкость

$$A = (1 + 20\beta_w^2)/w_{\text{ср}}^{0,48\beta_w}, \quad (1.88)$$

$$\mu_{\text{э}} = B(1 + 2,9\beta_w)/(1 - \beta_w), \quad (1.89)$$

\* В силу отсутствия пока удовлетворительной теории, объясняющей неニュтоновское течение эмульсии, все существующие методы определения вязкости эмульсии не могут претендовать на абсолютную универсальность и надежность.

*Рис. 1.3.* Зависимость вязкости водонефтяной эмульсии от обводненности при скоростях сдвига ( $c^{-1}$ ), равных 81 (кривые 1—6), 437 (кривые 1'—6'), 1312 (кривые 1''—6'') и вязкости дисперсионной среды ( $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ), равных 3 (кривые 6, 6', 6''), 5 (кривые 5, 5', 5''), 8 (кривые 4, 4', 4''), 11 (кривые 3, 3', 3''), 15 (кривые 2, 2', 2''), 21 (кривые 1, 1', 1'')



где  $B$  — коэффициент, который определяется в зависимости от параметра  $A$ :

$$\begin{aligned} B &= \mu_n, \text{ если } A \leq 1; \\ B &= A\mu_n, \text{ если } A > 1. \end{aligned}$$

Графический метод [18] основан на использовании реологического критерия  $A$

ческой кривой вязкости эмульсии в функции массовой доли воды  $n_B$  (%), скорости сдвига и вязкости дисперсионной среды при определенной дисперсности системы (рис. 1.3). График на рис. 1.3 может быть использован для ориентировочной оценки кажущейся вязкости эмульсии любого типа с дисперсностью порядка 10 мкм ( $10^{-3}$  см) (что характерно для эмульсии, образующейся в фонтанных и газлифтных скважинах) при изменении вязкости дисперсионной среды от 3 до 21  $\text{мPa}\cdot\text{с}$  и скорости сдвига от 80 до 1300  $\text{с}^{-1}$ .

Кажущаяся динамическая вязкость эмульсии типа (Н/В) также может быть оценена как расчетным путем [24], так и графически [18]. (рис. 1.3, кривая  $A$ ) с учетом положения точки инверсии фаз эмульсии при соответствующих условиях (геометрическим наложением всех точек инверсии является пунктирная линия).

Расчетный способ [24] определения вязкости эмульсии типа (Н/В) основывается на использовании следующей зависимости:

$$\mu_3 = \mu_n \cdot 10^{3,2} (1 - \beta_n). \quad (1.90)$$

**Задача 1.6.** Определить плотность и кажущуюся динамическую вязкость водонефтяной смеси, образующейся в процессе фонтизирования скважины, при  $p = p_{\text{нас}} = 9,2 \text{ МПа}$  и  $T = 313 \text{ К}$ . Дебит скважины при стандартных условиях  $Q_{\text{ж ст}} = 150 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; массовая расходная доля воды в продукции скважины  $n_w = 0,2$ ; диаметр колонны насосно-компрессорных труб, которой оборудо-

вана скважина,  $D_t = 0,0635$  м; плотность нефти при стандартных условиях  $\rho_{н,ст} = 868$  кг/м<sup>3</sup>; физические свойства фаз продукции при заданных  $p$  и  $T^*$ ; плотность нефти  $\rho_n = 818,3$  кг/м<sup>3</sup>, воды  $\rho_w = 1089,9$  кг/м<sup>3</sup>; вязкость нефти  $\mu_n = 2,84$  мПа·с, воды  $\mu_w = 0,96$  мПа·с; объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,146$ , воды  $b_w = 1,0034$ .

Решение. Последовательно определяют.

1. Объемную расходную долю воды в смеси при стандартных условиях по (1.67)

$$\beta_{w,ст} = 0,2/[0,2 + (1 - 0,2) 1089,5/868] = 0,166.$$

2. Объемные расходы нефти и воды при заданных  $p$  и  $T$  по (1.68) и (1.69)

$$Q_n = 150 \cdot 1,146 (1 - 0,166)/86400 = 1,659 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_w = 150 \cdot 1,0034 \cdot 0,166/86400 = 2,892 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Объемную расходную долю воды в смеси при заданных  $p$  и  $T$  по (1.70)

$$\beta_w = 2,892 \cdot 10^{-4}/(2,892 \cdot 10^{-4} + 1,659 \cdot 10^{-3}) = 0,148.$$

4. Скорость потока водонефтяной смеси в сечении трубы при  $p = 9,2$  МПа и  $T = 313$  К по (1.71)

$$w_{cm} = (1,659 \cdot 10^{-3} + 2,892 \cdot 10^{-4})/(0,785 \cdot 0,0635^2) = 0,615 \text{ м/с}.$$

5. Критическую скорость смеси по (1.72)

$$w_{cm,kr} = 0,487 \sqrt{9,81 \cdot 0,0635} = 0,384 \text{ м/с}.$$

6. Структуру потока водонефтяной смеси по результатам расчета  $w_{cm}$  и  $w_{cm,kr}$  и их соотношения.

Так как  $w_{cm} > w_{cm,kr}$ , структура потока эмульсионная.

7. Критическую скорость эмульсии по (1.83)

$$w_{e,kr} = 0,064 \cdot 56^{0,148} \sqrt{9,81 \cdot 0,0635} = 0,092 \text{ м/с}.$$

8. Тип водонефтяной эмульсии по результатам расчета  $\beta_w$ ,  $w_{cm}$  и  $w_{e,kr}$  и их соотношения.

Так как  $\beta_w \leqslant 0,5$  и  $w_{cm} > w_{e,kr}$  эмульсия типа вода в нефти (В/Н).

9. Плотность водонефтяной эмульсии по (1.86)

$$\rho_{bh} = 818,3 (1 - 0,148) + 1089,9 \cdot 0,148 = 858,5 \text{ кг/м}^3.$$

10. Скорость сдвига потока эмульсии по (1.87)

$$w_{sd} = 8 \cdot 0,615 / 0,635 = 77,5 \text{ 1/с}.$$

11. Параметр  $A$ , учитывающий влияние скорости сдвига на кажущуюся вязкость эмульсии по (1.88)

$$A = (1 + 20 \cdot 0,148^2) / 77,5^{0,48 \cdot 0,148} = 1,056.$$

\* Данные взяты по результатам решения задач 1.4 и 1.5.

12. Каждую динамическую вязкость, которая при  $A > 1$  определяется по (1.89)

$$\mu_s = 1,056 \cdot 2,84 (1 + 2,9 \cdot 0,148) / (1 - 0,148) = 5,03 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

Аналогичный результат получается при графическом методе определения  $\mu_s$  (см. рис. 1.3, кривая б).

## 2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Исследования на нефтяных месторождениях проводятся для получения данных о продуктивном пласте, насыщающих его жидкостях, а также о скважинах для установления рационального режима разработки месторождения, дальнейшего его контроля и корректировки.

Существуют три вида исследований: лабораторные, геофизические и гидродинамические. Для определения фильтрационных характеристик пласта и скважин более представительными являются гидродинамические методы исследования. При гидродинамических методах исследования непосредственно используются результаты наблюдения движения жидкости и газа к забоям скважин в пластовых условиях. Эти методы позволяют исключить влияние изменения свойств пласта в призабойной зоне и непосредственно определить фильтрационные характеристики пласта. При исследованиях геофизических материалов и кернов мы получаем данные, характеризующие свойства пласта в отдельных точках скважин. Для усреднения этих данных используются определенные гипотезы и предположения.

Для выбора оборудования и установления оптимального режима работы скважин при различных способах эксплуатации достаточно иметь индикаторную кривую данной скважины, а если эта линия прямая, то значение коэффициента продуктивности, то есть, для решения этой задачи нужно провести исследование скважины методом установившихся отборов.

При решении задач, связанных с оценкой качества освоения скважин, обоснованием методов воздействия на призабойную зону пластов и оценкой эффективности этого воздействия, необходимо проведение обоих видов гидродинамических исследований: при неустановившемся и установившихся режимах фильтрации. Кроме того, часто возникает необходимость получения профиля притока или приемистости скважины, определения литологического состава и свойств породы-коллектора, физических свойств насыщающих жидкостей.

Принято считать, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов. При обработке кривой восстановления давления (КВД) получают среднее значение гидропроводности или проницаемости на различных расстояниях от скважины, опреде-

ляют коэффициент пьезопроводности и приведенный радиус скважины, оценивают коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин-эффекта), определяют пластовое давление и приближенный коэффициент продуктивности скважины.

При обработке данных исследования методом установившихся отборов определяют коэффициент продуктивности и пластовое давление, оценивают приближенно гидропроводность и проницаемость в призабойной зоне.

### ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

В результате исследований строится индикаторная линия, простейший вид которой показан на рис. 2.1. Взяв на индикаторной прямой произвольно две точки, определяют коэффициент продуктивности скважины:

$$K = (Q_2 - Q_1) / (p'_{\text{заб}} - p''_{\text{заб}}). \quad (2.1)$$

Дальнейший расчет ведется по формуле Дюпюи:

$$Q = [2\pi kh (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})] / [b\mu (\ln (R_k/r_c) + C)], \quad (2.2)$$

где  $Q$  — объемный дебит жидкости в поверхностных условиях;  $b$  — объемный коэффициент жидкости;  $\mu$  — вязкость жидкости;  $p_{\text{пл}}$  — пластовое давление;  $p_{\text{заб}}$  — давление на забое при установленном режиме работы скважины с дебитом  $Q$ ;  $h$  — вскрытая (перфорированная) толщина пласта (если снят профиль притока, то работающая толщина пласта);  $R_k$  — расстояние от скважины, на котором давление равно  $p_{\text{пл}}$ ;  $r_c$  — радиус скважины;  $C$  — коэффициент несовершенства скважины;  $k$  — проницаемость призабойной зоны скважины:

$$k = [K b \mu \ln (R_k/r_0)] / (2\pi h), \quad (2.3)$$

где  $r_0 = r_c e^{-C}$  — приведенный радиус несовершенной скважины. Проницаемость, определенная по (2.3), считается проницаемостью призабойной зоны, непосредственно находящейся около стенок скважины и изменившейся при бурении и работе скважины в результате проникновения в пласт бурового раствора или его фильтрата либо вследствие образования трещин и выноса частиц породы. Основанием для этого является то, что при определении проницаемости пользуются коэффициентом продуктивности, а значительная доля депрессии при работе скважины на установленном режиме расходуется вблизи ее, где скорость фильтрации больше, чем на удалении от скважины.

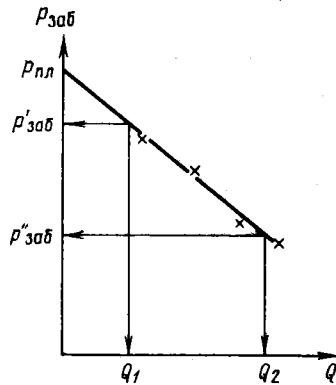


Рис. 2.1. Индикаторная прямая  $Q = f(p_{\text{заб}})$

**Задача 2.1.** Определить долю депрессии, расходящейся в радиусе 1 м от центра совершенной скважины, вскрывшей пласт с проницаемостью  $k$ , причем свойства пласта в призабойной зоне не нарушены.  $R_k = 200$  м,  $r_c = 0,1$  м.

**Решение.** Запишем формулу Дюпюи для перепада давления на участках от  $R_k$  до  $r_c$  и от  $r$  до  $r_c$ :

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{b\mu \ln(R_k/r_c)}; \quad Q = \frac{2\pi kh(p - p_{заб})}{b\mu \ln(r/r_c)}.$$

Приравнивая правые части, получим уравнение депрессионной воронки (изменение давления вокруг скважины)

$$(p_{пл} - p_{заб})/\ln(R_k/r_c) = (p - p_{заб})/\ln(r/r_c). \quad (2.4)$$

Доля изменения депрессии в зоне пласта радиусом  $r = 1$  м определяется так

$$\frac{p - p_{заб}}{p_{пл} - p_{заб}} = \frac{\ln(r/r_c)}{\ln(R_k/r_c)} = \frac{\ln(1/0,1)}{\ln(200/0,1)} = 0,3.$$

Таким образом, 30 % депрессии тратится вблизи скважины в кольцевой зоне шириной 90 см. Если свойства пласта в призабойной зоне ухудшены, затраты депрессии будут больше.

**Задача 2.2.** Определить долю депрессии при  $r = 0,2; 0,5; 5$  и 10 м для условий предыдущей задачи.

**Задача 2.3.** Выполнить расчеты для условий предыдущей задачи для несовершенной скважины при  $C = 10$  и  $C = 100$ .

При исследовании методом установившихся отборов можно определить приближенную проницаемость в зоне скважины, не искаженную при ее бурении и эксплуатации. Для этого нужно учесть дополнительные сопротивления, возникающие при фильтрации в призабойной зоне за счет несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, а также вызванные изменением свойств пласта в призабойной зоне и нарушением линейного закона фильтрации жидкости.

По аналогии с коэффициентами несовершенства скважины по степени  $C_1$  и характеру  $C_2$  вскрытия можно ввести коэффициенты, обусловливающие дополнительные потери давления вследствие изменения проницаемости  $C_3$  и нарушения линейности закона фильтрации  $C_4$ . В отличие от первых трех, последний коэффициент является функцией дебита. При малых дебитах он может быть пре-небрежимо мал, с увеличением дебита при определенных свойствах коллектора проявление инерционных сил становится существенным. О наличии дополнительных сопротивлений за счет нарушения линейности закона фильтрации можно судить по искривлению индикаторной линии выпуклостью к оси дебитов (рис. 2.2). Метод обработки таких индикаторных диаграмм будет рассмотрен ниже.

Общий коэффициент дополнительных потерь  $S$  является суммой коэффициентов:

$$S = C_1 + C_2 + C_3 + C_4. \quad (2.5)$$

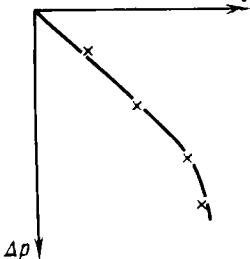
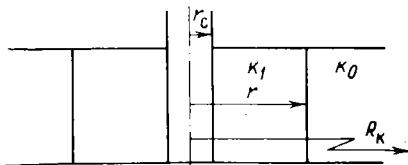
Рис. 2.2. Индикаторная линия  $Q = f(\Delta p)$ 

Рис. 2.3. Изменение проницаемости в призабойной зоне



Его часто называют показателем скин-эффекта и определяют по данным исследования скважин при неустановившемся режиме.

Если индикаторная линия прямая, то коэффициент  $C_4 = 0$ ; если к тому же скважина совершенна и по степени, и по характеру вскрытия, то  $S = C_3$ .

Если приведенный радиус скважины определять по формуле

$$r_0 = r_c e^{-S}, \quad (2.6)$$

то расчеты по (2.3) дадут нам приближенное значение проницаемости в зоне скважины, не искаженные ее влиянием. Это вызвано существенным влиянием удаленных зон пласта.

**Задача 2.4.** Найти степень искажения результатов определения проницаемости в призабойной зоне скважины в зависимости от радиуса этой зоны (рис. 2.3). Проницаемость пласта  $k = 1 \text{ мкм}^2$ , проницаемость призабойной зоны  $k_1 = 0,1 \text{ мкм}^2$ ,  $r_c = 0,1 \text{ м}$ ,  $R_k = 200 \text{ м}$ . Принять радиус призабойной зоны  $r = 0,2; 1; 10 \text{ м}$ .

**Решение.** При установившейся фильтрации жидкости через зоны разной проницаемости (см. рис. 2.3) дебит можно определить по формуле

$$Q = [2\pi h (p_{\text{пл}} - p_{\text{заг}})] / \left[ b \mu \left( \frac{1}{k_1} \ln \frac{r}{r_c} + \frac{1}{k_0} \ln \frac{R_k}{r} \right) \right].$$

Данные исследования обрабатывают по формуле для однородного пласта

$$Q = [2\pi h k (p_{\text{пл}} - p_{\text{заг}})] / [b \mu \ln (R_k / r_c)].$$

Считают, что  $k$  — проницаемость призабойной зоны пласта. Привравняв правые части указанных равенств, получим

$$1/k \ln (R_k / r_c) = 1/k_1 \ln (r / r_c) + 1/k_0 \ln (R_k / r), \quad (2.7)$$

откуда

$$k/k_1 = \ln (R_k / r_c) / [\ln (r / r_c) + (k_1 / k_0) \ln (R_k / r)],$$

при  $r = 10 \text{ м}$

$$k/k_1 = \ln (200/0,1) / [\ln (10/0,1) + (100/1000) \ln (200/10)] = 1,55.$$

Результаты расчетов проницаемостей призабойной зоны при различных  $r$  приведены ниже.

$r, \text{ м}$	$k, \text{ мкм}^2$	0,2	1	10
		0,551	0,269	0,155

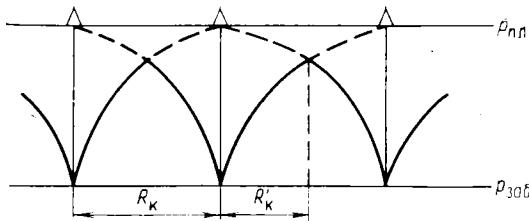


Рис. 2.4. Депрессионные воронки вокруг работающих скважин

Итак, если проницаемость призабойной зоны ухудшена при бурении или эксплуатации скважины, то ее значение, определенное по данным исследования скважины методом установившихся отборов, будет значительно выше фактического.

**Задача 2.5.** Определить проницаемости, получаемые при обработке данных исследования скважины при установившихся режимах фильтрации для условий предыдущей задачи, если суммарный коэффициент несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия равен 10.

**Задача 2.6.** Определить проницаемости, которые были бы получены при обработке данных исследований при установившихся отборах, если (см. рис. 2.3):  $k_0 = 0,05 \text{ мкм}^2$ ;  $k_1 = 0,4 \text{ мкм}^2$ ;  $R_k = 400 \text{ м}$ ;  $r_c = 0,1 \text{ м}$ ;  $C_1 + C_2 = 3$ . Значения радиусов зоны с проницаемостью  $k_1$  принять 0,2; 1; 10 м.

При обработке данных исследования методом установившихся отборов допускают некоторую условность, принимая за  $R_k$  радиус зоны дренирования данной скважины, который приблизительно равен половине среднего расстояния до ближайших скважин. Считается, что давление на забое скважины через некоторое время после ее остановки (от нескольких часов до нескольких суток) не успевает восстановиться полностью, устанавливаясь на уровне, приблизительно соответствующем давлению на круговом контуре во время работы скважины с радиусом, равным половине среднего расстояния между скважинами. Если при исследованиях методом установившихся отборов пластовое давление не замеряется и обработка ведется в координатах  $Q - p_{заб}$  (см. рис. 2.1), то правильнее за  $R_k$  брать среднее расстояние между скважинами, так как  $p_{пл}$ , получаемое при пересечении продолжения индикаторной линии с осью давления, можно считать полностью восстановившимся (рис. 2.4). На границе зоны отбора  $R'_k$  давление при работе скважин ниже, чем  $p_{пл}$ , которое мы получим при остановке центральной скважины, когда ее достигнут расширяющиеся воронки депрессии соседних скважин.

**Задача 2.7.** Определить степень изменения проницаемости, получаемой в результате обработки данных исследования, если вместо  $R_k = 500 \text{ м}$  взять половину этого расстояния;  $r_c = 0,1 \text{ м}$ .

**Решение.** Пользуясь (2.3) и обозначив все постоянные через  $a$ , получим

$$k = [K\mu b/(2\pi h)] \ln(R_k/r_c) = a \ln(R_k/r_c).$$

Найдем отношение проницаемостей при  $R_k = 250$  м ( $k'$ ) и  $R_k = 500$  м ( $k$ );  $k'/k = \ln(250/0,1)/\ln(500/0,1) = 0,92$ .

Итак, уменьшение  $R_k$  в два раза приводит к уменьшению проницаемости, определяемой по данным исследования скважин методом установившихся отборов менее чем на 10 %.

**Задача 2.8.** Постановка и условия предыдущей задачи сохраняются. Нужно решить ее при различных значениях несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, т. е. определить влияние несовершенства скважины на отношение  $k'/k$ . Принять значения  $C_1 + C_2$  равными 1, 5, 10.

Выше указывались различные причины возникновения дополнительных сопротивлений фильтрации в призабойной зоне. Показателями этих дополнительных сопротивлений являются коэффициенты, зная которые можно определить перепад давления, расходящийся на преодоление того или иного вида дополнительных сопротивлений и долю этого перепада в величине общей депрессии.

Из формулы Дюпюи определяем общий перепад давления:

$$\Delta p = [Q\mu b/(2\pi kh)] [\ln(R_k/r_c) + S]. \quad (2.8)$$

Общая депрессия при работе скважины с дебитом  $Q$  является суммой депрессии совершенной скважины, работающей с тем же дебитом

$$\Delta p_0 = [Q\mu b/(2\pi kh)] \ln(R_k/r_c) \quad (2.9)$$

и затрат давления на преодоление сопротивлений фильтрации в призабойной зоне:

$$\Delta p_d = [Q\mu b/(2\pi kh)] S. \quad (2.10)$$

Доля перепада давления на дополнительные сопротивления в общей депрессии, выраженная в процентах, определится

$$\eta = 100\Delta p_d/\Delta p = 100S/[\ln(R_k/r_c) + S]\%. \quad (2.11)$$

Так как общий коэффициент несовершенства скважины — это сумма коэффициентов несовершенства различного вида, то для каждого из них можно определить относительную потерю депрессии

$$\eta_i = 100\Delta p_i/\Delta p = 100C_i/[\ln(R_k/r_c) + S]\%. \quad (2.12)$$

Значения коэффициентов несовершенства  $C_1$  и  $C_2$  скважины по степени и характеру вскрытия пласта определяются по графикам В. И. Щурова (рис. 2.5, 2.6).

**Задача 2.9.** Диаметр скважины  $D = 0,3$  м, эффективная толщина  $h = 20$  м, вскрытая толщина  $a = 14$  м. Определить  $C_1$ .

**Решение.**

$\alpha = h/D = 20/0,3 = 67$ ,  $\delta = (a/h) 100\% = 70\%$ ,  
по графику (см. рис. 2.5) находим  $C_1 = 1,4$ .

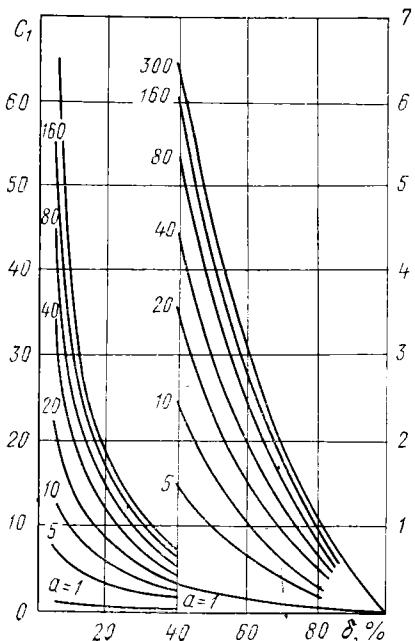


Рис. 2.5. График для определения коэффициента несовершенства скважины по степени вскрытия  $C_1$ :  
 $\delta = a/h; \alpha = h/D$ ; где  $a$  — вскрытая толщина пласта;  $h$  — эффективная толщина пласта;  $D$  — внешний диаметр цементного кольца

Графики дают достаточную точность при определении коэффициента  $C_1$ , если продуктивный пласт однороден. Если изменение проницаемости по вертикали меньше, чем по горизонтали, то определенные по графикам  $C_1$  будут завышенными. Если же в разрезе нефтенасыщенного продуктивного пласта имеются пропластки, по которым жидкость не фильтруется, то коэффициент  $C_1$  близок к нулю. В этом случае за эффективную принимают вскрытую (перфорированную)

толщину пласта, вычитая суммарную толщину неработающих пропластков.

**Задача 2.10.** Определить коэффициент  $C_2$ , если  $r_c = 0,15$  м;  $l' = 30$  мм;  $n = 15$  отверстий на 1 м;  $d' = 11$  мм.

**Решение.**

$$l = l'/D = 30/300 = 0,1, \quad \alpha = d'/D = 11/300 = 0,037,$$

$$nD = 15 \cdot 0,3 = 4,5.$$

По графику (см. рис. 2.6) находим  $C_2 = 3,7$ .

При расчете коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия наиболее трудно определима глубина перфорационных каналов. Она зависит от толщины стенок обсадных труб, толщины и прочности цементного камня, крепости породы продуктивного пласта. Ориентировочные данные о глубине перфорационных каналов получают при стендовых испытаниях перфораторов.

Коэффициент дополнительных потерь, вызванных изменением проницаемости в призабойной зоне, определяется следующей формулой:

$$C_3 = [(k_0/k_1) - 1] \ln(r/r_c). \quad (2.13)$$

Обозначения в (2.13) приведены на рис. 2.3, для ее вывода можно воспользоваться методом, сходным с рассмотренным в задаче 2.4.

Из (2.13) следует, что коэффициент  $C_3$  может быть положительным при ухудшении свойств призабойной зоны ( $k_1 < k_0$ ) и отрицательным, когда свойства пласта улучшены, т. е. общие потери дав-

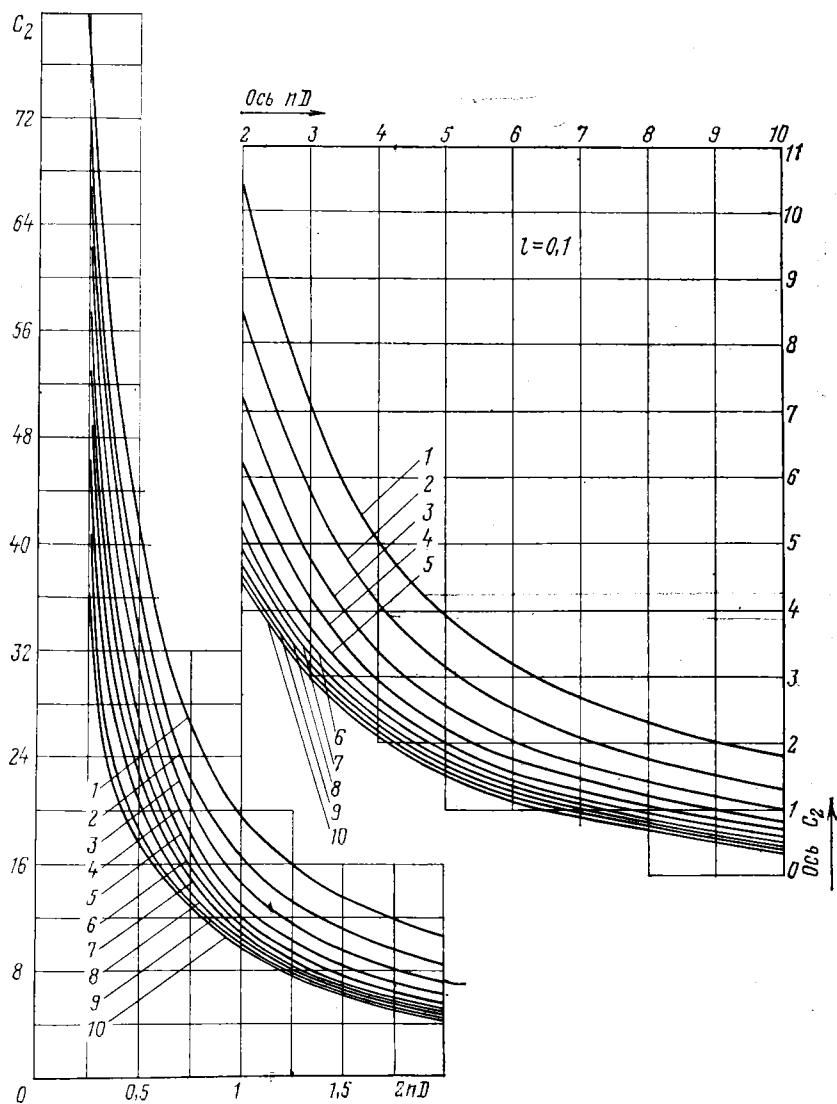
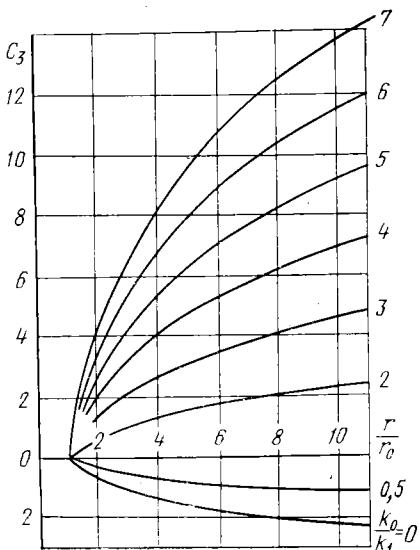


Рис. 2.6. График для определения коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия  $C_2$ :

$n$  — число отверстий на 1 м;  $D$  — диаметр скважин по долоту, м;  $l = l'/D$ , где  $l'$  — глубина проникновения пули в породу;  $\alpha = d'/D$ , где  $d'$  — диаметр отверстий, м;  $1 - \alpha = 0,02$ ;  $2 - \alpha = 0,04$ ;  $3 - \alpha = 0,06$ ;  $4 - \alpha = 0,08$ ;  $5 - \alpha = 0,10$ ;  $6 - \alpha = 0,12$ ;  $7 - \alpha = 0,14$ ;  $8 - \alpha = 0,16$ ;  $9 - \alpha = 0,18$ ;  $10 - \alpha = 0,20$

Рис. 2.7. Зависимость коэффициента дополнительных потерь  $C_3$  вследствие изменения проницаемости в призабойной зоне от радиуса призабойной зоны и проницаемости породы



ления могут быть больше или меньше, чем в скважине, свойства призабойной зоны которой не нарушены. На рис. 2.7 приведены графики зависимости коэффициента  $C_3$  от  $k_0/k_1$  и  $r/r_c$ , из которых можно сделать вывод, что положительные значения коэффициента  $C_3$  могут быть сколь угодно большими, тогда как отрицательные — ограничены кривой  $k_0/k_1 = 0$ , т. е.  $k_1 = \infty$ .

По (2.13) и графикам (рис. 2.7) нельзя определить коэффициент дополнительных потерь по проницаемости, так как нам неизвестны ни радиус зоны нарушенной проницаемости  $r$ , ни среднее значение проницаемости  $k_1$ . Формулу для определения коэффициента  $C_3$  можно получить, решая совместно уравнения (2.7) и (2.13)

$$C_3 = [(k_0/k) - 1] \ln(R_k/r_c), \quad (2.14)$$

где  $k_0$  и  $k$  — проницаемость пласта в зоне скважины, определенная по КВД и по данным исследования при установившихся отборах.

По (2.14) определяют коэффициент дополнительных сопротивлений по проницаемости скважины, совершенной по степени и характеру вскрытия. Если скважина несовершена по степени и (или) характеру вскрытия, а проницаемость призабойной зоны определена без учета этого несовершенства

$$k = K b \mu \ln(R_k/r_c)/(2\pi h), \quad (2.15)$$

то по (2.14) находят суммарный коэффициент дополнительных сопротивлений, вызванных несовершенством по степени и характеру вскрытия и изменением проницаемости. Но и в этом случае по (2.14) можно вычислить коэффициент дополнительных потерь, вызванных только изменением проницаемости. Для этого нужно взять  $k_1$ , определенную по (2.3), где вместо  $r_c$  используют приведенный радиус скважины, учитывающий несовершенство скважины по степени и (или) характеру вскрытия и в (2.14) вместо  $r_c$  — также приведенный радиус скважины.

**Задача 2.11.** Определить среднюю проницаемость призабойной зоны, если ее радиус  $r = 0,3; 0,6; 0,9$  м. Скважина совершенна по степени и характеру вскрытия;  $r_c = 0,15$  м;  $R_k = 300$  м. При обработке КВД была получена проницаемость  $k_0 = 0,32$  мкм<sup>2</sup>.

при обработке данных исследования методом установившихся отборов проницаемость  $k = 0,18 \text{ мкм}^2$ .

Решение. По (2.14) находим коэффициент дополнительных потерь депрессии по проницаемости

$$C_3 = [(k_0/k) - 1] \ln (R_k/r_c) = [(0,32/0,18) - 1] \ln (300/0,15) = 5,9.$$

По графикам (см. рис. 2.7) определяем, что для  $r/r_c = 2, 4$  и  $6$  значения  $k_0/k_1$  будут соответственно  $8,5; 5,4; 4,3$ . Для радиусов призабойной зоны  $r = 0,3; 0,6$  и  $0,9 \text{ м}$  проницаемость ее  $k_1$  будет соответственно  $0,038; 0,059$  и  $0,074 \text{ мкм}^2$ .

Задача 2.12. Определить относительные потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений различных видов в призабойной зоне скважины. Скважина расположена во втором эксплуатационном ряду. Расстояние между рядами  $600 \text{ м}$ , между скважинами в ряду  $600 \text{ м}$ . Радиус скважины по долоту  $r_c = 0,15 \text{ м}$ . Продуктивный пласт однороден, его толщина  $21 \text{ м}$ , степень вскрытия  $12$  отверстий на  $1 \text{ м}$ , диаметр отверстий  $11 \text{ мм}$ , глубина  $30 \text{ мм}$ . На скважине проведены гидродинамические исследования обоих видов. При обработке КВД получена проницаемость  $0,22 \text{ мкм}^2$ . Индикаторная линия прямая. Проницаемость призабойной зоны, определенная без учета несовершенства скважины,  $0,08 \text{ мкм}^2$ .

Решение. Для определения дополнительных потерь давления в призабойной зоне вследствие нарушения линейного закона фильтрации индикаторную кривую перестраивают в координатах  $Q/\Delta p - \Delta p$ , определяют коэффициент продуктивности. Затем находят депрессию, при которой работала бы скважина с дебитом  $Q$  при отсутствии инерционных сил. Сравнивая эту депрессию с фактической, определяют дополнительные потери на преодоление инерционных сил, а затем по формуле типа (2.10) находят коэффициент дополнительных потерь депрессии из-за нарушения линейности закона фильтрации.

Задача 2.13. Фонтанная скважина исследована методом установившихся отборов на трех режимах. Диаметры штуцера, дебиты скважины и соответствующие им забойные давления, замеренные скважинным манометром, приведены ниже.

Диаметр штуцера, мм	$Q, \text{т}/\text{сут}$	$p_{заб}, \text{МПа}$	$\Delta p, \text{МПа}$
3,6	25,2	17,52	0,68
4,0	42,0	17,04	1,16
5,0	63,0	16,44	1,76

Определить коэффициент проницаемости призабойной зоны и относительную потерю депрессии на преодоление дополнительных сопротивлений различных видов в призабойной зоне.

Исходные данные: эффективная толщина пласта  $h = 10 \text{ м}$ ; среднее расстояние между скважинами  $500 \text{ м}$ ; радиус скважины по долоту  $r_c = 0,124 \text{ м}$ ; плотность дегазированной нефти  $\rho_{нд} = 850 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu_n = 1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ; объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,3$ ; коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия  $C_1 = 1,2$ ;

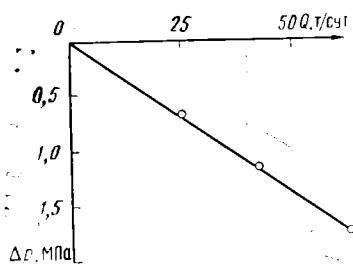


Рис. 2.8. Индикаторная линия, построенная по данным исследования скважины

$C_2 = 7,9$ . Скважина исследована также при неустановившемся режиме. Пластовое давление 8,2 МПа, проницаемость пласта, полученная при обработке КВД,  $k_0 = 0,785 \text{ мкм}^2$ .

Решение. Зная пластовое и забойные давления, находим депрессию при каждом режиме эксплуатации, строим индикаторную линию (рис. 2.8). Беря значение дебита при депрессии в 1 МПа, определяем коэффициент продуктивности  $K = Q/\Delta p = 36 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ .

По (2.3) получим проницаемость призабойной зоны

$$k = [(Kb\mu/(\rho_{\text{нд}}2\pi h)] [\ln(R_k/r_c) + C_1 + C_2] = \\ = \frac{36 \cdot 10^3 \cdot 10^{-6} \cdot 1,3 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3}}{850 \cdot 86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10} \left( \ln \frac{250}{0,124} + 9,1 \right) = 0,254 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Определим коэффициент дополнительных сопротивлений по проницаемости (2.14)

$$C_3 = \left( \frac{k_0}{k} - 1 \right) \left( \ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right) = \left( \frac{0,785 \cdot 10^{-12}}{0,254 \cdot 10^{-12}} - 1 \right) \times \\ \times \left( \ln \frac{250}{0,124} + 9,1 \right) = 34,9.$$

Потерю депрессии  $\eta$  (%) на различные виды дополнительных сопротивлений в призабойной зоне определяем по (2.12). Потери, вызванные несовершенством по степени вскрытия

$$\eta_1 = \frac{100C_1}{\ln(R_k/r_c) + C_1 + C_2 + C_3} = \frac{100 \cdot 1,2}{7,6 + 1,2 + 7,9 + 34,9} = 2,3\%.$$

Потери на преодоление дополнительных сопротивлений вследствие несовершенства скважин по характеру вскрытия  $\eta_2 = 15,3\%$ , вследствие ухудшения проницаемости в призабойной зоне  $\eta_3 = 67,7\%$ . Таким образом, коэффициент полезного использования депрессии в данной скважине  $\eta_0$  равен всего 14,7%. В подобных случаях необходимо воздействие на призабойную зону.

Задача 2.14. Фонтанная скважина исследована методом установившихся отборов на четырех режимах (табл. 2.1).

Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности призабойной зоны и относительный расход депрессии на дополнительные сопротивления различных видов в призабойной зоне.

Исходные данные: эффективная толщина пласта 12 м; радиус зоны дренирования скважины  $R_k \approx 200$  м; радиус скважины по долоту 0,124 м; плотность дегазированной нефти 840 кг/м<sup>3</sup>; вязкость нефти в пластовых условиях 1,2 мПа·с; объемный коэффициент

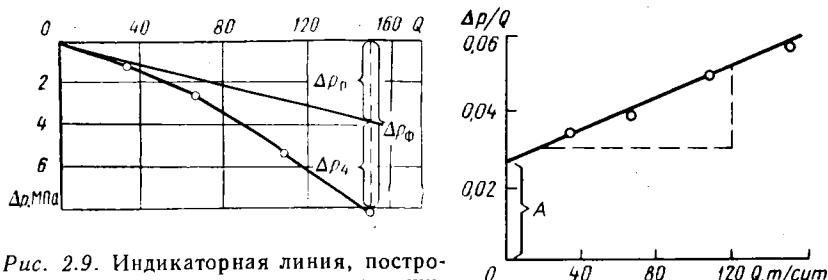


Рис. 2.9. Индикаторная линия, построенная по данным исследования скважины.

Рис. 2.10. Данные исследования скважины, представленные в координатах  $\Delta p/Q$  и  $Q$

нефти 1,3. При обработке КВД определена проницаемость  $k_0 = 0,175 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $p_{\text{пл}} = 20 \text{ МПа}$ ,  $p_{\text{нас}} = 11 \text{ МПа}$ .

Таблица 2.1 Данные исследования скважины при установившихся режимах

$Q, \text{т}/\text{сут}$	$p_{\text{заб}}, \text{МПа}$	$\Delta p, \text{МПа}$	$\Delta p/Q, \text{МПа} \cdot \text{сут}/\text{т}$	$\eta_0, \%$	$\eta_{1,2,3}, \%$	$\eta_{4+}, \%$
34	18,84	1,16	0,034	35,3	40,5	24,2
66	17,43	2,57	0,039	30,7	35,4	33,9
108	14,71	5,29	0,049	24,4	28,4	47,2
150	11,45	8,55	0,057	21,1	24,5	54,4

Решение. По результатам исследования (см. табл. 2.1) построена индикаторная линия (рис. 2.9). Она оказалась выпуклой к оси дебитов. Так как в процессе исследований забойные давления выше давления насыщения, сделано предположение, что причиной искривления индикаторной линии является нарушение линейности закона фильтрации.

Результаты обработки данных исследования скважин при нелинейном законе фильтрации позволяют получить уравнение индикаторной линии как в двухчленной, так и степенной форме.

Чаще данные исследования обрабатывают по двухчленной формуле

$$\Delta p = AQ + BQ^2, \quad (2.16)$$

которая дает возможность определить свойства призабойной зоны пласта. В (2.16) первое слагаемое в правой части — потери депрессии на трение при фильтрации жидкости в пористой среде, второе — инерционные потери. Если инерционные потери малы и вторым членом можно пренебречь, то оставшаяся часть уравнения (2.16) является формулой Дюпюи, где коэффициент  $A$  — величина, обратная коэффициенту продуктивности.

Представив уравнение (2.16) в виде

$$\Delta p/Q = A + BQ, \quad (2.17)$$

можно определить коэффициенты  $A$  и  $B$  как параметры прямой в координатах  $\Delta p/Q$  и  $Q$ .

На рис. 2.10 приведены данные исследования в координатах  $\Delta p/Q - Q$  (см. табл. 2.1). Отрезок, отсекаемый прямой на оси  $\Delta p/Q$ , дает значение коэффициента  $A = 0,026 \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т}$ , угловой коэффициент  $B = (0,051 - 0,03)/(120 - 20) = 0,21 \cdot 10^{-3} \text{ МПа} \cdot \text{сут}^2/\text{т}^2$ .

Определяем коэффициент проницаемости призабойной зоны

$$k = b_n \mu \ln(R_k/r_c)/(A2\pi h) = 1,3 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} \ln(200/0,124) \cdot 10^3 / (0,026 \cdot 10^6 \times 840 \cdot 86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 12) = 0,081 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Находим гидропроводность пласта

$$kh/\mu = 0,081 \cdot 10^{-12} \cdot 12 / (1,2 \cdot 10^{-3}) = 0,81 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с.}$$

Рассчитываем суммарный коэффициент несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия и по проницаемости

$$C_{1,2,3} = \left( \frac{k_0}{k} - 1 \right) \ln \frac{R_k}{r_c} = \left( \frac{0,175 \cdot 10^{-12}}{0,081 \cdot 10^{-12}} - 1 \right) \ln \frac{200}{0,124} = 8,58.$$

При линейном законе фильтрации индикаторная линия была бы прямой с угловым коэффициентом, равным коэффициенту продуктивности. Для исследованной скважины

$$K = 1/A = 1/0,026 = 38,5 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа}),$$

индикаторная прямая, соответствующая рассчитанному коэффициенту продуктивности нанесена на рис. 2.9.

Для дебита 150 т/сут изменение депрессии вследствие нарушения линейности закона фильтрации определим как разность между фактической депрессией и рассчитанной для коэффициента продуктивности  $K$ .  $\Delta p_4 = \Delta p_f - \Delta p_p = 8,55 - 3,90 = 4,65 \text{ МПа}$ .

Коэффициент дополнительных потерь давления, вызванный нарушением линейности закона фильтрации, определим из уравнения

$$\Delta p_4 = [Q\mu b_n/(2\pi k_0 h)] C_4. \quad (2.18)$$

$$C_4 = \frac{2\pi k_0 h \Delta p_4}{Q\mu b_n} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,175 \cdot 10^{-12} \cdot 12 \cdot 4,65 \cdot 10^6 \cdot 840 \cdot 86400}{150 \cdot 10^3 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3} = 19,01.$$

Относительные потери депрессии находим по (2.12). Потери вследствие нелинейности закона фильтрации

$$\eta_4 = \frac{100 C_4}{\ln(R_k/r_c) + C_{1,2,3} + C_4} = \frac{100 \cdot 19,01}{7,39 + 8,58 + 19,01} = 54,4 \%,$$

вследствие несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия и по проницаемости  $\eta_{1,2,3} = 24,5 \%$  и собственно на сопротивления при фильтрации жидкости в продуктивном пласте  $\eta_0 = 21,1 \%$ .

Задачу по определению  $\eta$  можно решить и по-другому, непосредственно определить  $\eta_4 = 100 \Delta p_4 / \Delta p_F$  (см. рис. 2.9), а значение  $100 \Delta p_F / \Delta p_F$  распределить между  $\eta_{1,2,3}$  и  $\eta_0$  пропорционально величинам  $C_{1,2,3}$  и  $\ln(R_k/r_c)$ .

Расчетные значения сведены в табл. 2.1. Как видно из табл. 2.1, дополнительные потери депрессии при нарушении линейности закона фильтрации могут быть значительными и их удельный вес возрастает с увеличением дебита.

В разобранных задачах интерпретировали данные исследования безводных скважин. Методом установившихся отборов широко исследуют и обводненные скважины, в результате чего строят индикаторную линию, если она оказывается прямой, определяют коэффициент продуктивности скважины. Проницаемость призабойной зоны обычно не определяют ввиду низкой точности результатов расчетов.

С ростом обводненности коэффициенты продуктивности скважин обычно сначала понижаются, так как суммарная фазовая проницаемость всегда меньше абсолютной, более того, возрастает фиктивная вязкость движущегося в призабойной зоне двухфазного потока. Оценить эту фиктивную вязкость с достаточной точностью очень трудно. Поэтому при обработке данных исследования обводненных скважин сразу определяется коэффициент гидропроводности

$$kh/\mu = [Kb/(2\pi)] [\ln(R_k/r_c) + S] \quad (2.19)$$

где  $b$  — объемный коэффициент жидкости (смеси нефти и воды).

Для приблизительной оценки проницаемости призабойной зоны при фильтрации в пласте газированной жидкости данные исследования скважин методом установившихся отборов обрабатывают, используя функцию С. А. Христиановича [14].

Необходимо отметить, что довольно редки случаи, когда эксплуатационный объект представлен единым монолитным примерно однородным по свойствам пластом. Чаще всего он состоит из отдельных пропластков с различной гидропроводностью, более или менее изолированных друг от друга. Часто в один эксплуатационный объект входят продуктивные пласти, разделенные непроницаемыми породами большой толщины. Совместная эксплуатация этих пластов и пропластков в одной скважине создает условия перетоков жидкости из одного пропластка в другой. Неконтролируемые перетоки приводят к ухудшению свойств призабойной зоны отдельных пропластков, т. е. к уменьшению производительности скважин, а также к уменьшению коэффициента нефтеотдачи.

На рис. 2.11 приведены индикаторные линии эксплуатационного объекта, состоящего из двух пластов (пропластков). На рис. 2.11, а оба пропластка имеют одно и то же пластовое давление, приведенное к некоторому определенному уровню, перетоки отсутствуют при работе скважины с любой депрессией и после восстановления давления в остановленной скважине, коэффициент

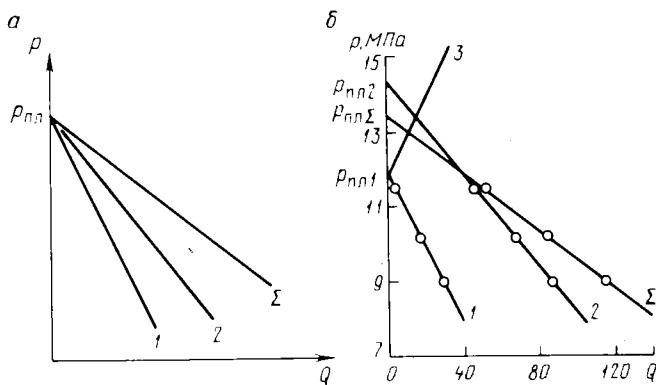


Рис. 2.11. Индикаторные линии объекта, состоящего из двух пропластков:  
— с одинаковыми приведенными пластовыми давлениями  $p_{пл1} = p_{пл2}$ ; б — с различными  $p_{пл2} > p_{пл1}$

продуктивности скважины равен сумме коэффициентов продуктивности пропластков. На рис. 2.11, б рассмотрен случай, когда приведенные пластовые давления пропластков не одинаковы ( $p_{пл2} > p_{пл1}$ ). Здесь также общую индикаторную линию ( $\Sigma$ ) можно получить, суммируя индикаторные линии пропластков ( $K_\Sigma = K_1 + K_2$ ), но перетоки между пропластками отсутствуют лишь в работающей скважине, когда забойное давление меньше  $p_{пл1}$ . При меньшей депрессии и в остановленной скважине жидкость, поступающая из пласта 2, поглощается пластом 1 частично или полностью.

Следует отметить, что перетоки между пропластками происходят и при равенстве пластовых давлений сразу же после остановки скважины в течение восстановления давления, если проницаемости пропластков различны. После закрытия скважины давление восстанавливается быстрее в пропластке с более высокой проницаемостью, что приводит к перетоку жидкости из скважины в пласт с меньшей проницаемостью. При разработке нефтяных месторождений встречаются оба случая (см. рис. 2.11). При хорошей гидродинамической связи и одинаковых уровнях водонефтяного контакта пропластков в эксплуатационных скважинах приведенные пластовые давления в обоих пропластках будут одинаковы вплоть до начала обводнения одного из них. В обводненных скважинах после их остановки устанавливаются перетоки из верхнего пласта в нижний.

Если пласти не имеют естественной гидродинамической связи, но система ППД у них единая (одновременная закачка воды в оба пласта одними и теми же нагнетательными скважинами), то перетоки в простаивающих эксплуатационных скважинах будут существовать в безводный период эксплуатации из нижнего пласта в верхний.

Различие в приведенных пластовых давлениях в обоих случаях обуславливается разницей плотностей воды  $\rho_w$  и нефти  $\rho_n$  и зависит от расстояния между пластами  $h$

$$\rho_{pl2} - \rho_{pl1} = hg (\rho_w - \rho_n). \quad (2.20)$$

После обводнения одного из пластов приведенные пластовые давления становятся одинаковыми (случай ППД). Если пласти не имеют ни естественной, ни искусственной гидродинамической связи, а залежь эксплуатируется на режиме истощения, то в результате относительно большего отбора нефти из хорошо проницаемых пластов пластовое давление в них падает быстрее, чем в плохо проницаемых. Со временем различие в пластовых давлениях пластов с разной проницаемостью обычно увеличивается и может достичь большой величины.

Итак, кратковременные перетоки происходят в начальный период восстановления давления, обычно из хорошо проницаемого пласта в плохо проницаемый даже при равенстве приведенных давлений. Постоянные перетоки между пластами возможны лишь при различных приведенных пластовых давлениях в пропластках.

Использование скважинных дебитомеров и расходомеров при исследовании позволяет не только определить величину и направление этих перетоков и условия их существования, но и гидропроводность и проницаемость отдельных пропластков, изменение этих параметров во времени, выявить интервал воздействия на призабойную зону.

**Задача 2.15.** Скважина одновременно эксплуатирует два пласта. При исследовании скважины методом установившихся отборов использовался дебитомер. Данные исследования приведены

$p_{заб}$ , МПа	$Q_1$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_2$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{\Sigma}$ , м <sup>3</sup> /сут
11,5	4,0	47,0	51,0
10,2	16,6	67,4	84,0
9,0	28,5	86,5	115,0

Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности пластов, количество жидкости, поглощаемой одним из пластов при остановке скважины, минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости.

Эффективная толщина первого пласта 6 м, второго 15 м; скважина совершенна по степени и характеру вскрытия, радиус скважины 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 500 м; вязкость нефти в пластовых условиях 3 мПа·с.

**Решение.** По данным исследования строим индикаторные линии для первого (1) и второго (2) пластов и общую индикаторную линию ( $\Sigma$ ) (рис. 2.11, б). Индикаторные линии прямые, поэтому точки пересечения их с осью давления позволяют определить для первого пласта  $p_{pl1} = 11,9$  МПа, для второго  $p_{pl2} = 14,4$  МПа, давление в остановленной скважине  $p_{pl\Sigma} = 13,45$  МПа.

Установившееся давление  $p_{pl\Sigma}$  можно определить графически по индикаторным линиям 1 и 2. Для пласта с меньшим пластовым давлением  $p_{pl1}$  строим индикаторную прямую поглощения

3 — зеркальное отображение прямой 1. Ордината точки пересечения прямых 3 и 2 будет соответствовать давлению  $p_{\text{пл}\Sigma}$ , а отрезок от точки пересечения до оси ординат — дебиту перетока жидкости из пласта 2 в пласт 1:  $Q_{\text{пер}} \approx 15 \text{ м}^3/\text{сут}$ . При  $p_{\text{заб}} < p_{\text{пл}\Sigma}$  приток из второго пласта будет больше, чем поглощение первым, и тем больше, чем меньше забойное давление. Наконец, при  $p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}1}$  первый пласт прекратит поглощать жидкость и приток из второго пласта будет являться продукцией скважины. По рис. 2.11, б определим минимальный дебит в отсутствии поглощения  $Q_{\text{min}} = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Расчеты можно вести и аналитически. Зная пластовые давления и дебиты при  $p_{\text{заб}} = 9 \text{ МПа}$ , определим коэффициенты продуктивности пластов и суммарный

$$K_1 = Q_1 / (p_{\text{пл}1} - p_{\text{заб}}) = 28,5 / (11,9 - 9,0) = 9,83 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_2 = Q_2 / (p_{\text{пл}2} - p_{\text{заб}}) = 86,5 / (14,4 - 9,0) = 16,02 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_{\Sigma} = Q_{\Sigma} / (p_{\text{пл}\Sigma} - p_{\text{заб}}) = 115 / (13,45 - 9,0) = 25,85 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

По расчетам:  $K_{\Sigma} = K_1 + K_2$ .

При  $p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}\Sigma}$  производительность второго пласта равна поглощению первого

$$Q'' = K_2 (p_{\text{пл}2} - p_{\text{пл}\Sigma}) = 16,02 (14,4 - 13,45) = 15,22 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q' = K_1 (p_{\text{пл}1} - p_{\text{пл}\Sigma}) = 9,83 (11,9 - 13,45) = -15,24 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{\text{пер}} \approx 15,23 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости первым пластом

$$Q_{\text{min}} = K_2 (p_{\text{пл}2} - p_{\text{пл}1}) = 16,02 (14,4 - 11,9) = 40,05 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Для определения коэффициентов гидропроводности и проницаемости пластов воспользуемся формулой Дюпюи. За  $R_k$  примем половину среднего расстояния между скважинами. Учтем, что дебит замеряли дебитометром на забое скважины.

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right)_1 = \frac{K_1 \ln (R_k/r_c)}{2\pi} = \frac{9,83 \ln (250/0,124)}{86400 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 3,14} = 1,38 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$k_1 = \left( \frac{kh}{\mu} \right)_1 \frac{\mu}{h_1} = \frac{1,38 \cdot 10^{-10} \cdot 3 \cdot 10^{-3}}{6} = 0,069 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2;$$

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right)_2 = \frac{K_2 \ln (R_k/r_c)}{2\pi} = \frac{16,02 \ln (250/0,124)}{86400 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 3,14} = 2,25 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$k_2 = 0,045 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Как видно из задачи, принципы обработки данных исследования скважин методом установившихся отборов одинаковы и при наличии в скважине одного продуктивного пласта и тогда, когда этих пластов несколько.

Задача 2.16. Скважина, эксплуатирующая одновременно три нефтеносных пропластка, исследована методом установившихся

отборов. Забойные давления, суммарные дебиты и дебиты пропластков, замеренные глубинным дебитометром, приведены ниже.

$p_{заб}$ , МПа	$Q_1$ , т/сут	$Q_2$ , т/сут	$Q_3$ , т/сут	$Q_{\Sigma}$ , т/сут
15,3	22,4	6,0	61,5	89,9
15,0	34,9	9,7	71,4	116,0
14,8	44,0	13,3	78,0	135,3
14,35	58,6	18,0	90,5	167,1

Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности пропластков, характеристику перетоков жидкости после остановки скважины, минимальный дебит, при котором не происходит поглощение жидкости.

Эффективная толщина пластов 15, 3 и 10 м. Радиус скважины  $r_c = 0,15$  м,  $R_k = 300$  м, скважина совершенна по степени вскрытия, обсажена колонной. Плотность перфорации во всех продуктивных пропластках одинакова,  $C_2 = 5$ . Плотность дегазированной нефти 850 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях 2 мПа·с, объемный коэффициент 1,25.

## ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ИНДИКАТОРНЫХ ЛИНИЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Правильность выбора оборудования и режима работы скважины во многом определяется точностью построения индикаторной линии или вычисления коэффициента продуктивности. Для построения индикаторной линии замеряют дебит и забойное давление. Погрешность при измерении дебита существующими скважинными приборами находится в пределах 5 %. Точность замера дебита на групповых установках типа «Спутник» не намного выше. Погрешности в замерах забойных давлений ниже 1 % для манометра любого типа.

Если при исследовании скважины она работала не менее чем на трех режимах и режимы были установленными, то при правильной обработке данных исследования погрешность в определении коэффициента продуктивности не должна превышать 10 %.

Об установлении режима судят по стабилизации дебита. Для этого последовательно три раза измеряют дебиты, и если разница между ними и средним их значением не выходит за пределы допустимой погрешности в замерах дебита, то считают, что режим установлен. Время установления режима зависит от свойств пласта и насыщающих жидкостей. Определить его можно из уравнения распространения импульса давления в пористой среде или уравнения расширения воронки депрессии [28]

$$R = 2 \sqrt{\kappa t} . \quad (2.21)$$

Учитывая выражение для коэффициента пьезопроводности, получим \*

$$t = R_k^2 \mu (m\beta_{ж} + \beta_c) / (4k), \quad (2.22)$$

где  $m$  — пористость пласта;  $\beta_{ж}$  — коэффициент сжимаемости жидкости;  $\beta_c$  — коэффициент сжимаемости пористой среды.

Пределы значений коэффициентов сжимаемости нефтей, воды и горных пород следующие (в скобках средние величины):

$$\beta_n = (7 - 140) \cdot 10^{-4}; \quad (\bar{\beta}_n = 10 \cdot 10^{-4}), \text{ МПа}^{-1};$$

$$\beta_w = (2,7 - 5) \cdot 10^{-4}; \quad (\bar{\beta}_w = 4,5 \cdot 10^{-4}), \text{ МПа}^{-1}; \quad \beta_p = 10^{-4} \text{ МПа}.$$

**Задача 2.17.** В процессе исследования изменен режим работы фонтанной скважины. Определить по результатам замеров дебит скважины после выхода ее на установившийся режим при следующих исходных данных:  $R_k = 200$  м, проницаемость пласта  $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ , пористость  $m = 20\%$ , скважина не обводнена,  $\mu_n = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ,  $\beta_n = 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ .

**Решение.** Пользуясь (2.22), оценим время установления режима. За коэффициент сжимаемости пористой среды примем коэффициент сжимаемости породы

$$t = 200^2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 10^{-9} + 10^{-10}) / (4 \cdot 0,1 \cdot 10^{-12}) = 60\,000 \text{ с} = 16 \text{ ч } 40 \text{ мин.}$$

Последовательно проведенные через 14 ч после смены штуцера замеры дали следующие дебиты: 120, 110 и 105 т/сут. Средний дебит 112 т/сут, а максимальное отклонение замеренной величины от среднего значения больше 7 % ( $\frac{120-112}{112} \cdot 100\% = 7\%$ ). Точность замера дебита на данной групповой 4 %, режим еще не установленся.

По замерам, проведенным через 20 ч после смены режима, были получены дебиты 100, 105, 98 т/сут. Средний дебит 101 т/сут, максимальное отклонение меньше 4 %. Режим установленся, и дебит равен 101 т/сут.

Фактическую погрешность при замерах дебита на данной групповой установке определяют также с помощью последовательных замеров дебитов скважин. При этом режимы работы как скважины, на которой осуществляются замеры, так и окружающих скважин должны быть наверняка установленными, т. е. до замеров они работают без смены режима несколько дней.

Итак, погрешность при построении индикаторных линий и определении коэффициента продуктивности по данным исследования скважин лежит в пределах 10 %. Точность определения проницаемости призабойной зоны ([см. формулу (2.3)] гораздо ниже. При расчете проницаемости налагаются погрешности, связанные с условностью выбора значения  $R_k$  (задача 2.7), и погрешности при

\* Уравнение (2.22) является по существу формулой А. Чатаса с поправкой на сжимаемость пористой среды. К. Миллер с соавторами считают, что для полной стабилизации режима требуется время в 4 раза большее [29].

определении коэффициентов несовершенства скважины, особенно коэффициента несовершенства по характеру вскрытия. Поэтому в лучшем случае проницаемость может быть определена с погрешностью до 20 %. Но это кажущаяся проницаемость призабойной зоны, искаженная влиянием соседней, ненарушенной в процессе бурения и эксплуатации зоны пласта. Истинная проницаемость призабойной зоны может в несколько раз отличаться от рассчитанной по (2.3) и зависит от расстояния, на котором свойства пласта нарушены (см. задачи 2.4—2.6).

Малая точность при определении проницаемости призабойной зоны не основание, чтобы считать это бесполезным. Сравнение проницаемостей призабойной зоны и пласта дает возможность установить качественные изменения в призабойной зоне, а степень их различия — показатель качества вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины. Сравнивая проницаемости призабойных зон скважин, изменение их по пропласткам и во времени, можно более обоснованно выбрать метод и интервал воздействия на призабойную зону в той или иной скважине.

Рассмотренная выше точность построения индикаторных линий или расчета коэффициента продуктивности не учитывает погрешности при определении забойного давления. Это можно делать при непосредственных замерах давления скважинными манометрами. При косвенных методах определения забойных давлений, которые мы рассмотрим ниже, погрешности могут быть значительными, что резко снижает точность построения индикаторных линий и определения коэффициентов продуктивности. Поэтому к косвенным методам нужно прибегать лишь в крайних случаях, когда забойное давление нельзя непосредственно измерить.

## Фонтанный способ эксплуатации

При исследовании фонтанных скважин возможно использование трех косвенных методов определения забойного давления: расчет по устьевому давлению, по затрубному и динамическому уровням в затрубном пространстве.

Наиболее универсален первый метод. Его можно использовать для скважин с пакеровкой затрубного пространства и без; при спуске НКТ до верхних отверстий перфорации и тогда, когда башмак НКТ находится высоко над забоем, при забойном давлении выше и ниже давления насыщения.

Зная устьевое давление, дебит скважины и диаметр НКТ, газовый фактор и обводненность продукции, свойства жидкостей и газа и пластовую температуру, по одной из многочисленных методик расчета движения газожидкостной смеси по трубам, некоторые из которых приведены в разделе 5, определяют давление на уровне башмака НКТ. Если НКТ спущены до верхних отверстий перфорации, то это и будет забойным давлением, приведенным к уровню верхних отверстий. Если между башмаком НКТ и уровнем приведения забойного давления расстояние большое, то проводятся по-

dobnye же расчеты, но для движения газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне.

Следует отметить, что точность определения забойного давления расчетным методом невелика. Даже при правильном выборе методики расчета для условий данного месторождения различия между расчетными и фактическими забойными давлениями могут достигать 5—8 %, что может привести к погрешностям при определении коэффициента продуктивности до 25 %. Особенно возрастают ошибки при расчете забойного давления в обводненных скважинах.

Задача 2.18. Фонтанная скважина исследована на трех режимах. Дебиты скважины, устьевые и забойные давления приведены ниже.

$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$p_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	$p_y, \text{ МПа}$
288,7	11,20	0,88
176,5	12,00	1,11
87,1	12,63	1,26

Рассчитать забойные давления по устьевым при различных режимах по методикам Ж. Оркишевского, А. П. Крылова — Г. С. Лутошкина, Ф. Поэтмана — П. Карпентера\*. Расчетные забойные давления сравнить с измеренными, определить погрешность расчета.

Данные для расчетов: НКТ спущены до интервала перфорации, внутренний диаметр труб 62 мм, глубина скважины 1600 м, скважина не обводнена; плотность пластовой нефти 791 кг/м<sup>3</sup>, дегазированной 852 кг/м<sup>3</sup>; вязкость пластовой нефти 2,6 мПа·с, дегазированной 8,3 мПа·с; поверхностное натяжение на границе нефть — попутный газ  $\sigma = 26 \cdot 10^{-3}$  Н/м; газовый фактор 60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; давление насыщения 9 МПа; плотность газа 1,343 кг/м<sup>3</sup>, температура пласта 29 °C; температура на устье при  $Q = 288,7 \text{ м}^3/\text{сут}$  20 °C.

Задача 2.19. Построить индикаторную линию по данным исследования скважины методом установившихся отборов. Забойные давления рассчитать по методике Поэтмана — Карпентера по давлениям на устье. Дебиты по жидкости и соответствующие устьевые давления приведены ниже.

$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	477,0	318,0	127,2
$p_y, \text{ МПа}$	0,72	1,49	2,25

Данные для расчетов: глубина скважины 2150 м, длина НКТ 2130 м, внутренний диаметр 76 мм. Продукция скважины обводнена на 50 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м<sup>3</sup>, воды 1080 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор 107 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, плотность газа 1,1 кг/м<sup>3</sup>. Средняя температура потока 60 °C.

Определение забойного давления по затрубному давлению и положению динамического уровня можно осуществить в фонтанных скважинах, не оборудованных пакером.

\* Методики и порядок расчета изложены в гл. 5.

Если забойное давление и давление у башмака НКТ меньше давления насыщения, то выделяющийся из нефти газ частично поступает в затрубное пространство. Давление в затрубном пространстве повышается и динамический уровень понижается. При каком-то определенном, максимальном для данного режима работы скважины затрубном давлении динамический уровень достигает башмака НКТ и происходит прорыв газа в фонтанные трубы. Давление в затрубье падает, и после перекрытия башмака НКТ притекающей из пласта жидкостью снова начинает расти.

Зная максимальное давление в затрубном пространстве при работе скважины с определенным штуцером, рассчитывают давление у башмака по барометрической формуле. Оно будет равно забойному давлению, если НКТ спущены до верхних отверстий перфорации. Если между башмаком и кровлей пласта расстояние не превышает 100 м, то можно пренебречь потерями на трение при движении смеси по эксплуатационной колонне на этом участке и определить забойное давление по формуле

$$\rho_{заб} = \rho_b + (L - H) \rho_{см} g, \quad (2.23)$$

где  $\rho_{заб}$ ,  $\rho_b$  — давления на забое, у башмака скважины соответственно;  $L$  — расстояние до кровли пласта;  $H$  — длина НКТ;  $\rho_{см}$  — плотность газожидкостной смеси.

Если  $L - H > 100$  м, то перепад давления на этом участке рассчитывают по одной из методик, рассмотренных в разделе 5.

**Задача 2.20.** Определить забойное давление в фонтанной скважине по затрубному давлению на устье для следующих условий: глубина скважины  $L = 1500$  м, внутренний диаметр эксплуатационной колонны  $D = 0,15$ , длина НКТ  $H = 1400$  м, затрубное давление  $\rho_{затр} = 7$  МПа, дебит скважины 110 т/сут, обводненность 20 %, плотность пластовой нефти  $\rho_{нп} = 750$  кг/м<sup>3</sup>, дегазированной  $\rho_{нд} = 850$  кг/м<sup>3</sup>, плотность воды  $\rho_w = 1120$  кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,2$ , давление насыщения  $\rho_{нас} = 11,5$  МПа, газовый фактор  $\Gamma = 100$  м<sup>3</sup>/т, плотность газа по воздуху  $\bar{\rho}_c = 0,8$ , средний коэффициент растворимости газа  $\alpha = 6$  м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup> · МПа), пластовая температура  $t_{пл} = 60$  °С, температура потока на устье  $t_y = 28$  °С.

**Решение.** Давление у башмака определяем по формуле

$$\rho_b = \rho_{затр} e^{0.03415 H \bar{\rho}_c / (z \bar{T}_{затр})}, \quad (2.24)$$

где  $\bar{T}_{затр}$  — средняя абсолютная температура газа в затрубном пространстве;  $z$  — коэффициент сверхжимаемости газа.

$$\bar{T}_{затр} = (t_{пл} + t_y)/2 + 273 = (60 + 28)/2 + 273 = 317 \text{ К.}$$

$z = 0,76$ , коэффициент сверхжимаемости определяется исходя из плотности газа, для средней температуры в затрубном пространстве и давления  $\rho_{затр}$  (см. гл. 1)

$$\rho_b = 7,0 e^{0,03415 \cdot 1400 \cdot 0,8 \cdot (0,76 \cdot 317)} = 8,20 \text{ МПа.}$$

Так как давление у башмака НКТ значительно меньше давления насыщения, то от забоя до башмака движется газожидкостная смесь. Плотность ее определим по формуле А. П. Крылова

$$\rho_{\text{см}} = [(q + 0,785D^2)/(q + 0,785D^2 + V)] \rho_{\text{ж}}, \quad (2.25)$$

где  $q$  — дебит жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ,

$$q = [Q(1 - n_{\text{в}}/100)(b_{\text{н}}(p)/\rho_{\text{нд}}) + Q(n_{\text{в}}/100)(1/\rho_{\text{в}})]/86\,400, \quad (2.26)$$

$b_{\text{н}}(p)$  — объемный коэффициент нефти при давлении у башмака определяется так же, как плотность нефти при этом давлении  $\rho_{\text{н}}(p)$  — по данным исследования проб нефти или рассчитывается по эмпирическим формулам (см. гл. 1). При  $p_6 = 8,2 \text{ МПа}$ ,  $b_{\text{н}} = 1,15$ , тогда

$$q = [110 \cdot 10^3 (1 - 0,2) (1,15/850) + 110 \cdot 10^3 \cdot 0,2 (1/1120)]/86\,400 = \\ = 1,61 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с},$$

$V$  — средний объемный расход газа в интервале забой—башмак. Принимая среднее давление в интервале от забоя до башмака равным давлению у башмака, найдем

$$V = (Q(1 - n_{\text{в}}/100)[\Gamma - (\alpha 10^3/\rho_{\text{нд}})(p_6 - 0,1)] \rho_0)/(86\,400 \rho_6) = \\ = [110(1 - 0,2)[100 - (6 \cdot 10^3/850)(8,2 - 0,1)] 0,1]/(86400 \cdot 8,2) = \\ = 0,53 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $\rho_0 \approx 0,1 \text{ МПа}$  — атмосферное давление.

Зная объемные расходы нефти и воды (числитель в формуле (2.26) и их плотности, находим плотность жидкости

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{(1 - n_{\text{в}}/100)(b_{\text{н}}(p)/\rho_{\text{нд}})\rho_{\text{н}}(p) + n_{\text{в}}/100}{(1 - n_{\text{в}}/100)(b_{\text{н}}(p)/\rho_{\text{нд}}) + (n_{\text{в}}/100)(1/\rho_{\text{в}})} = \\ = \frac{(1 - 0,2)(1,15/850) \cdot 780 + 0,2}{(1 - 0,2)(1,15/850) + 0,2(1/1120)} = 828 \text{ кг}/\text{м}^3,$$

где  $\rho_{\text{н}}(p) = 780 \text{ кг}/\text{м}^3$  — плотность нефти при давлении 8,2 МПа.

По (2.25) определяем плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{\text{см}} = [(1,61 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2)/(1,61 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2 + \\ + 0,53 \cdot 10^{-3})] \cdot 828 = 806 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

По (2.23) находим забойное давление

$$\rho_{\text{заб}} = p_6 + (L - H) \rho_{\text{см}} g = 8,20 + (1500 - 1400) \cdot 806 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = \\ = 8,99 \text{ МПа}.$$

В расчетах пренебрегаем потерями на трение и относительным движением воды в нефти на участке забой—башмак НКТ, что приводит к уменьшению расчетного забойного давления по сравнению с фактическим.

Иногда расчеты плотности смеси на участке забой—башмак проводятся более грубо с использованием лишь плотности дегази-

рованной нефти и пренебрегая объемным коэффициентом. В этом случае дебит жидкости определяют следующим образом:

$$q = [Q(1 - n_b/100)1/\rho_{nd} + Q(n_b/100)1/\rho_b]/86400 = [110 \cdot 10^3 (1 - 0,2)/850 + 110 \cdot 10^3 \cdot 0,2/1120]/86400 = 1,43 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для определения плотности жидкости необходимо найти объемную обводненность продукции

$$n_0 = n_b/[n_b/100 + (1 - n_b/100)\rho_b/\rho_{nd}], \quad (2.27)$$

$$n_0 = 20/[0,2 + (1 - 0,2) \cdot 1120/850] = 16 \text{ \%}.$$

Тогда плотность жидкости

$$\rho_j = (1 - n_0/100)\rho_{nd} + (n_0/100)\rho_b = (1 - 0,16) \cdot 850 + 0,16 \cdot 1120 = \\ = 893 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность смеси найдем по (2.25)

$$\rho_{cm} = [(1,43 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2)/(1,43 \cdot 10^{-3} + 0,785 \cdot 0,15^2 + \\ + 0,53 \cdot 10^{-3})] \cdot 893 = 869 \text{ кг/м}^3,$$

а забойного давления по (2.23)

$$p_{zab} = 8,20 + (1500 - 1400) \cdot 869 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 9,05 \text{ МПа}.$$

Трудно сказать, какое из расчетных забойных давлений ближе к фактическому, но разница между ними меньше 1 %. Поэтому при  $L-H \leq 100$  м для определения забойного давления можно использовать оба метода. Рассчитав забойное давление при работе скважины на других режимах, можно построить индикаторную линию.

Подобные же методы пересчета приходится использовать и при замере забойного давления скважинными манометрами, когда глубины забоя и точки замера давления не совпадают.

Если  $L-H > 100$  м, то точность расчетов при определении забойного давления снижается, особенно в обводненных скважинах, так как содержание воды в жидкости в эксплуатационной колонне может быть много больше, чем обводненность продукции, определенная по поверхностным пробам.

И наконец, об определении забойного давления по динамическому уровню. При работе скважины на установившемся режиме, при  $\rho_b > \rho_{nas}$  в затрубном пространстве устанавливается динамический уровень, соответствующий забойному давлению. Динамический уровень будет устанавливаться и при  $\rho_b < \rho_{nas}$ , но при отборе газа из затрубного пространства.

Положение динамического уровня определяется эхолотом или волномером. Давление над динамическим уровнем рассчитывается по барометрической формуле, затем, вычисляя гидростатическое давление столба жидкости или газожидкостной смеси на участке уровень — башмак НКТ, определяют давление на башмаке. Зная давление на башмаке, забойное можно рассчитать одним из описанных выше методов.

При расчете гидростатического давления столба смеси в затрубном пространстве среднюю ее плотность ( $\rho_{cm \text{ затр}}$ ) при  $\rho_b > \rho_{nas}$

как в безводных скважинах, так и в обводненных можно определять по формуле

$$\rho_{\text{см затр}} = [\rho_{\text{пл}} + \rho_n (\rho_{\text{затр}})]/2, \quad (2.28)$$

где  $\rho_n (\rho_{\text{затр}})$  — плотность нефти при затрубном давлении.

Если затрубное давление близко к атмосферному, то  $\rho_n (\rho_{\text{затр}}) = \rho_{\text{нд}}$ . При  $\rho_b < \rho_{\text{нас}}$  и особенно в обводненных скважинах оценить  $\rho_{\text{затр}}$  с достаточной точностью довольно трудно.

### Газлифтный способ эксплуатации

При исследовании газлифтных скважин методом установившихся отборов наилучший способ определения забойного давления — его непосредственное измерение скважинными манометрами. Для скважин, оборудованных пакером, это по существу единственный надежный метод получения данных для построения индикаторной линии. Если в такие скважины спустить манометр невозможно вследствие большой скорости движения смеси по трубам, то используют расчетный метод, который применяют для выбора оборудования и установления режима работы скважин на данном месторождении. Сначала рассчитывают давление в трубах на уровне рабочего клапана с учетом расходов закачиваемого и пластового газов, затем определяют давление на башмаке подъемника при движении по НКТ пластовых жидкостей и газа и, наконец, находят забойное давление, рассчитывая движение газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне. К сожалению, точность расчета забойных давлений таким способом невелика, и даже в необводнившихся скважинах погрешность при определении коэффициента продуктивности могут превысить 20 %.

В скважинах, не оборудованных пакером, где рабочий агент закачивают через башмак НКТ, определить забойное давление можно с достаточной точностью по рабочему давлению закачиваемого газа, замеренному на устье. Если агент в НКТ поступает через рабочий клапан, то для расчета забойного давления помимо рабочего давления необходимо с помощью волномера измерить положение динамического уровня.

Наиболее распространено исследование газлифтных скважин методом АЗНИИ, а наилучшие результаты дает способ обработки данных, предложенный И. М. Муравьевым и А. П. Крыловым, когда давление у башмака подъемника или на уровне рабочего клапана определяют с учетом веса столба движущего газа и потерь на трение при его движении [11].

Задача 2.21. Газлифтная скважина исследована методом установившихся отборов. Режим работы скважины менялся с изменением расхода рабочего агента. Пластовое давление  $4,64 \text{ МПа}$ ; трубы однорядного подъемника опущены до верхних отверстий перфорации на глубину  $H = 950 \text{ м}$ . Относительная плотность газа  $\rho_r = 0,7$ ; средняя абсолютная температура газа в затрубном пространстве  $T_{\text{затр}} = 305 \text{ К}$ ; при существующих давлениях рабочего

агента (табл. 2.2) коэффициент сверхсжимаемости газа меняется в довольно узких пределах, примем  $z = 0,90$ .

Построить индикаторную линию; результаты наблюдений и вычисленные данные сведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 Данные исследования газлифтной скважины

Режим	Рабочее давление $p_p$ , МПа	Дебит нефти $Q$ , т/сут	Расход газа $V$ , м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление $p_{заб}$ (2.31), МПа	Депрессия $\Delta p$ , МПа	Забойное давление $p_{заб}$ (2.24), МПа	Депрессия $\Delta p$ , МПа
1	3,94	22,0	6000	4,27	0,37	4,28	0,36
2	3,22	39,7	9750	3,48	1,16	3,50	1,14
3	2,55	48,2	15000	2,72	1,92	2,77	1,87
4	3,05	43,0	18660	3,25	1,39	3,31	1,33

Решение. Давление на башмаке газлифтного подъемника будет отличаться от рабочего давления закачиваемого газа гидростатическим давлением, определяемым по (2.24), а также вследствие потерь давления на трение при движении газа по затрубному пространству. Потери на трение можно рассчитать по уравнению Дарси—Вейсбаха

$$p_1^2 - p_2^2 = mV_{ст}^2, \quad (2.29)$$

где  $p_1$  — давление на входе в газопровод;  $p_2$  — давление на выходе из него;  $V_{ст}$  — объемный расход газа в стандартных условиях;  $m$  — коэффициент потерь на трение, постоянный для данного трубопровода и данного газа.

При движении газа по трубам (газлифт с центральной подачей газа) коэффициент  $m$  определяется выражением

$$m = 16\lambda H \rho_{ст} p_0 / (\pi^2 d^5), \quad (2.30)$$

где  $H$  и  $d$  — длина и диаметр трубы;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $\rho_{ст}$  — плотность газа при стандартных условиях,  $p_0$  — атмосферное давление.

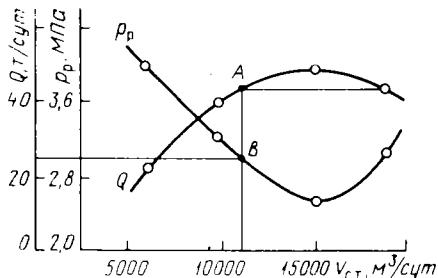
При движении газа по кольцевому пространству при наличии местных сопротивлений на соединительных муфтах выражение для  $m$  становится более сложным. При обработке данных исследования коэффициент  $m$  можно определить экспериментально.

Итак, с учетом (2.24) и (2.29) давление у башмака газлифтного подъемника определяем по формуле

$$p_b = \sqrt{p_p^2 - mV_{ст}^2} + p_p \left( e^{-\frac{0.03415 H \rho_{ст}}{(zT_{затр})}} - 1 \right). \quad (2.31)$$

Данные исследования скважины, т. е. зависимости дебита скважины и рабочего давления от расхода газа, приведены на рис. 2.12. При исследовании скважин методом АзНИИ последовательно увеличивают расход газа от режима к режиму. Сначала это ведет к

Рис. 2.12. Зависимость дебита и рабочего давления от расхода газа



исследования прекращают. На восходящей ветви найдем точку  $A$  (см. рис. 2.12) с таким же дебитом, что и на режиме 4 ( $Q = 43$  т/сут). Но этот дебит мы получаем при другом расходе газа ( $V_A = 11000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и рабочем давлении 3,01 МПа (точка  $B$ ).

Если дебит скважины на режимах 4 и  $A$  одинаковы, то одинаковы и забойные давления и давления у башмака подъемника. Рабочие давления на этих режимах будут различными вследствие различия потерь давления на трение при движении газа к башмаку подъемника. Приравняв давление у башмака для этих режимов, определенные по уравнению (2.31), получим

$$\begin{aligned} \sqrt{p_{p1}^2 - mV_1^2} + p_{p1} \left\{ \exp \left[ 0,03415 H \bar{\rho}_r / (z T_{\text{затр}}) \right] - 1 \right\} = \\ = \sqrt{p_{p2}^2 - mV_2^2} + p_{p2} \left\{ \exp \left[ 0,03415 H \bar{\rho}_r / (z T_{\text{затр}}) \right] - 1 \right\}. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Единственным неизвестным в (2.32) является коэффициент потерь на трение  $m$ . Вычисление  $m$  по (2.32) оказывается довольно громоздким. Без больших потерь в точности можно сократить вторые слагаемые в равенстве (2.32), как очень близкие по величине, тогда получим

$$m = (p_{p1}^2 - p_{p2}^2) / (V_1^2 - V_2^2). \quad (2.33)$$

В нашем случае:

$$m = (3,05^2 - 3,01^2) / (18660^2 - 11000^2) = 1,07 \cdot 10^{-9} \approx 1,1 \cdot 10^{-9}.$$

Определение коэффициента потерь на трение по (2.32) дает два корня  $m_1 = 1,08 \cdot 10^{-9}$  и  $m_2 = 1,05 \cdot 10^{-9}$ , мало отличающиеся по величине от  $m$ , полученного по (2.33). В условиях работы газлифтных скважин разница в величинах коэффициента потерь на трение, определенных по уравнениям (2.32) и (2.33), может достигать 10% лишь при больших удельных расходах газа и низких рабочих давлениях. Но даже и тогда погрешность по этой причине не превышает 1 %.

Таким образом, при практических расчетах для определения  $m$  можно пользоваться упрощенной формулой (2.33).

В исследованной скважине НКТ спущены до верхних отверстий перфорации, поэтому давление у башмака равно забойному.

увеличению дебита скважины (режимы 1, 2, 3, см. табл. 2.2), при дальнейшем увеличении расхода газа дебит падает (режим 4). Получив хотя бы одну точку на нисходящей ветви кривой  $Q = f(V_{ct})$ ,

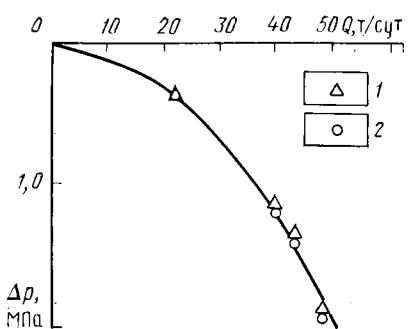


Рис. 2.13. Индикаторная диаграмма, построенная по данным исследования скважины:  
1 — расчет по (2.24); 2 — расчет по (2.31)

Определим по (2.31) забойное давление для режима 1

$$p_{заб} = \sqrt{3,94^2 - 1,1 \cdot 10^{-9} \cdot 6000^2} + \\ + 3,94 \left( e^{\frac{0,03415 \cdot 950 \cdot 0,7}{0,9 \cdot 305}} - 1 \right) = \\ = 4,27 \text{ МПа.}$$

Результаты расчетов для остальных режимов даны в табл. 2.2, а на рис. 2.13 нанесены точки для построения индикаторной линии.

Оценим влияние учета потерь давления на трение на точность определения забойного давления, для чего рассчитаем  $p_{заб}$  по (2.24) и сравним с результатами расчетов по формуле (2.31). Для режима 1

$$p_{заб} = 3,94 e^{\frac{0,03415 \cdot 950 \cdot 0,7}{0,9 \cdot 305}} = 4,28 \text{ МПа.}$$

Как видно из табл. 2.2, для исследованной скважины погрешность при пренебрежении потерями на трение в определениях забойного давления не превышает 2 %, при расчете депрессии она ниже 5 %. При больших расходах газа в многодебитных скважинах погрешности могут быть гораздо больше. На рис. 2.13 нанесены также точки, соответствующие депрессиям давления, определенным при пренебрежении потерями на трение. Соединяя точки плавной кривой, получим индикаторную линию.

Для выбора оборудования и режима работы скважин широко используются ЭВМ. Исходными данными программы расчета являются методика расчета движения газожидкостной смеси по трубам (или несколько методик), свойства жидкости и газа, данные исследования скважины, методика их обработки, критерии выбора. В результате решения машина дает характеристику оборудования и оптимальные показатели работы системы скважина—пласт. В настоящем разделе и в последующих для наглядности и в учебных целях приводятся и все промежуточные решения, в частности строится кривая распределения давления вдоль подъемника, устанавливается закономерность изменения забойного давления в зависимости от расхода жидкости, осуществляется совместное графическое или аналитическое решение уравнений движения продукции в пласте и скважине.

**Задача 2.22.** По данным исследования скважины и условиям предыдущей задачи найти уравнение индикаторной линии.

**Решение.** Уравнение индикаторной линии или притока записывается в виде

$$Q = K_{np} \Delta p^n. \quad (2.34)$$

Коэффициент пропорциональности  $K_{\text{пр}}$  и показатель степени  $n$  определяют методом наименьших квадратов. Для этого формулу (2.34) приводят к линейному относительно констант  $K_{\text{пр}}$  и  $n$  виду

$$\lg Q = \lg K_{\text{пр}} + n \lg \Delta p. \quad (2.35)$$

Исходные данные и результаты расчетов сведены в табл. 2.3.

**Т а б л и ц а 2.3 Данные для расчета индикаторной линии**

Режим	Фактическое $Q$ , т/сут	$\Delta p$ , МПа	$\lg Q$	$\lg \Delta p$	$\lg \Delta p \lg Q$	$(\lg \Delta p)^2$	Расчетное $Q$ , т/сут	$\Delta Q$ , т/сут
1	22,0	0,37	1,3424	-0,4318	-0,5796	0,1865	22,2	-0,2
2	39,7	1,16	1,5988	0,0645	0,1031	0,0042	38,8	+0,9
3	48,2	1,92	1,6830	0,2833	0,4768	0,0803	49,6	-1,4
4	43,0	1,39	1,6335	0,1430	0,2336	0,0204	42,4	+0,6
			$\Sigma 6,2577$	$\Sigma 0,0590$	$\Sigma 0,2339$	$\Sigma 0,2914$		

Составляем систему нормальных уравнений

$$6,2577 = 4 \lg K_{\text{пр}} + 0,0590n; \quad 0,2339 = 0,0590 \lg K_{\text{пр}} + 0,2914n,$$

решая которую, находим  $n = 0,4874$ ,  $\lg K_{\text{пр}} = 1,5572$ . Итак, уравнение индикаторной линии в исследованной скважине

$$Q = 36,08 \Delta p^{0,4874}.$$

Из табл. 2.3 видно, что максимальное значение погрешности 2,9 % от фактически измеренного дебита, что сопоставимо с ошибкой измерения дебита.

### Эксплуатация скважин штанговыми насосами

Непосредственно забойное и пластовое давления в насосных скважинах замеряют с помощью скважинных манометров. Кроме того, в скважинах с небольшой глубиной спуска насосов для этой же цели применяются малогабаритные регистрирующие манометры, спускаемые в затрубное пространство.

Широкое распространение при исследовании скважин, оборудованных ШСНУ, получили замеры динамического и статического уровней жидкости эхолотом или волномером. Данные исследования обрабатывают двумя методами: при первом индикаторную линию строят как зависимость дебита скважины от динамического уровня или от депрессии уровней динамического и статического; при втором — пересчитывают от уровней жидкости к забойному и пластовому давлениям и индикаторную линию строят в обычных координатах  $Q = f(\Delta p)$  или  $Q = f(p_{\text{заб}})$ .

Следует отметить, что изменение динамического уровня далеко не всегда с достаточной точностью соответствует изменению забой-

нного давления. Закономерности изменения этих величин будут одинаковыми, когда прием насоса находится практически на забое или когда имеется хвостовик, спущенный до верхних отверстий перфорации, а забойное давление больше давления насыщения. Можно считать, что соответствие будет достаточно хорошим в необводнившихся скважинах, если даже прием насоса находится высоко над забоем, но давление на приеме близко к давлению насыщения. Здесь можно пренебречь изменениями потерь давления на трение на участке забой—прием насоса при переводе работы установки с одного режима на другой.

Если давление на приеме насоса намного ниже давления насыщения, а скважина к тому же обводнена, то характер изменения уровня не соответствует изменению забойного давления. С увеличением отбора жидкости забойное давление понижается. Но увеличение отбора может привести к уменьшению водосодержания на участке забой—прием насоса, т. е. к уменьшению плотности смеси на этом участке, и к уменьшению давления на приеме, а следовательно, к увеличению газонасыщенности смеси на участке забой—прием и в затрубном пространстве, что тоже ведет к уменьшению плотности смеси. Уменьшение плотности газожидкостной смеси является причиной того, что с увеличением дебита динамический уровень в затрубном пространстве понижается медленнее, чем падает забойное давление. На практике наблюдались даже случаи, когда увеличение отбора жидкости приводило не к понижению динамического уровня, а к его росту, особенно при больших газовых факторах (больше  $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ).

Итак, если речь идет о построении индикаторной линии и об определении коэффициента продуктивности скважины, то после замера динамических уровней нужно тем или иным методом рассчитать забойные давления. Можно использовать ту же последовательность расчетов, что и при фонтанном способе эксплуатации: по барометрической формуле (2.24) рассчитать давление над динамическим уровнем;

определить гидростатическое давление столба смеси в затрубном пространстве; при этом плотность жидкости рассчитывают по (2.28) или принимают равной плотности дегазированной нефти при давлении в затрубном пространстве, равном атмосферному, а при значительном газовом факторе для определения плотности смеси пользуются формулой (2.25);

рассчитать перепад давления на участке приема насоса (или башмак хвостовика) — забой скважины. Используется или одна из методик расчета движения газожидкостных смесей по трубам (см. гл. 5), или метод, рассмотренный нами при решении задачи 2.20, где учитывается лишь гидростатика смеси.

Наличие динамографа позволяет использовать более надежные способы определения давления на приеме насоса [10].

При динамометрировании на бланке, помимо самой динамограммы, фиксируются нагрузки в верхней ( $P_{\text{вmt}}$ ) и нижней ( $P_{\text{нmt}}$ ) мертвых точках положения головки балансира (рис. 2.14).

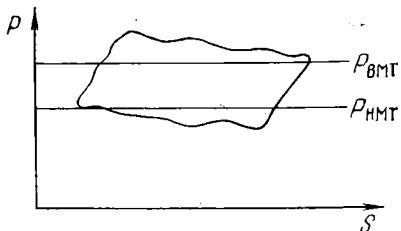


Рис. 2.14. Диаграмма изменения давления на приеме насоса

При остановке головки балансира в нижней мертвотой точке нагрузка равна весу штанг в жидкости ( $P'_ш$ )

$$P_{\text{HMT}} = P'_ш = P_ш (\rho_ш - \rho_{\text{см}}) / \rho_ш, \quad (2.36)$$

где  $P_ш$  — вес штанг в воздухе;  $\rho_ш$  ( $\rho_{\text{см}}$ ) — плотность стали штанг и смеси в НКТ соответственно.

При остановке головки балансира в верхней мертвотой точке общую нагрузку определяют по формуле

$$P_{\text{BMT}} = P'_ш + p_{\text{вн}} F_{\text{пл}} - p_{\text{пп}} F_{\text{пл}}. \quad (2.37)$$

Из (2.37) находим давление на приеме насоса

$$p_{\text{пп}} = p_{\text{вн}} - (P_{\text{BMT}} - P_{\text{HMT}}) / F_{\text{пл}}, \quad (2.38)$$

где  $F_{\text{пл}}$  — площадь плунжера;  $p_{\text{вн}}$  — давление на выкиде насоса:

$$p_{\text{вн}} = \rho_{\text{см}} g H + p_y. \quad (2.39)$$

Плотность смеси в НКТ определяется по (2.36).

Сравнение расчетов по изложенной методике с результатами измерения давления на приеме насосов показало, что погрешности не выходят за пределы 6 %.

**Задача 2.23.** Определить давление на приеме насоса. Насос спущен на глубину  $H = 1016$  м,  $F_{\text{пл}} = 14,5 \text{ см}^2$ , устьевое давление  $p_y = 0,2 \text{ МПа}$ , масса колонны штанг 2580 кг. Нагрузка при остановке головки балансира в верхней мертвотой точке 32380 Н, в нижней 22520 Н.

**Решение.** Определим плотность смеси в НКТ по (2.36)

$$\rho_{\text{см}} = \rho_ш (1 - P'_ш / P_ш) = 7800 [1 - 22520 / (2580 \cdot 9,81)] = 860 \text{ кг/м}^3,$$

давление на выкиде насоса по (2.39)

$$p_{\text{вн}} = 860 \cdot 9,81 \cdot 1016 + 0,2 \cdot 10^6 = 8,77 \text{ МПа},$$

давление на приеме по (2.38)

$$p_{\text{пп}} = 8,77 \cdot 10^6 - (32380 - 22520) / (14,5 \cdot 10^{-4}) = 1,97 \text{ МПа}.$$

Если прием насоса оборудован хвостовиком, то погрешность в определении давления в затрубном пространстве на уровне приема насоса по вышеописанной методике будет больше вследствие разницы в плотности смеси в хвостовике и затрубном пространстве. В гл. 11 приведена методика определения плотности смеси в обводненных скважинах на участке забоя скважины — прием насоса (башмак НКТ).

## Эксплуатация центробежными электронасосами

При исследовании скважин, оборудованных ЦЭН, широко используются методы, применяемые при эксплуатации скважин штанговыми скважинными насосными установками. Это применение скважинных манометров для замера забойного давления или давления на приеме насоса, а также определение уровня жидкости в скважине с помощью эхолота или волнометра. Помимо этого используют методы исследования, присущие лишь данному способу эксплуатации скважин.

Наиболее точен метод непосредственного измерения давления на приеме насоса с помощью скважинного манометра, спускаемого в НКТ и устанавливаемого в специальное запорное устройство, называемое суфлером.

Давление на приеме  $p_{\text{пн}}$  можно определить расчетным путем по давлению на выкиде насоса  $p_{\text{вн}}$ , измеряемому манометром, спущенным в НКТ, и напору  $H_0$ , развивающемуся насосом при закрытой манифольдной задвижке [12], после чего насос некоторое время подает жидкость, сжимая газожидкостную смесь в НКТ. Затем подача насоса становится равной нулю, о чем можно судить по стабилизации давления на устье ( $p_y$ ). При нулевом режиме работы насоса давление на выкиде складывается из давления, созданного насосом  $p_n$ , и гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве над насосом—давления на приеме

$$p_{\text{вн}} = p_n + p_{\text{пн}}. \quad (2.40)$$

Перед закрытием скважина работала на установившемся режиме, которому соответствовал определенный динамический уровень  $H_d$ . Считается, что с момента закрытия манифольдной задвижки и до установления нулевого режима работы насоса изменением уровня жидкости в скважине за счет работы пласта можно пренебречь. Зная напор насоса при нулевой подаче  $H_0$  по его паспортной характеристике и среднюю плотность смеси в насосе  $\rho_{\text{см н}}$ , определяют давление, создаваемое насосом

$$p_n = H_0 \rho_{\text{см н}} g, \quad (2.41)$$

и по (2.40) рассчитывают давление на приеме насоса.

В рассмотренном методе помимо изменения уровня после закрытия скважины существует еще один источник погрешностей. Работающий в скважине насос со временем изнашивается, поэтому паспортное значение напора при нулевой подаче может не соответствовать фактическому.

И, наконец, последний, наиболее простой и наименее точный метод: определение коэффициента продуктивности по показаниям давления на устье. Обычно целью подобных исследований является качественное выявление причины уменьшения дебита скважины: ухудшение свойств призабойной зоны или износ насоса.

Запишем уравнение (2.40), заменив  $p_{\text{вн}}$  и  $p_{\text{пн}}$  их значениями, а также учитывая равенство (2.41)

$$\rho_{\text{см}} g H + p_y = H_0 \rho_{\text{см н}} g + (H - H_d) \rho_{\text{см затр}} g$$

или

$$H_0 = \frac{\rho_{\text{см затр}}}{\rho_{\text{см н}}} H_d + \frac{p_y}{\rho_{\text{см н}} g} - \frac{\rho_{\text{см затр}} - \rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{см н}}} H, \quad (2.42)$$

где  $H$  — глубина спуска насоса;  $\rho_{\text{см затр}}$  — плотность смеси в затрубном пространстве над приемом насоса;  $\rho_{\text{см}}$  — средняя плотность смеси в НКТ;  $\rho_{\text{см н}}$  — средняя плотность смеси в насосе.

Уравнение (2.42) можно записать после остановки скважины, работавшей на разных режимах с дебитами  $Q_1$  и  $Q_2$ , которым соответствовали неизвестные нам динамические уровни  $H'_d$  и  $H''_d$ , восстановившиеся давления на устье после закрытия манифольдной задвижки будут  $p'_y$  и  $p''_y$ . Так как напор, развиваемый насосом при нулевой подаче, в обоих случаях одинаков, то правые части уравнения (2.42) можно приравнять:

$$\begin{aligned} & \frac{\rho'_{\text{см затр}}}{\rho'_{\text{см н}}} H'_d + \frac{p'_y}{\rho'_{\text{см н}} g} - \frac{\rho'_{\text{см затр}} - \rho'_{\text{см}}}{\rho'_{\text{см н}}} H = \\ & = \frac{\rho''_{\text{см затр}}}{\rho''_{\text{см н}}} H''_d + \frac{p''_y}{\rho''_{\text{см н}} g} - \frac{\rho''_{\text{см затр}} - \rho''_{\text{см}}}{\rho''_{\text{см н}}} H. \end{aligned} \quad (2.43)$$

Если допустить, что плотность смеси в затрубном пространстве и насосе одинакова, т. е.  $\rho_{\text{см затр}}/\rho_{\text{см н}} = \rho_{\text{см затр}}/\rho_{\text{см н-1}}$ , а также, что плотности смеси в затрубном пространстве, насосе и НКТ при работе скважины на различных режимах остаются постоянными, что равносильно  $(\rho_{\text{см затр}} - \rho'_{\text{см}})/\rho'_{\text{см н}} = (\rho''_{\text{см затр}} - \rho''_{\text{см}})/\rho''_{\text{см н}}$ , то (2.43) упростится

$$H'_d + p'_y/(\rho_{\text{см н}} g) = H''_d + p''_y/(\rho_{\text{см н}} g). \quad (2.44)$$

Если принять приблизительно равными средние плотности смеси в насосе и в скважине на участке от забоя до динамического уровня, то на основании (2.44) получим

$$K = (Q_1 - Q_2)/(p''_y - p'_y). \quad (2.45)$$

**Задача 2.24.** Определить коэффициент продуктивности скважины, эксплуатирующейся центробежным погружным электронасосом. Скважину исследовали на двух режимах при дебитах  $Q_1 = 150$  т/сут,  $Q_2 = 100$  т/сут. После отработки на каждом режиме манифольдную задвижку закрывали и замеряли устьевое давление:  $p_y = 2,65$  МПа,  $p_y = 3,24$  МПа. Средняя плотность смеси в скважине, затрубном пространстве и насосе была одинаковой  $800$  кг/м<sup>3</sup>, средняя плотность смеси в НКТ после работы скважины на первом режиме  $\rho_{\text{см}} = 730$  кг/м<sup>3</sup>, на втором режиме  $\rho_{\text{см}} = 750$  кг/м<sup>3</sup>. Глубина подвески насоса 1000 м.

**Решение.** Решим задачу двумя способами. В первом случае пренебрежем различием в плотности смеси в НКТ, которое менее

3 %. В этом случае изменение депрессии на пласт определится из (2.44)

$$(H'_d - H''_d) \rho_{cmn} g = p''_y - p'_y = 3,24 - 2,65 = 0,59 \text{ МПа},$$

а коэффициент продуктивности

$$K = (Q_1 - Q_2) / (p''_y - p'_y) = (150 - 100) / 0,59 = 85 \text{ т/(сут \cdot МПа)}.$$

Если не пренебрегать изменением плотности смеси в НКТ, то изменение депрессии нужно рассчитывать по (2.43):

$$(H'_d - H''_d) \rho_{cmn} g = p''_y - p'_y + (\rho''_{cm} - \rho'_{cm}) g H = \\ = 3,24 \cdot 10^6 - 2,65 \cdot 10^6 + (750 - 730) \cdot 9,81 \cdot 1000 = 0,79 \cdot 10^6 \text{ МПа},$$

$$K = (Q_1 - Q_2) / [(H'_d - H''_d) \rho_{cm} g] = (150 - 100) / 0,79 = 63 \text{ т/(сут \cdot МПа)}.$$

Здесь  $\rho_{cm} = \rho_{cmn}$  (плотность смеси в скважине и насосе равны). Погрешность в определении коэффициента продуктивности по последней методике [формулы (2.44) и (2.45)] оказалась равной 35 %.

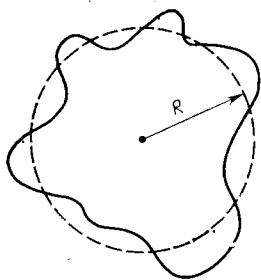
## ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации — это исследование при режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и насыщающих его жидкостей. По существу это исследование перехода работы пласта с одного установившегося режима на другой под действием этих сил.

Допустим, скважина долгое время не работала, затем пущена с постоянным дебитом. Со временем воронка депрессии углубляется и распространяется. Приток жидкости в скважину и движение ее по пласту происходят лишь за счет упругих сил расширения жидкости и породы. Это будет происходить до тех пор, пока воронка депрессии не достигнет контура питания или границы зоны дренирования данной скважины, тогда помимо упругих сил на закономерности движения жидкости начнут оказывать влияние силы на контуре или граничные условия. То же происходит и при остановке скважины, работавшей на установившемся режиме. Допустим, скважина закрыта на забое. В первое время градиенты давления на удалении от скважины остаются теми же, значит приток жидкости в область скважины продолжается, более того, с тем же дебитом. Притекающая жидкость сжимает жидкость, находящуюся в порах, давление в призабойной зоне растет. И растет оно только за счет упругости жидкости и породы до тех пор, пока зона нарушения режима (зона восстановления давления), расширяясь, не достигнет границ пласта или области дренирования.

Такая же картина наблюдается и при переходе с одного установленного режима на другой. Скорость расширения зоны нару-

Рис. 2.15. Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте



шения режима зависит от свойств породы и жидкостей и пропорциональна коэффициенту пьезопроводности

$$\Delta p = k / [\mu (m\beta_{ж} + \beta_c)]. \quad (2.46)$$

Так как продуктивный пласт неоднороден, то расширяющаяся зона нарушения режима будет неправильной формы (рис. 2.15).

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом  $R$ , соответствующим определенному времени  $t$ , прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии  $R$  от скважины принимаются одинаковыми — средними по пласту.

Вследствие того, что изменение режима происходит за счет упругих сил, при интерпретации используют уравнение упругого режима. Для решения задач, которые ставятся при исследовании скважин, вполне достаточно точности, которую можно получить при использовании приближенного уравнения упругого режима

$$\Delta p = [Q\mu/(4\pi kh)] \ln (2.25\kappa t/r_c^2). \quad (2.47)$$

При исследованиях давление замеряют на стенках скважины (на расстоянии  $r_c$ ), поэтому погрешность расчетов по (2.47) по сравнению с точным решением будет меньше 1 % уже через доли секунды после изменения режима [30].

В полулогарифмических координатах зависимость (2.47) представляет прямую (рис. 2.16), и если средние свойства продуктив-

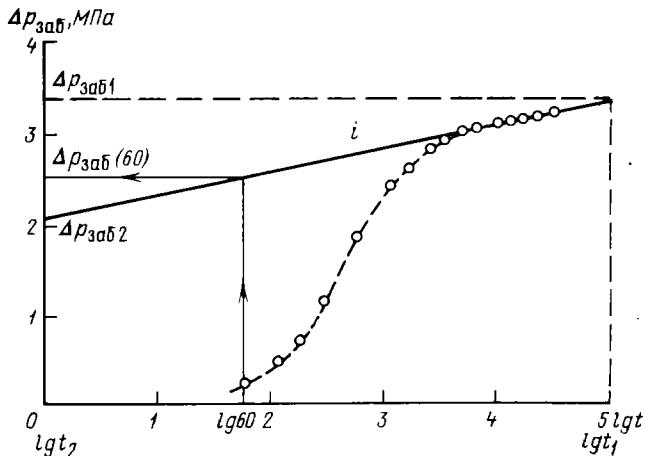


Рис. 2.16. Кривая восстановления давления в координатах  $\Delta p$  и  $\lg t$

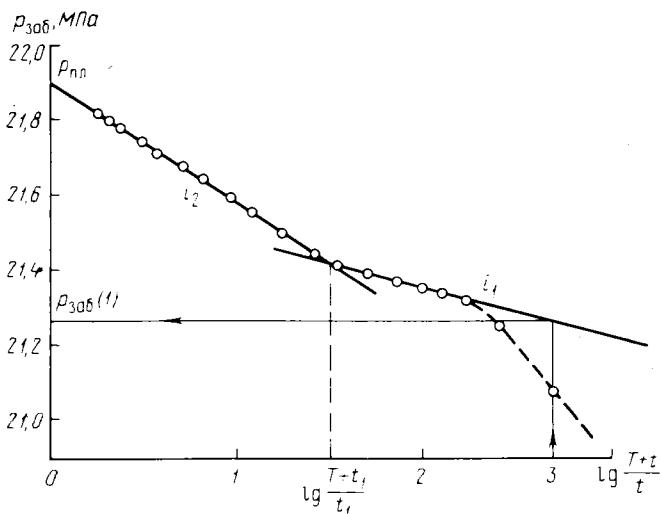


Рис. 2.17. Кривая восстановления давления, построенная по данным исследования скважины

ного пласта не меняются на различных расстояниях от скважины, то угловой коэффициент  $i$  остается постоянным. При изменении средней проницаемости пласта меняется угловой коэффициент ( $i_1$  и  $i_2$  на рис. 2.17). К сожалению, решение обратных задач гидродинамики не однозначно, причины изменения углового коэффициента могут быть и другими.

Расстояние, на котором изменились свойства пласта и которое соответствует времени  $t_1$  (см. рис. 2.17), можно определить по (2.21). Характеристики пласта ( $kh/\mu$  или  $k$ ), определяемые при исследовании скважин на неустановившемся режиме, являются средними на расстоянии  $R$  от скважины, но они не искажены влиянием соседних зон, ни зоны, прилегающей к скважине, ни удаленных участков пласта.

Формула (2.47) является уравнением упругого режима и описывает изменение давления на стенках скважины, пока область нарушения установившегося режима не достигнет границы зоны дренирования скважины. После этого помимо сил упругости начинают действовать граничные условия и уравнение (2.47) становится недействительным. Максимальный период, для которого справедлива формула (2.47), или максимальная продолжительность исследования методом восстановления давления определяется по (2.22).

Отклонение от прямолинейной зависимости при обработке экспериментальных данных в полулогарифмических координатах наблюдается не только при времени большем, чем определенное по (2.22), но также и на начальном участке КВД. Если фонтанную скважину закрывают на устье или останавливают насос, то поступ-

ление жидкости в скважину некоторое время продолжается за счет сжатия газа в НКТ и подъема уровня в затрубном пространстве. Поступающая в скважину жидкость, уходя из пласта не поднимает в нем давление. Поэтому в начальный период после остановки скважины замеренное забойное давление ниже, чем согласно (2.47). Со временем приток в скважину уменьшается, и, когда он становится пренебрежимо мал, экспериментальная кривая выходит на прямую, соответствующую (2.47) в полулогарифмических координатах. Чем меньше проницаемость пласта, тем больше времени нужно для выхода экспериментальных точек на прямую линию. Если проницаемость пласта мала, а вязкость жидкости значительна, то время выхода на прямую может оказаться очень большим. В таких случаях при обработке данных исследования применяют методы, учитывающие приток жидкости после остановки скважины [14, 29]. Если скважину закрывают на забое, а это обычно происходит при испытании пласта, то отклонение от линейного закона на начальном участке КВД объясняется нарушением свойств призабойной зоны при вскрытии продуктивного пласта.

По существу имеются два метода исследования скважин при неустановившемся режиме фильтрации.

Метод однократного изменения режима работы скважины. Это пуск простоявшей скважины с постоянным дебитом или остановка скважины, работавшей на установившемся режиме, снятие кривой изменения давления и обработка ее в координатах  $\Delta p - \lg t$ .

Метод двухкратного изменения режима. Обычно это пуск долго простоявшей или пробуренной скважины с постоянным дебитом, отработка ее в течение времени, меньшем, чем нужно для достижения воронкой депрессии границ зоны дренирования этой скважины, и затем ее остановка. Обычно записывают в обрабатывают вторую кривую изменения давления в координатах  $p(t)$  или  $\Delta p - \lg [T + t]/t$ , где  $T$  — время работы скважины;  $t$  — текущее время восстановления давления.

Следует отметить, что теория упругого режима позволяет обрабатывать данные исследования скважин и при более сложном, произвольном изменении режима работы скважины.

Задача 2.25. При помощи комплекта испытательного инструмента был испытан пласт в интервале 2445—2510 м. Диаметр скважины 0,15 м. Время притока 4 ч, дебит перед закрытием  $9,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ , накопленная добыча  $35 \text{ м}^3$  дегазированной нефти. Время восстановления давления 4 ч. Давление на забое перед закрытием скважины 27,3 МПа, давление насыщения 20,4 МПа. Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения 1,8, вязкость нефти в пластовых условиях  $0,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , коэффициент сжимаемости нефти  $4 \cdot 10^{-9} \text{ 1/Па}$ , коэффициент сжимаемости породы  $10^{-10} \text{ 1/Па}$ . Определить пластовое давление, свойства продуктивного пласта, потерю давления на преодоление дополнительных сопротивлений фильтрации в призабойной зоне. В табл. 2.4 приведены данные исследования и результаты обработки кривой восстановления давления.

Таблица 2.4 Данные исследования скважины

$p_{заб}$ , МПа	$t$ , с	$(T+t)/t$	$\lg [(T+t)/t]$	$p_{заб}$ , МПа	$t$ , с	$(T+t)/t$	$\lg [(T+t)/t]$
28,045	300	45,20	1,655	28,260	5 400	3,46	0,539
28,112	600	23,10	1,364	28,284	7 200	2,84	0,454
28,155	900	15,73	1,197	28,285	9 000	2,47	0,393
28,190	1500	9,84	0,993	28,295	10 800	2,23	0,348
28,220	2400	6,52	0,815	28,300	12 600	2,05	0,312
28,240	3600	4,68	0,671	28,305	14 400	1,92	0,283

Решение. Произведено двукратное изменение режима работы скважины. Данные исследования обрабатывают по методу Хорнера в координатах  $p_{заб}$  ( $t$ ) и  $\lg [(T + t)/t]$ .

$$p_{заб} = p_{пл} - [2,3Q\mu b_h/(4\pi kh)] \lg [(T + t)/t]. \quad (2.48)$$

Определим расчетное время  $T$  работы скважины с постоянным дебитом

$$T = \Sigma Q/Q = 35/9,5 = 3 \text{ ч } 41 \text{ мин} = 13 260 \text{ с.}$$

Используя данные табл. 2.4, нанесем экспериментальные точки (рис. 2.18). Угловой коэффициент прямой определяем из равенства

$$\begin{aligned} i &= (p''_{заб} - p'_{заб}) / [\lg [(T + t'')/t''] - \lg [(T + t')/t']] = \\ &= (28,18 - 28,01)/(1 - 2) = -0,17 \text{ МПа.} \end{aligned} \quad (2.49)$$

Продолжая прямую до пересечения с осью ординат, получим значение пластового давления:  $p_{пл} = 28,35$  МПа.

Найдем объемный коэффициент нефти при пластовом давлении. При давлении насыщения 1 м<sup>3</sup> дегазированной нефти занимает объем 1,8 м<sup>3</sup>. При повышении давления этот объем вследствие сжимаемости нефти уменьшится на  $\Delta V$

$$\Delta V = V\beta_h \Delta p = 1,8 \cdot 4 \cdot 10^{-9} (28,35 - 20,40) \cdot 10^6 \cong 0,06 \text{ м}^3.$$

Объемный коэффициент нефти при пластовом давлении

$$b_h = b_h(p_{нас}) - \Delta V/1 = 1,8 - 0,06/1 = 1,74.$$

Определим коэффициент гидропроводности из равенства

$$i = 2,3Q\mu b_h/(4\pi kh), \quad (2.50)$$

$$\begin{aligned} kh/\mu &= 2,3Qb_h/(4\pi i) = 2,3 \cdot 9,5 \cdot 1,74/(3600 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,17 \cdot 10^6) = \\ &= 4,95 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}). \end{aligned}$$

По данным каротажных диаграмм, эффективная толщина в исследуемом интервале  $h = 38$  м. Проницаемость продуктивного пласта

$$k = (kh/\mu) (μ/h) = 4,95 \cdot 10^{-9} \cdot 0,8 \cdot 10^{-3}/38 = 0,104 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

При расчете коэффициента пьезопроводности примем, что коэффициент сжимаемости пористой среды равен коэффициенту сжи-

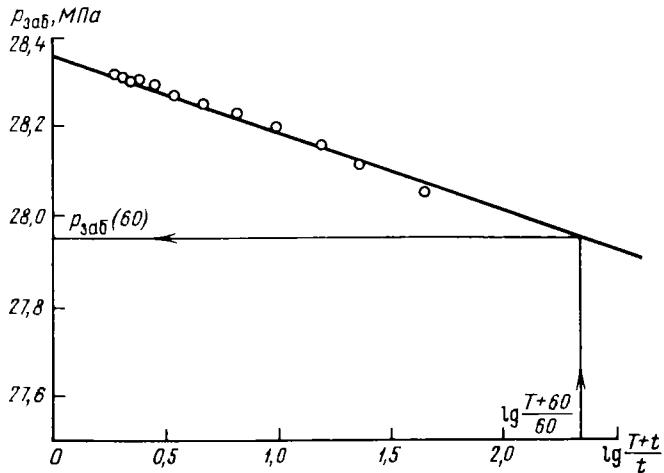


Рис. 2.18. Кривая восстановления давления в координатах  $p_{\text{заб}}$  и  $\lg [(T + t)/t]$

маемости породы, пористость продуктивного пласта равна 10 %  
 $\kappa = k/[\mu(m\beta_h + \beta_c)] = 0,104 \cdot 10^{-12}/[0,8 \cdot 10^{-3}(0,1 \cdot 4 \cdot 10^{-9} + 10^{-10})] =$   
 $= 0,26 \text{ м}^2/\text{с}^2$

Показатель скин-эффекта или суммарный коэффициент дополнительных потерь давления в призабойной зоне определяем по формуле

$$S = 1,15 [(p_{\text{заб}}(60) - p_{\text{заб}0})/i - \lg(\kappa/r_c^2) - 2,13], \quad (2.51)$$

где  $p_{\text{заб}}(60)$  — забойное давление через 60 с после остановки скважины (см. рис. 2.18);  $p_{\text{заб}0}$  — забойное давление на установившемся режиме

$$S = 1,15 [(27,95 - 27,30)/0,17 - \lg(0,26/0,075^2) - 2,13] = 0,03.$$

Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне в соответствии с (2.10) и (2.50)

$$\Delta p_{\text{доп}} = iS/1,15 = 0,17 \cdot 0,03/1,15 = 0,0044 \text{ МПа} \quad (2.52)$$

Относительные дополнительные потери

$$\eta = 100 \Delta p_{\text{доп}} / (p_{\text{п}} - p_{\text{заб}0}) = 100 \cdot 0,0044 / (28,35 - 27,30) = 0,42 \text{ %}.$$

Потери на дополнительные сопротивления в призабойной зоне пренебрежимо малы, качество вскрытия продуктивного пласта очень хорошее.

Сделаем некоторые общие замечания, касающиеся обработки данных исследования скважин при неустановившемся режиме работы.

1. Если цель исследований только определение коэффициентов гидропроводности и проницаемости пласта, то обработку данных

исследования можно вести в любой размерности времени. Действительно, эти два параметра зависят от уклона  $i$  линейного участка КВД, а при определении углового коэффициента по (2.49) или (2.53) в знаменателе находится разность логарифмов времени или отношения времени, т. е. в конечном счете всегда логарифм отношения времени.

При определении  $S$  или приведенного радиуса на основании исследования скважины при обработке данных масштаб времени нужно брать в соответствии с размерностью коэффициента пьезопроводности. Если размерность  $\chi$  — [м<sup>2</sup>/с], то при обработке данных исследования время берут в секундах, а приведенный радиус скважины получат в метрах. Если время взять в часах, то при определении  $S$  или  $r_0$  размерность  $\chi$  — [м<sup>2</sup>/ч].

2. Различные виды дополнительных сопротивлений в призабойной зоне не могут влиять на свойства продуктивного пласта на удалении от скважины, а следовательно, и на уклон линейного участка КВД. С ростом несовершенства скважины линейный участок КВД в координатах  $\Delta p - \lg t$  или  $\lg [(T + t)/t]$  смещается вверх, а угловой коэффициент остается постоянным.

3. По (2.51) можно определить не только суммарный коэффициент дополнительных потерь, но коэффициент, обусловленный только изменением проницаемости. Для этого нужно знать коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, определить приведенный радиус  $r_0$  с учетом этих коэффициентов и в (2.51) вместо  $r_c$  подставить  $r_0$ . Тогда при линейном законе фильтрации по (2.51) получим коэффициент дополнительных сопротивлений за счет изменения проницаемости в призабойной зоне.

4. Как коэффициенты несовершенства скважины, так и приведенный радиус характеризуют дополнительные сопротивления фильтрации жидкости в призабойной зоне, вызванные той или иной причиной [см. формулу (2.5)]. Более того, эти параметры взаимосвязаны, т. е. зная один, можно легко определить другой [см. формулу (2.6)].

Задача 2.26. Скважину из бурения вводят в эксплуатацию фонтанным способом. После отработки в течение 12 ч на штуцере 16 мм скважина закрыта для снятия КВД. Дебит перед закрытием  $Q = 240$  т/сут, накопленная добыча 82 т. Данные расшифровки картограммы скважинного манометра и расчетные данные, необходимые для построения КВД, сведены в табл. 2.5.

Определить пластовое давление, свойства продуктивного пласта, потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне при следующих исходных данных: эффективная толщина пласта 24 м; радиус скважины по долоту 0,124 м; коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия 1,8 и 3,0; плотность дегазированной нефти 820 кг/м<sup>3</sup>; вязкость нефти в пластовых условиях 1 мПа·с; объемный коэффициент нефти 1,4; коэффициент сжимаемости нефти  $1,5 \cdot 10^{-9}$  1/Па; коэффициент сжимаемости пористой среды  $10^{-10}$  1/Па; пористость коллектора 15 %.

Таблица 2.5 Результаты исследования скважины

$t$ , мин	$p_{заб}$ , МПа	$(T+t)/t$	$\lg [(T+t)/t]$	$t$ , мин	$p_{заб}$ , МПа	$(T+t)/t$	$\lg [(T+t)/t]$
0	20,30	$\infty$	—	30	21,50	17,4	1,241
1	21,08	493,0	2,693	45	21,55	11,9	1,077
2	21,26	247,0	2,393	60	21,59	9,2	0,964
3	21,32	165,0	2,217	90	21,64	6,47	0,811
4	21,34	124,0	2,093	120	21,68	5,10	0,708
5	21,36	99,4	1,997	180	21,71	3,73	0,572
7	21,37	71,3	1,853	240	21,74	3,05	0,484
10	21,39	50,2	1,701	360	21,78	2,37	0,374
15	21,42	33,8	1,529	480	21,80	2,02	0,306
20	21,44	25,6	1,408	600	21,82	1,82	0,260

Решение. При исследовании данной скважины как продолжительность ее работы, так и время восстановления давления достаточно малы, чтобы утверждать, что зона нарушения режима не достигла границ зоны дренирования скважины ни во время ее работы, ни при снятии КВД. Поэтому для обработки данных исследования воспользуемся методом Хорнера.

Определяем расчетное время работы скважины

$$T = \Sigma Q/Q = 82 \cdot 24 \cdot 60 / 240 = 492 \text{ мин.}$$

Рассчитываем параметр  $\lg [(T + t)/t]$  (см. табл. 2.5), строим (см. рис. 2.17) кривую восстановления давления в полулогарифмических координатах. КВД имеет два линейных участка: ближайший к скважине с угловым коэффициентом  $i_1$ , более удаленный  $i_2$ . Начальный участок КВД не является прямой линией вследствие притока жидкости в скважину после закрытия ее на устье.

Определяем уклон линейных участков

$$i_1 = (21,36 - 21,23)/(2 - 3) = -0,13 \text{ МПа};$$

$$i_2 = (21,90 - 21,58)/(0 - 1) = -0,32 \text{ МПа}.$$

Продолжением линейного участка с уклоном  $i_2$  до пересечения с осью ординат определяем пластовое давление  $p_{пл} = 21,90 \text{ МПа}$ .

Два линейных участка на КВД можно объяснить тем, что продуктивный пласт состоит из двух зон с разными средними гидродинамическими характеристиками:

гидропроводностями

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right)_1 = \frac{2,3Qb_n}{4\pi i_1} = \frac{2,3 \cdot 240 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{820 \cdot 86 \cdot 400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,13 \cdot 10^6} = 6,68 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}),$$

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right)_2 = \frac{2,3Qb_n}{4\pi i_2} = \frac{2,3 \cdot 240 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{820 \cdot 86 \cdot 400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,32 \cdot 10^6} = 2,71 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}),$$

коэффициентами проницаемости

$$k_1 = (kh/\mu)_1 \cdot (\mu/h) = 6,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1 \cdot 10^{-3}/24 = 0,278 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2,$$

$$k_2 = 0,113 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2,$$

коэффициентами пьезопроводности

$$\begin{aligned} \kappa_1 &= k_1/[\mu(m\beta_h + \beta_c)] = 0,278 \cdot 10^{-12}/[10^{-3}(0,15 \cdot 1,5 \cdot 10^{-9} + 10^{-10})] = \\ &= 0,86 \text{ м}^2/\text{с} = 51,6 \text{ м}^2/\text{мин}, \end{aligned}$$

$$\kappa_2 = 0,35 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Радиус внутренней зоны оценим по (2.21):

$$R = 2\sqrt{\kappa_1 t_1} = 2\sqrt{51,6 \cdot 16,07} \approx 58 \text{ м},$$

где  $t_1$  — определено по графику (см. рис. 2.18), на котором точка пересечения прямых соответствует  $\lg [(T + t_1)/t_1] = 1,5$ . Для оценки  $R$  в неоднородном пласте нет смысла использовать более точные зависимости.

Для определения коэффициента  $C_3$  дополнительных потерь давления в призабойной зоне, вызванных изменением ее проницаемости, воспользуемся (2.51). Для этого в (2.51) вместо радиуса скважины нужно использовать приведенный радиус, учитывающий коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия и отклонение режима фильтрации от линейного. Индикаторные линии соседних скважин, работавших с близкими дебитами, были прямыми, поэтому можно принять, что и в исследуемой скважине инерционные потери отсутствуют и  $C_4 = 0$ . Определим приведенный радиус  $r_0$

$$r_0 = r_c \exp [-(C_1 + C_2)] = 0,124 \exp [-(1,8 + 3)] = 1,02 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

В (2.51) последний член в скобках является численным выражением  $\lg 2,25 t$ , где  $t = 60$  с. При обработке результатов исследования скважины масштаб времени взят в минутах, поэтому для  $t = 1$  мин,  $\lg 2,25 t = 0,35$ .

Определим коэффициент дополнительных потерь по проницаемости

$$\begin{aligned} S &= C_3 = 1,15 \left[ \left( \rho_{заб} (1) - \rho_{заб 0} \right) / i_1 - \lg \left( \kappa_1 / r_0^2 \right) - 0,35 \right] = \\ &= 1,15 \left[ (21,27 - 19,90) / 0,13 - \lg [51,6 / (1,02 \cdot 10^{-3})^2] - 0,35 \right] = 2,86. \end{aligned}$$

Потери давления в призабойной зоне на преодоление дополнительных сопротивлений

$$\Delta p_{д\zeta 1} = i_1 C_1 / 1,15 = 0,13 \cdot 1,8 / 1,15 = 0,203 \text{ МПа}; \quad \Delta p_{д\zeta 2} = 0,339 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{д\zeta 3} = i_1 S / 1,15 = 0,13 \cdot 2,86 / 1,15 = 0,323 \text{ МПа}.$$

Относительные дополнительные потери

$$\eta_{\zeta 1} = 10,2 \%; \quad \eta_{\zeta 2} = 17,0 \%;$$

$$\eta_{\zeta 3} = 100 \Delta p_{д\zeta 3} / (p_n - p_{заб 0}) = 100 \cdot 0,323 / (21,90 - 19,90) = 16,2 \%.$$

Итак, только 56,6 % депрессии расходуется на движение нефти в пористой среде. Остальная энергия тратится на преодоление сопротивлений в призабойной зоне. Что касается потерь, вызванных

несовершенством скважины по степени вскрытия, они, по-видимому, неизбежны: вскрытие нефтяного пласта не на полную толщину обусловливается обычно близостью ВНК. Другие источники дополнительных сопротивлений можно и нужно устраниć, осуществляя дополнительную перфорацию или другой вид связи скважины с пластом для уменьшения несовершенства по характеру вскрытия, либо применяя тот или иной метод воздействия на призабойную зону для уменьшения несовершенства скважины по проницаемости.

Коэффициент дополнительных потерь вследствие ухудшения проницаемости призабойной зоны  $C_3$  характеризует качество вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины.

**Задача 2.27.** Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом 80 т/сут. Забойное давление 9,7 МПа, т. е. больше давления насыщения. Эффективная толщина пласта 8 м, пористость 20 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти  $9,5 \cdot 10^{-10}$  1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды  $2 \cdot 10^{-10}$  1/Па. Радиус скважины по донту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

Определить свойства продуктивного пласта, оценить пластовое давление и коэффициент продуктивности, определить приведенный радиус скважины, долю депрессии, приходящуюся на сопротивления в призабойной зоне.

**Решение.** Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным. Поэтому обработку результатов исследования проводим в координатах  $\Delta p - \lg t$ . В табл. 2.6 представлены данные исследования, по которым построена кривая восстановления давления (см. рис. 2.16)

Таблица 2.6 Данные для построения КВД

$t$ , с	$\Delta p_{заб}$ , МПа	$\lg t$	$t$ , с	$\Delta p_{заб}$ , МПа	$\lg t$
60	0,21	1,778	3 600	2,85	3,556
120	0,45	2,079	5 400	2,95	3,732
180	0,67	2,255	7 200	2,99	3,857
300	1,10	2,477	10 800	3,02	4,033
600	1,80	2,778	14 400	3,05	4,158
1200	2,35	3,079	18 000	3,07	4,255
1800	2,55	3,255	25 200	3,10	4,401
2700	2,75	3,431	36 000	3,15	4,556

### Уклон линейного участка КВД

$$i = (\Delta p_{заб1} - \Delta p_{заб2}) / (\lg t_1 - \lg t_2) = (3,26 - 2,07) / (5 - 0) = 0,24 \text{ МПа.} \quad (2.53)$$

Продолжение линейного участка отсекает на оси  $\Delta p$  отрезок  $A = 2,07$  МПа.

## Гидропроводность продуктивного пласта

$$kh/\mu = 2,3Qb/(4\pi i) = 2,3 \cdot 80 \cdot 10^3 \cdot 1,2/(850 \cdot 86 \cdot 400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,24 \cdot 10^6) = \\ = 10^{-9} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Коэффициент проницаемости

$$k = (kh/\mu)(\mu/h) = 10^{-9} \cdot 2,7 \cdot 10^{-3}/8 = 0,338 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = k/[\mu(m\beta_h + \beta_c)] = 0,338 \cdot 10^{-12} / [2,7 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10})] = \\ = 0,32 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Приведенный радиус скважины

$$r_0 = \sqrt{2,25\kappa/10^{A,i}} = \sqrt{2,25 \cdot 0,32/10^{2,07/0,24}} = 4,13 \cdot 10^{-5} \text{ м.}$$

Суммарный коэффициент дополнительных потерь  $S$  определяем из (2.6)

$$S = \ln(r_c/r_0) = \ln[0,124/(4,13 \cdot 10^{-5})] = 8.$$

Потерю давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне находим по (2.52)

$$\Delta p_d = iS/1,15 = 0,24 \cdot 8/1,15 = 1,67 \text{ МПа.}$$

Депрессию давления при работе скважины на установившемся режиме определим, решая совместно (2.2) и (2.50)

$$\Delta p_{заб,0} = i \ln[(R_k/r_0)/1,15] = 0,24 \ln[250/(4,13 \cdot 10^{-5})]/1,15 = 3,26 \text{ МПа.} \quad (2.54)$$

Давление на расстоянии  $R_k = 250$  м от скважины при работе ее на установившемся режиме принимаем за пластовое

$$p_{пл} = p_{заб,0} + \Delta p_{заб,0} = 9,7 + 3,26 = 12,96 \text{ МПа.}$$

Коэффициент продуктивности скважины

$$K = Q/\Delta p_{заб,0} = 80/3,26 = 24,5 \text{ т/(сут \cdot МПа).}$$

Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне

$$\eta_S = 100 \Delta p_d / \Delta p_{заб,0} = 51,2 \text{ %.}$$

Непроизводительные потери давления в призабойной зоне велики. Поэтому после выяснения причин этих потерь необходимо принять меры для их уменьшения.

Покажем, что определение суммарного коэффициента дополнительных потерь  $S$  по (2.51) дает те же результаты:

$$S = 1,15 [\Delta p_{заб}(60)/i - \lg(\kappa/r_c^2) - 2,13] = \\ = 1,15 [2,5/0,24 - \lg(0,32/0,124^2) - 2,13] = 8,0.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

При разработке продуктивных пластов малой проницаемости время стабилизации режима работы скважин значительно. Поэтому при исследованиях методом установившихся отборов происходят ощутимые потери в добыче, особенно, если скважина многодебитная. Гораздо экономичнее оказывается однократное изменение режима работы скважины, снятие КВД и по результатам ее обработки получение коэффициента продуктивности.

Этот метод был использован в предыдущей задаче. По (2.54) определялась депрессия на пласт перед остановкой скважины. Запишем указанную формулу иначе:

$$\Delta p = i [\ln (R_k/r_c) + S]/1,15. \quad (2.55)$$

Для определения коэффициента продуктивности получим выражение

$$K = Q/\Delta p = 1,15Q/[i [\ln (R_k/r_c) + S]]. \quad (2.56)$$

Данный метод имеет ряд существенных недостатков: условность в величине радиуса дренирования  $R_k$ ; возможность влияния инерционных сил при работе скважины на установившемся режиме; меньшая точность, так как  $K$  определяется по одному режиму.

Эти недостатки можно уменьшить, если хотя бы раз наряду с методом восстановления давления провести исследования на установившихся режимах. Это даст возможность определить с достаточной точностью коэффициент продуктивности, выяснить степень влияния инерционных сил, вычислить  $R_k$ .

Выражение для коэффициента продуктивности из формулы Дюпюи следующее:

$$K = Q/\Delta p = 2\pi k h / \{ b_h \mu [\ln (R_k/r_c) + S]\}. \quad (2.57)$$

Нетрудно убедиться в тождественности формул (2.56) и (2.57). Если принимать за  $S$  суммарный коэффициент дополнительных потерь энергии в призабойной зоне, то в (2.57)  $k$  является проницаемостью пласта, неискаженной влиянием скважины. Изменение проницаемости пласта во время эксплуатации скважины происходит редко, чаще меняются свойства призабойной зоны  $S$ .

Если на основании исследований при неустановившемся и установленных режимах известны коэффициент продуктивности  $K_0$ , суммарный коэффициент несовершенства скважины  $S_0$  и радиус зоны дренирования  $R_k$ , а при очередных исследованиях методом восстановления давления определяют  $S_i$ , то коэффициент продуктивности на дату последнего исследования  $K_i$  можно получить на основании равенства (2.56) или (2.57) по формуле

$$K_i = K_0 [\ln (R_k/r_c) + S_0] / [\ln (R_k/r_c) + S_i]. \quad (2.58)$$

$R_k$  определяется из формулы (2.56) на основании результатов обоих видов исследования.

**Задача 2.28.** После освоения скважины были проведены оба вида гидродинамических исследований. КВД снимали после изменения дебита на 150 т/сут. Уклон линейного участка  $i = 0,36$  МПа,  $S_0 = 6,2$ . Индикаторная линия — прямая, коэффициент продуктивности  $K_0 = 34$  т/(сут·МПа). Радиус скважины по долоту  $r_c = 0,124$  м.

Через год была снята КВД. Обработка ее дала коэффициент дополнительных потерь  $S_i = 8,7$ . Определить коэффициент продуктивности на дату последнего исследования.

**Решение.** По (2.56) вычислим  $R_k$ :

$$R_k = r_c e^{\frac{1,15Q}{iK_0} - S_0} = 0,124 e^{\frac{1,15 \cdot 150}{0,36 \cdot 34} - 6,2} = 332 \text{ м.}$$

Коэффициент продуктивности

$$K_i = K_0 \frac{\ln(R_k/r_c) + S_0}{\ln(R_k/r_c) + S_i} = 34 \frac{\ln(332/0,124) + 6,2}{\ln(332/0,124) + 8,7} = 28,9 \text{ т/(сут..МПа).}$$

### 3. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Основная цель этого процесса — снижение забойного давления скважины и пуск ее в эксплуатацию. Существуют различные способы освоения скважин. Рассмотрим вопросы, связанные с освоением скважины заменой жидкости на более легкую без поглощения ее пластом. К рассчитываемым параметрам относятся: забойное давление  $p_{заб}$ ; давление закачки жидкости  $p_z$ ; объем закачиваемой жидкости  $V_z$ ; продолжительность закачки  $T_z$ .

При расчетах этого процесса необходимо определить потери на трение не только в трубах круглого сечения, но и в кольцевых зазорах при движении как ньютоновских, так и неニュтоновских вязкопластичных жидкостей при ламинарном (структурном) и турбулентном режимах.

#### РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НА ТРЕНИЕ

##### Расчет потерь на трение в трубе круглого сечения

**Задача 3.1.** Рассчитать и сопоставить потери на трение в трубе круглого сечения при замещении вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) для следующих исходных данных: длина трубы  $H = 2000$  м; внутренний диаметр трубы  $D_t = 0,076$  м; плотность глинистого раствора  $\rho_{gl} = 1200 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; плотность воды  $\rho_w = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; вязкость воды  $\mu_w = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ; объемный расход воды;  $Q_1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ .

**Решение.** В обоих случаях глинистый раствор выдавливается из трубы полностью. Так как глинистый раствор — вязкопластичная жидкость, то для оценки пластической вязкости  $\eta$  и

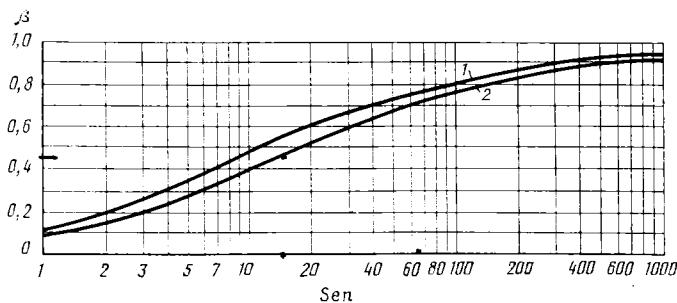


Рис. 3.1. Зависимость коэффициента  $\beta$  от параметра Сен-Венана—Ильюшина  $Sen$ :

1 — для круглого сечения; 2 — для кольцевого сечения

предельного динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  воспользуемся формулами Б. С. Филатова

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{гл}} - 0,022, \quad (3.1)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{гл}} - 7. \quad (3.2)$$

В нашем случае

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 - 0,022 = 0,0176 \text{ Па}\cdot\text{с},$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 - 7 = 3,2 \text{ Па}.$$

Рассчитаем:

критическую скорость  $w_{\text{кр т}}$  в трубе

$$w_{\text{кр т}} = 25 \sqrt{\tau_0 / \rho_{\text{гл}}} = 25 \sqrt{3,2 / 1200} = 1,29 \text{ м/с}; \quad (3.3)$$

фактическую среднюю скорость глинистого раствора в трубе

$$w_1 = 4Q_1 / (\pi D_t^2) = 4 \cdot 0,003 / [3,14 (0,076)^2] = 0,661 \text{ м/с.}$$

Так как  $w_1 < w_{\text{кр т}}$ , режим движения ламинарный (структурный). Потери на трение в трубе  $\Delta p_{\text{т гл}}$  определяем по формуле

$$\Delta p_{\text{т гл}} = 4\tau_0 H / (\beta_t D_t), \quad (3.4)$$

где  $\beta_t$  — коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана—Ильюшина  $Sen$  (рис. 3.1).

$$Sen_t = \tau_0 D_t / (\eta w). \quad (3.5)$$

Рассчитываем параметр  $Sen_t$

$$Sen_t = 3,2 \cdot 0,076 / (0,0176 \cdot 0,661) = 20,9.$$

По графику (см. рис. 3.1) находим  $\beta_{t1} = 0,61$ .

Находим потери на трение в трубе

$$\Delta p_{\text{т гл 1}} = 4 \cdot 3,2 \cdot 2000 / (0,61 \cdot 0,076) = 552 \text{ 200 Па} \approx 0,552 \text{ МПа.}$$

Для определения потерь на трение при движении в трубе воды воспользуемся уравнением Дарси—Вейсбаха

$$\Delta p_{\text{тв}} = 0,81 \lambda H Q^2 / D_t^5, \quad (3.6)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления.

Рассчитаем число Рейнольдса

$$Re_{B1} = w_1 D_{T1} \rho_B / \mu_B = 0,661 \cdot 0,076 \cdot 1000 / 0,001 = 50\,236.$$

Для определения  $\lambda$  воспользуемся формулой Блазиуса

$$\lambda_1 = 0,3164 / \sqrt[4]{Re} = 0,3164 / \sqrt[4]{50\,236} = 0,021. \quad (3.7)$$

Потери на трение

$$\Delta p_{T\,B1} = 0,021 \cdot 0,81 \cdot 2000 (0,003)^2 \cdot 1000 / (0,076)^5 = 0,1225 \text{ МПа.}$$

Суммарные потери на трение в трубе составят

$$\Delta p_{T\,1} = \Delta p_{T\,gl\,1} + \Delta p_{T\,B1} = 0,552 + 0,1225 = 0,6745 \text{ МПа.}$$

Проведем аналогичные расчеты для расхода  $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с.}$

Фактическая средняя скорость движения глинистого раствора в трубе  $w_2$ :

$$w_2 = 4Q_2 / (\pi D_{T2}^2) = 4 \cdot 0,015 / [3,14 (0,076)^2] = 3,31 \text{ м/с.}$$

Так как  $w_2 > w_{kp\,T} = 1,29 \text{ м/с,}$  режим движения турбулентный. Потери на трение в трубе рассчитываем по формуле

$$\Delta p_{T\,gl\,2} = 0,012 \rho_{gl} H w^2 / D_T \quad (3.8)$$

Таким образом

$$\Delta p_{T\,gl\,2} = 0,012 \cdot 1200 \cdot 2000 (3,31)^2 / 0,076 = 4,152 \text{ МПа.}$$

Для воды

$$Re_B = w_2 D_{T2} \rho_B / \mu_B = 3,31 \cdot 0,076 \cdot 1000 / 0,001 = 251\,600.$$

При  $Re > 100\,000$  коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Кольброка

$$\lambda = 1 / (1,8 \lg Re - 1,52)^2 \quad (3.9)$$

или Г. К. Филоненко

$$\lambda = 1 / (1,82 \lg Re - 1,64)^2 \quad (3.10)$$

Расчет по (3.9) дает  $\lambda_2 = 0,0148,$  а по (3.10)  $\lambda_2 = 0,0149.$

Потери на трение

$$\Delta p_{T\,B2} = 0,0148 \cdot 0,81 \cdot 2000 (0,015)^2 \cdot 1000 / (0,076)^5 = 2,158 \text{ МПа.}$$

Суммарные потери на трение в трубе составят

$$\Delta p_{T\,2} = \Delta p_{T\,gl\,2} + \Delta p_{T\,B2} = 4,152 + 2,158 = 6,31 \text{ МПа.}$$

Таким образом, увеличение объемного расхода жидкости в 5 раз (с 0,003 до 0,015  $\text{м}^3/\text{с.}$ ) приводит к возрастанию потерь на трение в трубе примерно в 9,3 раза.

### Расчет потерь на трение в кольцевом зазоре

Задача 3.2. Рассчитать потери на трение при продавке вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) в кольцевом зазоре, образованном колоннами труб большого диаметра с внутренним диаметром  $D_{B1} = 0,1503 \text{ м}$  и малого диаметра с наружным диаметром  $d_{nap} = 0,089 \text{ м.}$

Остальные условия взять из предыдущей задачи.

Решение. Критическую скорость для кольцевого зазора рассчитываем по формуле

$$\omega_{kp} = \eta Re_{kp} / [\rho_{gl} (D_{bh} - d_{nap})], \quad (3.11)$$

где  $Re_{kp}$  — критическое число Рейнольдса, характеризующее смену режима течения жидкости,

$$Re_{kp} = 2100 + 7,3 He^{0,58}, \quad (3.12)$$

где  $He = Re \cdot Sen$  — параметр Хедстрема.

Параметр Сен-Венана—Ильюшина для кольцевого зазора записывается в виде

$$Sen_{kz} = \tau_0 (D_{bh} - d_{nap}) (\eta \omega), \quad (3.13)$$

параметр Рейнольдса

$$Re_{kz} = \omega (D_{bh} - d_{nap}) \rho / \eta. \quad (3.14)$$

С учетом  $Sen_{kz}$  и  $Re_{kz}$  выражение для  $He$  перепишем как

$$He = \tau_0 / \rho_{gl} (D_{bh} - d_{nap})^2 / \eta^2. \quad (3.15)$$

Рассчитываем:

среднюю скорость в кольцевом зазоре при  $Q_1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\omega_{kz1} = \frac{4Q_1}{\pi (D_{bh}^2 - d_{nap}^2)} = \frac{4 \cdot 0,003}{3,14 (0,2259 - 0,007921)} = 0,26 \text{ м/с};$$

параметр Хедстрема  $He_1$

$$He_1 = 3,2 \cdot 1000 (0,1503 - 0,089)^2 / (0,0176)^2 = 46\,591;$$

критическое число Рейнольдса

$$Re_{kp1} = 2100 + 7,3 \cdot 46\,591^{0,58} = 5823,4;$$

число Рейнольдса при движении глинистого раствора

$$Re_{gl1} = 0,26 (0,1503 - 0,089) 1200 / 0,0176 = 1086,7.$$

Так как  $Re_{gl1} < Re_{kp1}$ , режим движения структурный.

Для кольцевого зазора:

потери на трение

$$\Delta p_{kz} = 4\tau_0 H / [\beta_{kz} (D_{bh} - d_{nap})], \quad (3.16)$$

где  $\beta_{kz}$  — коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана—Ильюшина.

Параметр Сен-Венана—Ильюшина

$$Sen_{kz1} = \tau_0 (D_{bh} - d_{nap}) / (\eta \omega). \quad (3.17)$$

Рассчитываем параметр Сен-Венана—Ильюшина

$$Sen_{kz1} = 3,2 (0,1503 - 0,089) / (0,0176 \cdot 0,26) = 42,9.$$

По графику (см. рис. 3.1) находим  $\beta_{kz1} = 0,63$ .

Рассчитываем потери на трение

$$\Delta p_{kz gl1} = 4 \cdot 3,2 \cdot 2000 [0,63 (0,1503 - 0,089)] = 0,663 \text{ МПа}.$$

Для ньютоновской жидкости

$$Re = w(D_{\text{вн}} - d_{\text{нап}}) \rho / \mu, \quad (3.18)$$

$$\Delta p = \lambda H w^2 \rho / [(D_{\text{вн}} - d_{\text{нап}}) 2], \quad Re_{\text{кр в}} = 2320. \quad (3.19)$$

Рассчитываем число Рейнольдса

$$Re_{\text{в 1}} = 0,26 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 15\,938.$$

Так как  $Re_{\text{в 1}} > Re_{\text{кр в}}$ , режим движения турбулентный. Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  (при  $Re < 100\,000$ ) определяем по (3.7)

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{15\,938} = 0,0281.$$

Определяем потери на трение  $\Delta p_{\text{кз в 1}}$

$$\Delta p_{\text{кз в 1}} = 0,0281 \cdot 2000 (0,26)^2 1000 / [(0,1503 - 0,089) 2] = 0,031 \text{ МПа.}$$

Суммарные потери в кольцевом зазоре при  $Q_1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$  составляют  $\Delta p_{\text{кз 1}} = 0,663 + 0,031 = 0,694 \text{ МПа.}$

Проведем аналогичные расчеты для  $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ . Рассчитываем среднюю скорость в кольцевом зазоре

$$w_{\text{ср 2}} = 4 \cdot 0,015 / [3,14 [(0,1503)^2 - (0,089)^2]] = 1,3 \text{ м/с.}$$

Параметр Хедстрема  $He_2 = 46\,591$ , критическое число Рейнольдса  $Re_{\text{кр}} = 5823,4$ . Определяем число Рейнольдса

$$Re_{\text{гл 2}} = 1,3 (0,1503 - 0,089) 1200 / 0,0176 = 5433,5.$$

Так как  $Re_{\text{гл 2}} < Re_{\text{кр}}$ , режим движения структурный. Находим

$$Sen_{\text{кз 2}} = 3,2 (0,1503 - 0,089) / (0,0176 \cdot 1,3) = 8,58.$$

Из графика (см. рис. 3.1)  $\beta_{\text{кз 2}} = 0,37$ .

Потери на трение

$$\Delta p_{\text{кз гл 2}} = 4 \cdot 3,2 \cdot 2000 / [0,37 (0,1503 - 0,089)] = 1,129 \text{ МПа.}$$

Для воды определяем число Рейнольдса  $Re_{\text{в 2}}$

$$Re_{\text{в 2}} = 1,3 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 79\,690.$$

Режим движения турбулентный и  $\lambda = 0,3164 / 79\,690^{1/4} = 0,0188$ .

Потери на трение

$$\Delta p_{\text{кз в 2}} = 0,0188 \cdot 2000 (1,3)^2 \cdot 1000 / [(0,1503 - 0,089) 2] = 0,518 \text{ МПа.}$$

Суммарные потери в кольцевом зазоре при  $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$  составляют  $\Delta p_{\text{кз 2}} = 1,129 + 0,518 = 1,647 \text{ МПа.}$

**Расчет потерь на трение в кольцевом зазоре с наличием местных сопротивлений (муфт)**

**Задача 3.3.** Рассчитать потери на трение в кольцевом зазоре между концентричными колоннами труб большого диаметра с внутренним диаметром  $D_{\text{вн}} = 0,1503 \text{ м}$  и малого диаметра с наружным диаметром  $d_{\text{нап}} = 0,089 \text{ м}$ . Колонна малого диаметра состоит из труб длиной  $l_t = 8 \text{ м}$ , соединенных муфтами с наружным диаметром  $d_m = 0,107 \text{ м}$ . Длина колонн  $H = 2000 \text{ м}$ . Объемный расход жидкости  $Q = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$ . Межтрубное пространство заполнено глинистым раствором с плотностью  $\rho_{\text{гл}} = 1200 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,

который замещается водой с плотностью  $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$ . Ранее определено, что  $\eta = 0,0176 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $\tau_0 = 3,2 \text{ Па}$ .

**Решение.** Рассчитываем среднюю скорость движения в кольцевом зазоре

$$\omega_{kz} = 4Q / [\pi (D_{bh}^2 - d_{gap}^2)] = 4 \cdot 0,04 / (3,14 \cdot 0,01467) = 3,47 \text{ м/с.}$$

Определим число Рейнольдса

$$Re_{gl} = 3,47 (0,1503 - 0,089) 1200 / 0,0176 = 14503.$$

В предыдущей задаче рассчитано критическое число Рейнольдса  $Re_{kp} = 5823,4$ . Так как  $Re_{gl} > Re_{kp}$ , режим движения в межтрубном пространстве турбулентный. Потери на преодоление гидравлических сопротивлений вычисляются по формуле

$$\Delta p_{kz} = 0,012 \rho_{gl} k_z H \omega^2 / (D_{bh} - d_{gap}), \quad (3.20)$$

где  $k_z$  — коэффициент увеличения гидравлических сопротивлений от муфтовых соединений

$$k_z = 1 + \xi (D_{bh} - d_{gap}) / (\lambda_T), \quad (3.21)$$

$\xi$  — коэффициент местных сопротивлений

$$\xi = [(D_{bh}^2 - d_{gap}^2) / (D_{bh}^2 - d_M^2) - 1]^2. \quad (3.22)$$

Рассчитываем:

коэффициент местных сопротивлений

$$\xi_{gl} = \{[(0,1503)^2 - (0,089)^2] / [(0,1503)^2 - (0,107)^2] - 1\}^2 = 0,1003; \boxed{1}$$

коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Блазиуса  $\lambda_{gl} = 0,3164 / 14503^{1/4} = 0,0288$ ;

коэффициент  $k_{z gl}$

$$k_{z gl} = 1 + [0,1003 (0,1503 - 0,089)] / (0,0288 \cdot 8) = 1,0267.$$

Определяем потери на преодоление гидравлических сопротивлений при движении глинистого раствора

$$\Delta p_{kz gl} = 0,012 \cdot 1200 \cdot 1,0267 \cdot 2000 (3,47)^2 / (0,1503 - 0,089) = 5,81 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем:

число Рейнольдса при движении воды

$$Re_w = 3,47 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 212711;$$

коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Г. К. Филоненко

$$\lambda_w = 1 / (1,82 \lg 212711 - 1,64)^2 = 0,0154;$$

коэффициент  $k_{zw} = 1 + [0,1003 (0,1503 - 0,089) / (0,0154 \cdot 8)] = 1,05$ .

Определяем потери на преодоление гидравлических сопротивлений при движении воды

$$\Delta p_{kz w} = 0,012 \cdot 1000 \cdot 1,05 \cdot 2000 (3,47)^2 / (0,1503 - 0,089) = 4,95 \text{ МПа.}$$

Таким образом, суммарные потери на преодоление гидравлических сопротивлений при замене глинистого раствора водой в кольцевом зазоре составляют

$$\Delta p_{kz} = \Delta p_{kz gl} + \Delta p_{kz w} = 5,81 + 4,95 = 10,76 \text{ МПа.}$$

# РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ЗАМЕНЫ ЖИДКОСТИ

## Расчет основных параметров процесса освоения

**Задача 3.4.** Рассчитать основные параметры процесса освоения скважины методом замены жидкости для следующих условий: глубина скважины  $L_c = 2000$  м, глубина спуска колонны НКТ  $H = 2000$  м, пластовое давление  $p_{пл} = 22,5$  МПа. Скважина, обсаженная 168-мм обсадной колонной с внутренним диаметром  $D_{вн} = 0,1503$  м, полностью заполнена глинистым раствором плотностью 1280 кг/м<sup>3</sup>. Диаметр насосно-компрессорных труб 0,060 м (внутренний диаметр  $d_{вн} = 0,0503$  м). Необходимо рассчитать давление  $p_3$ , объем жидкости  $V_3$  и продолжительность  $T_3$  прямой (жидкость закачки подается в колонну насосно-компрессорных труб) и обратной (жидкость закачки подается в кольцевой зазор между трубами) закачек. Закачка жидкости ведется агрегатом 4АН-700. Жидкость закачки — вода.

**Решение 1. Прямая закачка.**

Рассчитать расстояние  $x$ , на которое должна подняться жидкость закачки (считая от забоя) в кольцевом зазоре для случая, когда  $p_{заб} = p_{пл}$ .

Забойное давление в данном случае равно

$$p_{заб} = p_{пл} = \rho_{гл}g(H - x) + \rho_3gx + \Delta p_{кз\ гл} + \Delta p_{кз\ з}, \quad (3.23)$$

где  $\rho_{гл}$ ,  $\rho_3$  — соответственно плотности жидкости глушения и закачки, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta p_{кз\ гл}$  — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости глушения в кольцевом зазоре на расстоянии  $(H - x)$ , Па;  $\Delta p_{кз\ з}$  — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости закачки в кольцевом зазоре на расстоянии  $x$ , Па.

Откуда

$$x = \frac{H(\rho_{гл}g + A_{кз\ гл}) - p_{пл}}{g(\rho_{гл} - \rho_3) + (A_{кз\ гл} - A_{кз\ з})}, \quad (3.24)$$

где  $A_{кз\ гл}$ ,  $A_{кз\ з}$  — соответственно градиент давления от гидравлических потерь при движении жидкости глушения и закачки в кольцевом зазоре, Па/м.

$$A_{кз\ гл} = \begin{cases} \frac{4\tau_0}{\beta_{кз}(D_{вн} - d_{нап})} & \text{— структурный режим движения,} \\ 0,012\rho_{гл} \frac{k_3 w^2}{(D_{вн} - d_{нап})} & \text{— турбулентный режим движения,} \end{cases}$$

$$A_{кз\ з} = \lambda w^2 \rho_3 / [(D_{вн} - d_{нап}) 2]$$

При  $p_{заб} = p_{пл}$  давление закачки  $p_3$  определяется так:

$$p_3 = (\rho_{гл} - \rho_3)g(H - x) + \Delta p_{тз} + \Delta p_{кз\ гл} + \Delta p_{кз\ з}. \quad (3.25)$$

где  $\Delta p_{тз}$  — потери давления на преодоление гидравлических со-

противлений при движении жидкости закачки в насосно-компрессорных трубах на расстоянии  $H$ , Па.

Объем закачиваемой жидкости  $V_3$  рассчитываем следующим образом:

$$V_3 = V_t + V'_{kz}, \quad (3.26)$$

где  $V_t$  — объем насосно-компрессорных труб,  $\text{м}^3$ ;

$$V_t = \pi d_{bh}^2 H / 4, \quad (3.27)$$

$V'_{kz}$  — объем части кольцевого зазора, заполненный жидкостью закачки,  $\text{м}^3$ ,

$$V'_{kz} = \pi (D_{bh}^2 - d_{nap}^2) x / 4. \quad (3.28)$$

Таким образом

$$V_3 = \pi [d_{bh}^2 H + (D_{bh}^2 - d_{nap}^2) x] / 4. \quad (3.29)$$

Продолжительность закачки  $T_3$  (с) определяется так:

$$T_3 = V_3 / Q, \quad (3.30)$$

где  $Q$  — подача насоса, закачивающего жидкость,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

При выборе оборудования (насосных агрегатов) необходимо знать максимальное давление закачки  $p_{3\max}$ . Приближенно эту величину рассчитываем следующим образом:

$$p_{3\max} = gH(\rho_{gl} - \rho_3) + \Delta p_{t gl} + \Delta p_{kz gl} + \Delta p_{t3}, \quad (3.31)$$

где  $\Delta p_{t gl}$ ,  $\Delta p_{t3}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкостей глушения и закачки в насосно-компрессорных трубах на расстоянии  $H$ , Па;  $\Delta p_{kz gl}$  — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости глушения в кольцевом зазоре на расстоянии  $H$ , Па.

## 2. Обратная закачка.

Рассчитать расстояние  $x$  (считая от забоя), на которое должна подняться жидкость закачки в насосно-компрессорных трубах для случая, когда  $p_{заб} = p_{пл}$ .

Забойное давление в данном случае определяем

$$p_{заб} = p_{пл} = \rho_{gl}g(H - x) + \rho_3gx + \Delta p_{t gl} + \Delta p_{t3}, \quad (3.32)$$

где  $\Delta p_{t gl}$ ,  $\Delta p_{t3}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении в насосно-компрессорных трубах жидкости глушения на расстоянии ( $H - x$ ) и жидкости закачки на расстоянии  $x$ , Па.

Из данного выражения получаем

$$x = [H(\rho_{gl}g + B_{t gl}) - p_{пл}] / [\rho_3(g + B_{t' gl} - B_{t3})], \quad (3.33)$$

где  $B_{t gl}$ ,  $B_{t3}$  — соответственно градиент давления от гидравли-

ческих потерь при движении в насосно-компрессорных трубах жидкости глушения и закачки, Па/м;

$$B_{\text{т гл}} = \begin{cases} 4\tau_0/(\beta_{\text{т}} d_{\text{вн}}) & \text{структурный режим движения,} \\ 0,012\rho_{\text{гл}}\omega^2/d_{\text{вн}} & \text{турбулентный режим движения,} \end{cases}$$

$$B_{\text{тз}} = \lambda\omega^2\rho_{\text{з}}/(2d_{\text{вн}}).$$

При  $\rho_{\text{заб}} = \rho_{\text{пл}}$  давление закачки  $\rho_{\text{з}}$  определяем так:

$$\rho_{\text{з}} = (\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{з}})g(H - x) + \Delta p_{\text{кз гл}} + \Delta p_{\text{тз}} + \Delta p_{\text{т гл}}, \quad (3.34)$$

где  $\Delta p_{\text{кз}}$  — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении в кольцевом зазоре жидкости закачки на расстоянии  $H$ , Па.

Объем жидкости закачки

$$V_{\text{з}} = \pi [d_{\text{вн}}^2x + (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нап}}^2)H]/4. \quad (3.35)$$

При известной подаче насосного агрегата  $Q$  рассчитываем продолжительность закачки  $T_{\text{з}}$

$$T_{\text{з}} = V_{\text{з}}/Q. \quad (3.36)$$

Максимальное давление приближенно определяем по формуле

$$\rho_{\text{з max}} = gH(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{з}}) + \Delta p_{\text{т гл}} + \Delta p_{\text{кз гл}} + \Delta p_{\text{кз з}}, \quad (3.37)$$

где  $\Delta p_{\text{т гл}}$ ,  $\Delta p_{\text{кз гл}}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости глушения в насосно-компрессорных трубах и в кольцевом зазоре на расстоянии  $H$ , Па.

**Задача 3.5.** Рассчитать процесс освоения скважины методом замены жидкости для следующих условий: глубина скважины  $L_{\text{с}} = 1750$  м, глубина спуска колонны НКТ  $H = 1300$  м, пластовое давление  $\rho_{\text{пл}} = 17,5$  МПа. Скважина, обсаженная 146-мм обсадной колонной с внутренним диаметром  $D_{\text{вн}} = 0,13$  м, полностью заполнена глинистым раствором плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. Диаметр насосно-компрессорных труб 0,048 м (внутренний диаметр  $d_{\text{вн}} = 0,0403$  м). Необходимо рассчитать давление  $\rho_{\text{з}}$ , объем  $V_{\text{з}}$  и продолжительность  $T_{\text{з}}$  закачки при прямом и обратном процессах. Закачка ведется агрегатом 4АН-700. Жидкость закачки — нефть плотностью 880 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью  $\mu_{\text{n}} = 0,004$  Па·с.

**Решение.** 1. Прямая закачка.

При  $\rho_{\text{заб}} = \rho_{\text{пл}}$

$$\rho_{\text{заб}} = \rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{гл}}g(L_{\text{с}} - x) + \rho_{\text{з}}gx + \Delta p_{\text{кз гл}} + \Delta p_{\text{кз з}}, \quad (3.38)$$

где  $\Delta p_{\text{кз гл}}$ ,  $\Delta p_{\text{кз з}}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом зазоре при движении жидкости глушения на расстоянии ( $H - x$ ) и жидкости закачки на расстоянии  $x$ , Па.

Откуда

$$x = [\rho_{\text{гл}}gL_{\text{с}} + A_{\text{кз гл}}H - \rho_{\text{пл}}]/[g(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{з}}) + (A_{\text{кз гл}} - A_{\text{кз з}})], \quad (3.39)$$

где  $A_{\text{кз гл}}$ ,  $A_{\text{кз з}}$  — соответственно градиенты давления гидравлических потерь при движении жидкости глушения и закачки в коль-

цевом зазоре, Па/м (рассчитываются так же, как и в предыдущей задаче).

Давление  $p_3$ , объем  $V_3$  и продолжительность  $T_3$  закачки рассчитываем точно так же, как в задаче 3.4 для прямой закачки.

## 2. Обратная закачка.

При  $p_{заб} = p_{пл}$

$$p_{заб} = p_{пл} = \rho_{гл}g(L_c - x) + \rho_3gx + \Delta p'_{т, гл} + \Delta p_{тз}, \quad (3.40)$$

где  $\Delta p'_{т, гл}$ ,  $\Delta p_{тз}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в насосно-компрессорных трубах при движении жидкости глушения на расстоянии  $(H-x)$  и жидкости закачки на расстоянии  $x$ , Па.

Откуда

$$x = [\rho_{гл}gL_c + B_{т, гл}H - p_{пл}]/[g(\rho_{гл} - \rho_3) + (B_{т, гл}' - B_{тз})]. \quad (3.41)$$

Градиенты давления  $B_{т, гл}$  и  $B_{тз}$ , давление  $p_3$ , объем  $V_3$  и продолжительность закачки рассчитываем так же, как в задаче 3.4 для обратной закачки.

**Задача 3.6.** Рассчитать процесс освоения скважины методом замены жидкости для следующих условий: расстояние от устья до кровли продуктивного горизонта  $L = 1300$  м, толщина продуктивного горизонта  $h = 25$  м, глубина спуска НКТ  $H = 1300$  м, пластовое давление  $p_{пл} = 14$  МПа.

Скважина, обсаженная 146-мм обсадной колонной с внутренним диаметром  $D_{вн} = 0,13$  м, полностью заполнена минерализованной водой плотностью  $\rho_{гл} = 1200$  кг/м<sup>3</sup>. Диаметр насосно-компрессорных труб 0,048 м (внутренний диаметр  $d_{вн} = 0,0403$  м). Колонна НКТ в кровле продуктивного горизонта запакерована и имеет циркуляционный клапан (потерями в клапане пренебречь). В качестве жидкости закачки используется нефть со следующими характеристиками: пластическая вязкость  $\eta = 0,005$  Па·с, предельное динамическое напряжение сдвига  $\tau_0 = 0,2$  Па, плотность жидкости закачки  $\rho_3 = 850$  кг/м<sup>3</sup>.

Необходимо рассчитать давление, объем и продолжительность прямой и обратной закачки. Закачка ведется агрегатом 4АН-700.

**Решение.** 1. Прямая закачка.

При  $p_{заб} = p_{пл}$

$$p_{заб} = p_{пл} = \rho_{гл}g(L + h - x) + \rho_3gx + \Delta p_{кз, гл} + \Delta p_{кз, з}, \quad (3.42)$$

где  $\Delta p_{кз, гл}$ ,  $\Delta p_{кз, з}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом зазоре при движении жидкости глушения на расстоянии  $(L-x)$  и жидкости закачки на расстоянии  $x$ , Па.

Расстояние  $x$  равно

$$x = \frac{L[\rho_{гл}g(1 + h/L) + A_{кз, гл}] - p_{пл}}{g(\rho_{гл} - \rho_3) + (A_{кз, гл} - A_{кз, з})}. \quad (3.43)$$

Градиенты давления  $A_{кз, гл}$  и  $A_{кз, з}$  рассчитывают так же, как в задаче 3.4. Аналогично определяют  $V_3$  и  $T_3$ .

## 2. Обратная закачка.

При  $\rho_{заб} = \rho_{пл}$

$$\rho_{заб} = \rho_{пл} = \rho_{гл}g(L + h - x) + \rho_3gx + \Delta p_{т гл} + \Delta p_{тз}, \quad (3.44)$$

где  $\Delta p_{т гл}$ ,  $\Delta p_{тз}$  — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в насосно-компрессорных трубах при движении жидкости гущения на расстоянии  $(L - x)$  и жидкости закачки на расстоянии  $x$ , Па.

Расстояние  $x$  равно

$$x = \frac{L [\rho_{гл}g(1 + h/L) + B_{т гл}] - \rho_{пл}}{g(\rho_{гл} - \rho_3) + (B_{т гл} - B_{тз})} \quad (3.45)$$

Градиенты давления  $B_{т гл}$  и  $B_{тз}$  рассчитывают так же, как в задаче 3.4. Аналогично определяют  $V_3$  и  $T_3$ .

Задача 3.7. Рассчитать процесс освоения скважины методом замены жидкости для следующих условий: расстояние от устья до кровли продуктивного горизонта  $L = 2100$  м, толщина продуктивного горизонта  $h = 50$  м, глубина спуска НКТ  $H = 1700$  м, пластовое давление  $\rho_{пл} = 23$  МПа.

Скважина, обсаженная 168-мм обсадной колонной с внутренним диаметром  $D_{вн} = 0,1503$  м, полностью заполнена глинистым раствором плотностью  $\rho_{гл} = 1150$  кг/м<sup>3</sup>. Диаметр насосно-компрессорных труб 0,073 м (внутренний диаметр  $d_{вн} = 0,062$  м). Колонна НКТ запакерована на глубине 1700 м и имеет циркуляционный клапан. В качестве жидкости закачки используется нефть со следующими характеристиками: пластическая вязкость  $\eta = 0,003$  Па·с, предельное динамическое напряжение сдвига  $\tau_0 = 0,15$  Па, плотность нефти  $\rho_3 = 835$  кг/м<sup>3</sup>.

Требуется рассчитать давление, объем и продолжительность прямой и обратной закачек. Потерями давления в циркуляционном клапане пренебречь. Закачка ведется агрегатом 4АН-700.

### Решение. 1. Прямая закачка.

$$\rho_{заб} = \rho_{пл} = \rho_{гл}g(L_c - x) + \rho_3gx + \Delta p_{кз гл} + \Delta p_{кз з}, \quad (3.46)$$

откуда

$$x = \frac{H (\rho_{гл}gL_c/H + A_{кз гл}) - \rho_{пл}}{g(\rho_{гл} - \rho_3) + (A_{кз гл} - A_{кз з})} \quad (3.47)$$

При расчете  $A_{кз гл}$  и  $A_{кз з}$  следует помнить, что жидкости гущения и закачки являются вязкопластичными.

### 2. Обратная закачка.

$$\rho_{заб} = \rho_{пл} = \rho_{гл}g(L_c - x) + \rho_3gx + \Delta p_{т гл} + \Delta p_{тз}, \quad (3.48)$$

откуда

$$x = \frac{H (\rho_{гл}gL_c/H + B_{т гл}) - \rho_{пл}}{g(\rho_{гл} - \rho_3) + (B_{т гл} - B_{тз})}. \quad (3.49)$$

Совершенно очевидно, что

$$L_c = L + h \quad (3.50)$$

Для задач 3.4—3.7 при необходимости можно рассчитать зависимости  $p_3 = f(T_3)$ ,  $V_3 = f(T_3)$ ,  $p_{заб} = f(T_3)$ , задаваясь различной продолжительностью закачки  $T_3$ , и построить соответствующие графики.

#### 4. ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Воздействие на призабойную зону может преследовать две совершенно различные цели. Во-первых, это рост производительности или приемистости скважин при увеличении или сохранении коэффициента нефтеотдачи пласта. Во-вторых, крепление призабойной зоны, предотвращение ее разрушения. В то время, как вторая задача ясна в своей постановке: нужно закрепить породу, оставив ее в то же время достаточно проницаемой, решение первой задачи оказывается сложным и противоречивым.

Продуктивные пласты неоднородны по проницаемости и их можно разделить на отдельные пропластки с различными удельными коэффициентами продуктивности

$$K_i/h_i = 2\pi k_i/(b_{\text{НП}} [\ln(R_k/r_c) + S_i]). \quad (4.1)$$

При совместной эксплуатации пропластков при естественном или искусственном водонапорном режиме для достижения максимального коэффициента нефтеотдачи необходимо, чтобы пропластки обводнялись одновременно, т. е. чтобы удельные коэффициенты продуктивности всех пропластков были одинаковы. Этого можно добиться, воздействуя на призабойную зону каждого из пропластков в отдельности. Но это не всегда оказывается целесообразным.

Если в (4.1)  $k_i$  — проницаемость продуктивного пропластка на удалении от скважины, то коэффициент  $S_i$  — показатель, обусловленный всеми видами дополнительных сопротивлений фильтрации в призабойной зоне: несовершенством скважины по степени и характеру вскрытия, изменением проницаемости в призабойной зоне, нарушением линейности закона фильтрации [формула (2.5)]. Таким образом, основным параметром, который изменяется при воздействии на призабойную зону, является коэффициент  $S$ , и для увеличения продуктивности пропластка нужно стремиться к уменьшению  $S$ , минимальное значение которого может достигнуть — 1,5 (см. рис. 2.7), применяя методы воздействия на призабойную зону, ведущие к резкому увеличению ее проницаемости по сравнению с проницаемостью пласта. Если и в этом случае удельный коэффициент продуктивности малопроницаемого пропластка остается ниже, чем у высокопроницаемого, то для выравнивания фронта вытеснения остается понижать продуктивность хорошо проницаемого пропластка, а это обычно ведет к чувствительному уменьшению дебитов скважин.

Итак, даже при раздельном воздействии на призабойную зону пропластков мы не используем все возможности для увеличения коэффициента нефтеотдачи. Приблизиться к этому можно лишь при раздельной эксплуатации пропластков различными сетками скважин либо применяя оборудование для одновременной раздельной эксплуатации, когда при разной продуктивности пропластков одинаковую скорость продвижения фронта вытеснения можно поддерживать, создавая различную депрессию.

К сожалению, направленное поинтервальное воздействие на призабойную зону скважины требует больших затрат времени и средств, а воздействие на весь пласт может оказаться неэффективным не только с точки зрения повышения нефтеотдачи, но и производительности скважины.

Применение методов воздействия на призабойную зону дает наибольший эффект в процессе освоения скважины после выхода ее из бурения. Это объясняется тем, что свойства пропластков при бурении ухудшаются пропорционально их проницаемости и получается более однородный по проницаемости пласт, обычно с повсеместно уменьшившейся проницаемостью, но в большей степени на участках с хорошей проницаемостью. Когда призабойная зона подвергается одному из методов воздействия, то в большей степени его воспринимают хорошо проницаемые пропластки, а так как степень изменения их свойств обычно большая, то и эффект от воздействия получается высоким.

Во время эксплуатации в результате перетоков жидкости при остановках скважины ухудшаются фильтрационные свойства будут у пропластков с более низким приведенным пластовым давлением\*. Проницаемость таких пропластков может быть не самой высокой. При недифференцированном воздействии на призабойную зону большему воздействию подвергаются хорошо проницаемые пропластки. Эффективность последующих обработок гораздо ниже, чем при обработке после освоения скважины. Она будет снижаться при каждой последующей обработке, так как пластины с низкой и все более ухудшающейся проницаемостью вследствие внутрипластовых перетоков практически не подвергаются воздействию, а эффект от многократного воздействия на хорошо проницаемые пропластки все время падает.

Существующие методы воздействия на призабойную зону делятся на три группы: химические, механические и тепловые. Помимо улучшения свойств призабойной зоны, снижают вязкость нефти вблизи скважины, что увеличивает ее производительность.

Для выбора метода воздействия скважины комплексно исследуют: определяются коэффициент продуктивности, проницаемость призабойной зоны и пласта, показатель скин-эффекта, снимают дебитограмму и выявляют пропластки, где ухудшились коллек-

\* Пояснения к вопросу перетоков даны в гл. 2 при совместном исследовании двух пластов.

торские свойства. Зная историю эксплуатации залежи и данной скважины, устанавливают причины изменения параметров.

## ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ РАСТВОРАМИ

Задача 4.1. Определить необходимое количество реагентов и составить план обработки призабойной зоны соляной кислотой для следующих условий: глубина скважины 1600 м; вскрытая толщина карбонатного коллектора  $h = 27$  м; диаметр скважины по долоту  $D = 0,220$  м; пластовое давление 15 МПа; пластовая температура 50 °C; коэффициент проницаемости  $0,2 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>; коэффициент продуктивности 50 м<sup>3</sup>/(сут·МПа); внутренний диаметр НКТ  $d = 0,062$  м.

Первоначально обрабатывают хорошо проницаемый пористый карбонатный пласт 15 %-ным раствором соляной кислоты из расчета 1 м<sup>3</sup> раствора на 1 м толщины пласта. Плотность кислоты при 25 °C  $\rho_{25} = 1134$  кг/м<sup>3</sup>. В связи с близостью подошвенной воды нижние 10 м ( $h'$ ) продуктивного пласта не обрабатывали.

Решение. Необходимый объем раствора  $W_p = 1(27 - 10) = 17$  м<sup>3</sup>.

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Методику расчета можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена ее концентрацией. При известной объемной доле кислоты ее  $W_k$  определяем по формуле

$$W_k = W_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)], \quad (4.2)$$

где  $x_k$ ,  $x_p$  объемные доли товарной кислоты, кислотного раствора соответственно, %.

При объемной доле товарной кислоты 27,5 % найдем ее объем

$$W_k = 17 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 8,75 \text{ м}^3.$$

Если при перевозке и хранении кислоты ее концентрация изменилась, то объем товарной кислоты рассчитывается по формуле

$$W_k = W_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999) / [\rho_k (\rho_k - 999)], \quad (4.3)$$

где  $\rho_k$  — плотность товарной кислоты при 15 °C.

Если плотность кислоты определена при другой температуре, то для ее пересчета необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{15} = \rho_t + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_t - 2,52)(t - 15), \quad (4.4)$$

где  $\rho_t$ ,  $\rho_{15}$  — плотности кислотного раствора при температурах  $t$  и 15 °C соответственно, кг/м<sup>3</sup>.

Находим плотность кислоты при 15 °C по (4.4)

$$\rho_{15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52)(25 - 15) = 1139 \text{ кг/м}^3.$$

Объем товарной кислоты

$$W_k = 17 \cdot 5,09 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [1139 (1139 - 999)] = 8,75 \text{ м}^3.$$

В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле

$$W_{\text{ук}} = b_{\text{ук}} W_p / c_{\text{ук}} = 3 \cdot 17/80 = 0,638 \text{ м}^3,$$

где  $b_{\text{ук}}$  — норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты,  $b_{\text{ук}} = 3 \%$ ;  $c_{\text{ук}}$  — объемная доля товарной уксусной кислоты, равная 80 %.

В качестве ингибитора коррозии выбран реагент В-2, объем которого

$$W_{\text{и}} = b_{\text{и}} W_p / c_{\text{и}} = 0,2 \cdot 17/100 = 0,034 \text{ м}^3,$$

где  $b_{\text{i}}$  — выбранная объемная доля реагента в растворе, %;  $c_{\text{i}}$  — объемная доля товарного продукта (ингибитора).

Количество интенсификатора (принимаем Марвелан-К (О)):

$$W_{\text{инт}} = b_{\text{инт}} W_p / 100 = 0,3 \cdot 17/100 = 0,051 \text{ м}^3,$$

где  $b_{\text{инт}}$  — норма добавки интенсификатора, принятая равной 0,3 %. Желательно в первую половину раствора добавить 0,5 % — 42 л, во вторую 0,1 % — 9 л.

При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до 0,4 % серной кислоты. Ее нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле

$$G_{x6} = 21,3 W_p (a x_p / x_k - 0,02), \quad (4.5)$$

где 21,3 — масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты;  $a x_p / x_k$  — объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе;  $a$  — объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 — допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м<sup>3</sup> объем его с учетом (4.5) определяют

$$W_{x6} = G_{x6} / 4000 = 21,3 \cdot 17 (0,4 \cdot 15,0 / 27,5 - 0,02) / 4000 = 0,018 \text{ м}^3.$$

Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$W_{\text{в}} = W_p - W_{\text{k}} - \sum W_{\text{pear}} = 17,0 - 8,75 - 0,638 - 0,034 - 0,051 - 0,018 = 7,509 \text{ м}^3.$$

### Порядок приготовления кислотного раствора

Наливают в мерник 7,509 м<sup>3</sup> воды, добавляют к воде 0,034 м<sup>3</sup> ингибитора В-2; 0,638 м<sup>3</sup> уксусной кислоты; 8,75 м<sup>3</sup> товарной соляной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают и замеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Значение соответствующей плотности  $\rho_p$  можно найти в справочных материалах или рассчитать по формуле

$$W_k = W_p \rho_p (\rho_p - 999) / [\rho_k (\rho_k - 999)].$$

Для условий задачи

$$\rho_p = 999/2 + \sqrt{(999/2)^2 + \rho_k (\rho_k - 999) W_k/W_p} = 999/2 + \\ + \sqrt{(999/2)^2 + 1134 (1134 - 999) 8.75/17} = 1072 \text{ кг/м}^3.$$

Для определения  $\rho_p$  плотность товарной кислоты нужно брать по замеру ареометром при той же температуре, при которой измеряется плотность раствора.

Если замеренная плотность больше расчетной, в раствор добавляют воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно корректировка не требуется, если нет грубых ошибок в расчетах или в дозировке, так как возможные погрешности при расчетах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляют в раствор 72 кг хлористого бария, хорошо перемешивают раствор, через 5 мин после этого добавляют 51 л интенсификатора Марвелан-К (О), раствор снова перемешивают и оставляют его на 2—3 ч до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш-30А и другие емкости.

## Обработка скважины

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

1. Нижний интервал продуктивного пласта изолируют закачкой бланкета — концентрированного раствора хлористого кальция. Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса Азинмаш-30А закачивают раствор  $\text{CaCl}_2$  плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Объем закачиваемого бланкета составляет

$$V_{6,1} = 0,785 D^2 h' = 0,785 \cdot 0,22^2 \cdot 10 = 0,38 \text{ м}^3.$$

Для получения 1 м<sup>3</sup> раствора  $\text{CaCl}_2$  плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> требуется 540 кг  $\text{CaCl}_2$  и 0,660 м<sup>3</sup> воды. Для изоляции нижнего интервала необходимо  $540 \cdot 0,38 = 205$  кг  $\text{CaCl}_2$  и  $0,660 \cdot 0,38 = 0,25$  м<sup>3</sup> воды. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объеме выкидной линии длиной 20 м с внутренним диаметром  $d_b = 0,05$  м и насосно-компрессорных труб длиной 1600 м.

Объем выкидной линии  $V_b = 0,785 d_b^2 \cdot 20 = 0,04 \text{ м}^3$ .

Объем 1 м НКТ

$$V'_{\text{НКТ}} = 0,785 d^2 \cdot 1 = 0,0030175 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Объем нефти для продавки бланкета

$$V = V'_b + V'_{\text{НКТ}} L = 0,04 + 0,0030175 \cdot 1600 = 4,868 \text{ м}^3.$$

2. Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 1590 м, размещают и обвязывают оборудование.

3. Закачивают кислотный раствор в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта

$$V'_k = V_b + V'_{\text{НКТ}}(L - h') + 0,785(D^2 - d_1^2)(h - h') = 0,04 + \\ + 0,0030175(1600 - 10) + 0,785(0,22^2 - 0,073^2)(27 - 10) = 5,413 \text{ м}^3,$$

где  $d_1$  — наружный диаметр НКТ.

4. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остатальной кислотный раствор

$$V''_k = W_p - V'_k = 17 - 5,413 = 11,587 \text{ м}^3.$$

5. Для задавливания кислоты в пласт закачивают нефть (нагрузку  $V_n$ ) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта

$$V_n = V'_k = 5,413 \text{ м}^3.$$

6. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты 1,5—2 ч.

7. Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

На первый взгляд кажется, что скважина должна самозапуститься. При открытии задвижки на выкидной линии жидкость начнет поступать из пласта, но через некоторое время, после частичной замены нефти в стволе скважины продуктами реакции, приток прекратится.

После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникала на большее расстояние от скважины. Радиус обработанной зоны увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает коррозию последнего.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче. В табл. 4.1 приведены характеристики агрегата Азинмаш-30А.

Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом  $q = 6,85 \text{ л/с}$ .

$$\rho_{vn} = \rho_{заб} - \rho_{ж} + p_t = 26,84 - 14,04 + 1,32 = 14,12 \text{ МПа},$$

где  $\rho_{заб}$  — максимальное забойное давление при продавке раствора

$$\rho_{заб} = \rho_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400/K = 15 + 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400/50 = 26,84 \text{ МПа},$$

$\rho_{ж}$  — гидростатическое давление столба продавочной жидкости (нефть с плотностью 900 кг/м<sup>3</sup>)

$$\rho_{ж} = \rho g (L - h') = 900 \cdot 9,81 (1600 - 10) 10^{-6} = 14,04 \text{ МПа},$$

Таблица 4.1. Техническая характеристика агрегата Азинмаш-30А

Скорость	Плунжер диаметром 100 мм		Плунжер диаметром 120 мм	
	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа
II	2,50	47,6	3,60	33,2
III	4,76	25,0	6,85	17,4
IV	8,48	14,0	12,22	9,7
V	10,81	11,0	15,72	7,6

$p_t$  — потери давления на трение

$$p_t = \lambda v^2 L \rho / (2d) = 0,0221 \cdot 2,27^2 \cdot 1600 \cdot 900 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,062) = 1,32 \text{ МПа},$$

$v$  — скорость движения жидкости по трубам

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 d^2) = 6,85 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,062^2) = 2,27 \text{ м/с},$$

$\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,25} = 0,3164 / 42\,222^{0,25} = 0,0221,$$

Re — число Рейнольдса

$$\text{Re} = vd\rho/\mu = 2,27 \cdot 0,062 \cdot 900 / (3 \cdot 10^{-3}) = 42\,222,$$

$\mu$  — динамическая вязкость продавочной нефти, равная 3 мПа·с.

Подобные расчеты, проведенные для закачки в скважину жидкости с расходом 8,48 л/с, показали, что необходимое давление на выкиде насоса должно быть 17,35 МПа. При работе агрегата на IV скорости такое давление не обеспечивается.

Итак, при закачке кислотного раствора агрегат Азинмаш-30А работает на III скорости при диаметре плунжера 120 мм. При этом давление на выкиде насоса (17,4 МПа) больше, чем необходимо для продавки в пласт раствора с дебитом 6,85 л/с.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора

$$\tau = (W_p + V_n) 10^3 / (q \cdot 3600) = (17 + 5,413) 10^3 / (6,85 \cdot 3600) = 0,94.$$

## ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Задача 4.2. Составить план проведения гидроразрыва пласта, выбрать рабочие жидкости и оценить показатели процесса для следующих условий: скважина эксплуатационная; глубина  $L = 1800$  м; диаметр по долоту  $D = 0,25$  м; вскрытая толщина пласта  $h = 10$  м; средняя проницаемость  $k = 0,05 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ; модуль упругости пород  $E = 10^4 \text{ МПа}$ ; коэффициент Пуассона  $\nu = 0,3$ ; средняя плотность пород над продуктивным пластом  $\rho_p = 2600 \text{ кг/м}^3$ ; напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А. Н. Динника.

Вертикальная составляющая горного давления

$$\rho_{gv} = \rho_0 g L = 2600 \cdot 9,81 \cdot 1800 \cdot 10^{-6} = 45,91 \text{ МПа}$$

Горизонтальная составляющая горного давления

$$p_r = p_{rB}v/(1-v) = 45,91 \cdot 0,3/(1-0,3) = 19,68 \text{ МПа.}$$

В подобных условиях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины.

Запроектируем гидроразрыв нефильтрующейся жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтита плотностью  $\rho_h = 930 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $\mu = 200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание песка принимаем  $c = 300 \text{ кг на } 1 \text{ м}^3$  жидкости-песконосителя, для расклинивания трещины запланируем закачку примерно 3 т кварцевого песка фракции 0,8–1,2 мм, темп закачки  $Q = 12 \text{ л/с}$ , что значительно больше минимально допустимого при создании вертикальных трещин [24].

При ГРП непрерывно закачивают жидкость разрыва в объеме 1  $\text{м}^3$  и жидкость-песконоситель в объеме 9  $\text{м}^3$ , которая одновременно является и жидкостью разрыва.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю. П. Желтова [24]. Оценим сначала ширину трещины после закачки 1  $\text{м}^3$  жидкости разрыва, для чего определим давление на забое  $p_{заб}$  в этот момент времени по формуле

$$\begin{aligned} p_{заб}/p_r (\rho_{заб}/\rho_r - 1)^3 &= 5,25 E^2 Q \mu / [(1 - v^2)^2 \rho_r^3 V_{ж}] = 5,25 (10^{10})^2 \times \\ 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 / (1 - 0,3^2) (19,68 \cdot 10^6)^3 1 &= 2 \cdot 10^{-4}; \\ \rho_{заб}/p_r = 1,057, \quad \rho_{заб} = 19,68 \cdot 1,057 &= 20,80 \text{ МПа.} \end{aligned} \quad (4.7)$$

В (4.7)  $V_{ж}$  — объем жидкости, находящейся в трещине

$$V_{ж} = Qt + V_0, \quad (4.8)$$

где  $Q$  — расход закачиваемой жидкости,  $t$  — время закачки,  $V_0$  — объем жидкости, находившейся в трещине до гидроразрыва.

Здесь и в дальнейшем принято  $V_0 = 0$ .

Длина трещины после закачки  $V_{ж} = 1 \text{ м}^3$ :

$$\begin{aligned} l &= \sqrt{V_{ж} E / [5,6 (1 - v^2) h (\rho_{заб} - p_r)]} = \\ &= \sqrt{1 \cdot 10^{10} / [5,6 (1 - 0,3^2) 10 (20,80 - 19,68) 10^6]} = 13,2 \text{ м.} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Раскрытость или ширина трещины

$$\begin{aligned} \omega &= 4 (1 - v^2) l (\rho_{заб} - p_r) / E = 4 (1 - 0,3^2) 13,2 (20,80 - 19,68) 10^6 / 10^{10} = \\ &= 0,0054 \text{ м} = 5,4 \text{ мм.} \end{aligned} \quad (4.10)$$

Раскрытость трещины вполне достаточна, чтобы песок фракции 0,8–1,2 мм поступал в нее при закачке следующей порции жидкости разрыва (9  $\text{м}^3$ ), являющейся одновременно и жидкостью-песконосителем.

Объемная доля песка в смеси  $n_o = (G/\rho_{пес})/(G/\rho_{пес} + 1) = (300/2500)/(300/2500 + 1) = 0,107$ ,

где  $G$  — масса песка, приходящаяся на 1  $\text{м}^3$  жидкости, кг;  $\rho_{пес}$  — плотность песка 2500  $\text{кг/м}^3$ .

Вязкость жидкости-песконосителя определим по формуле [14]

$$\mu_{ж} = \mu \exp(3,18 n_o) = 200 \exp(3,18 \cdot 0,107) = 280 \text{ мПа}\cdot\text{с.} \quad (4.11)$$

Давление на забое скважины в конце гидроразрыва (после закачки  $10 \text{ м}^3$  жидкости в трещину) определим по (4.7):

$$\frac{p_{заб}}{p_r} \left( \frac{p_{заб}}{p_r} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot (10^{10})^2 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,28}{(1 - 0,3^2)^2 (19,68 \cdot 10^6)^3 10} = 0,28 \cdot 10^{-4},$$

$$p_{заб}/p_r = 1,030, \quad p_{заб} = 20,27 \text{ МПа.}$$

Длину трещины — по (4.9):

$$l = \sqrt{10 \cdot 10^{10} / [5,6 (1 - 0,3^2) 10 (20,27 - 19,68) 10^6]} = 58 \text{ м.}$$

Ширину трещины — по (4.10):

$$\omega = 4 (1 - 0,3^2) 58 (20,27 - 19,68) 10^6 / 10^{10} = 0,0125 \text{ м} = 1,25 \text{ см.}$$

Жидкость-песконоситель распространилась в трещине на расстоянии от скважины, примерно равном 90 % ее длины, т. е.  $l_1 = 0,9 l = 52 \text{ м.}$

После снятия давления трещина закрывается неполностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Принимая пористость песка в трещине после ее закрытия  $m = 0,3$ , определим остаточную ширину трещины

$$\omega_1 = \omega n_0 / (1 - m) = 1,25 \cdot 0,107 / (1 - 0,3) = 0,19 \text{ см.} \quad (4.12)$$

Проницаемость трещины такой ширины

$$k_t = \omega_1^2 / 12 = 0,0019^2 / 12 = 0,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Среднюю проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине определяем по формуле

$$k_1 = [(\pi D - \omega_1) k + \omega_1 k_t] / (\pi D) = [(3,14 \cdot 0,25 - 0,0019) 0,05 \cdot 10^{-12} + 0,0019 \cdot 0,3 \cdot 10^{-6}] / (3,14 \cdot 0,25) = 726 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2. \quad (4.13)$$

Средняя проницаемость пласта при наличии вертикальной трещины будет уменьшаться с возрастанием расстояния от скважины. При ее оценке примем ширину трещины после смыкания одинаковой на любом расстоянии от скважины, а ее проницаемость неизменной. Тогда по (4.13) средняя проницаемость на расстоянии 1 м от скважины будет

$$k_1 = [(3,14 \cdot 2,25 - 0,0019) 0,05 \cdot 10^{-12} + 0,0019 \cdot 0,3 \cdot 10^{-6}] / (3,14 \cdot 2,25) = 80,7 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2,$$

а на расстоянии, равном радиусу раскрытия  $l_1$  трещины,  $k_1 = 1,79 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Как видно из расчетов, в области распространения трещины средняя проницаемость почти повсеместно больше, чем на два порядка превышает проницаемость пласта. Поэтому приток в скважину будет в основном происходить по трещине с направления, в котором трещина получила развитие.

Гидроразрыв будем проводить через насосно-компрессорные трубы с внутренним диаметром  $d = 0,062 \text{ м}$ , изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

Определим параметры ГРП.

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

Плотность жидкости-песконосителя

$$\rho_{ж} = \rho_{и} (1 - n_0) + \rho_{пес} n_0 = 930 (1 - 0,107) + 2500 \cdot 0,107 = 1098 \text{ кг/м}^3.$$

Число Рейнольдса

$$Re = 4Q\rho_{ж}/(\pi d \mu_{ж}) = 4 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 1098 / (3,14 \cdot 0,062 \cdot 0,28) = 967.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda = 64/Re = 64/967 = 0,066$ .

По Ю. В. Желтову, при наличии песка в жидкости при  $Re > 200$  происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при  $Re = 967$  и  $n_0 = 0,107$  возрастают в 1,52 раза [14]:

$$p_r = 1,52\lambda \frac{16Q^2L}{2\pi^2d^5} \rho_{ж} = \frac{1,52 \cdot 0,066 \cdot 16 \cdot 12^2 \cdot 10^{-6} \cdot 1800 \cdot 1098}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,062^5} = 25,29 \text{ МПа.}$$

2. Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве

$$p_y = p_{заб} - \rho_{ж} g L + p_t = 20,80 - 1098 \cdot 9,81 \cdot 1800 \cdot 10^{-6} + 25,29 = 26,7 \text{ МПа.}$$

3. Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700 (табл. 4.2).

Таблица 4.2 Техническая характеристика 4АН-700

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
I	6,0	70
II	8,3	51
III	11,6	36
IV	14,6	29

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = p_y Q / (p_a Q_a k_{tc}) + 1 = 26,7 \cdot 12 / (29 \cdot 14,6 \cdot 0,8) + 1 = 2,$$

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

4. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя

$$V_{п} = 0,785 d^2 L = 0,785 \cdot 0,062^2 \cdot 1800 = 5,43 \text{ м}^3.$$

5. Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом при работе его на III скорости

$$t = (V_{ж} + V_{п})/Q_a = (10 + 5,43)/(11,6 \cdot 10^{-3} \cdot 60) = 22 \text{ мин.}$$

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

### ПРИНЦИПЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

Решение целого ряда технологических задач добычи нефти, а именно — определение и установление рационального способа извлечения продукции на поверхность, определение оптимального режима работы скважин, а также выбор необходимого оборудования для его обеспечения связано с проведением гидродинамических расчетов движения многофазного потока продукции скважины в различных элементах ее конструкции и в первую очередь в колонне подъемных труб.

В конечном итоге гидравлический расчет сводится к построению профиля давления в работающей скважине  $p = f(H)$ , который позволяет определить давление как в любой точке колонны подъемных труб, так и на забое.

В общем виде гидравлический расчет движения газожидкостной смеси в скважине сводится к решению системы уравнений, описывающих это движение.

Исходные уравнения для расчета

Уравнение движения смеси, получаемое на основе баланса количества движения [4]

$$\frac{dp}{dH} = \rho_{cm} g \cos \alpha + \frac{\lambda_{cm}}{2D_r} [(1 - \Phi_r) \rho_{jk} w_{jk}^2 + \Phi_r \rho_r w_{gr}^2] + \frac{d}{dH} \times \\ \times [(1 - \Phi_r) \rho_{jk} w_{jk}^2 + \Phi_r \rho_r w_{gr}^2], \quad (5.1)$$

где  $p$  — давление;  $\Phi_r$  — истинная объемная доля газа в потоке смеси;  $\lambda_{cm}$  — коэффициент гидравлического сопротивления потока смеси;  $\rho_{cm}$  — плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{cm} = \rho_{jk} (1 - \Phi_r) + \rho_r \Phi_r; \quad (5.2)$$

$D_r = D_t$  — гидравлический диаметр трубы, равный ее внутреннему геометрическому диаметру;  $w_{jk}$  — истинная скорость жидкой фазы смеси в рассматриваемом сечении потока

$$w_{jk} = w_{jk\text{ пр}} / (1 - \Phi_r); \quad (5.3)$$

$w_{gr}$  — истинная скорость газовой фазы смеси в рассматриваемом сечении потока

$$w_{gr} = w_{gr\text{ пр}} / \Phi_r; \quad (5.4)$$

$w_{jk\text{ пр}}$  — приведенная скорость жидкости в сечении потока площадью  $F$

$$w_{jk\text{ пр}} = Q_{jk} / F; \quad (5.5)$$

$w_{gr\text{ пр}}$  — приведенная скорость газа

$$w_{gr\text{ пр}} = V_{gr} / F; \quad (5.6)$$

$Q_{jk}$ ,  $V_{gr}$  — соответственно расходы жидкой и газовой фаз при со-

ответствующих термодинамических условиях потока;  $\alpha$  — угол отклонения продольной оси канала от вертикали;  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_r$  — соответственно плотность жидкости и газа при термодинамических условиях рассматриваемого сечения потока;  $g$  — ускорение свободного падения.

Первый член правой части уравнения (5.1) отражает потери давления на преодоление массовых сил, второй — на трение, третий — потери за счет ускорения потока, связанного либо с изменением газосодержания, либо с изменением площади поперечного сечения канала.

Уравнение неразрывности потока, характеризующее постоянство массового расхода смеси  $G_{см}$  (кг/с) при установившемся ее течении

$$G_{см} = F [\rho_{ж} (1 - \Phi_r) \omega_{жи} + \rho_r \Phi_r \omega_{ги}] = (Q_{ж} + V_r) [\rho_{ж} (1 - \beta_r) + \rho_r \beta_r] \quad (5.7)$$

где  $\beta_r$  — объемная расходная доля газа в потоке смеси

$$\beta_r = V_r / (Q_{ж} + V_r). \quad (5.8)$$

Уравнение теплопроводности, решение которого для стационарного потока позволяет получить распределение температуры в колонне подъемных труб

$$T = T_c \pm \omega_n H, \quad (5.9)$$

где  $T$  — температура потока на расстоянии  $H$  (м) от устья скважины, К;  $T_c$  — известная температура в конкретной точке ствола скважины (на устье  $T_y$  или на забое  $T_{пл}$ ). Если  $T_c = T_y$ , то берется знак плюс, если  $T_c = T_{пл}$ , то знак минус;  $\omega_n$  — температурный градиент потока, являющийся функцией геотермического градиента, расхода жидкости, теплоемкости, коэффициента теплопередачи, геометрии канала, К/м.

Для определения температурного градиента можно использовать диаграмму\* [22] (рис. 5.1) или аппроксимирующую его формулу [24]

$$\omega_n = (0,0034 + 0,79\omega) \left[ 10^{Q_{ж ст}/(20D_t^{2,67})} \right], \quad (5.10)$$

где  $\omega$  — средний геотермический градиент скважины, К/м

$$\omega = (T_{пл} - T_{nc}) / (L_c - L_{nc}), \quad (5.11)$$

$T_{nc}$  — температура нейтрального слоя;  $L_c$ ,  $L_{nc}$  — глубина соответственно скважины и залегания нейтрального слоя.

При отсутствии данных по температуре и глубине нейтрального слоя  $\omega$  ориентировочно можно оценить по формуле

$$\omega \approx (T_{пл} - 273) / L_c, \quad (5.12)$$

$Q_{ж ст}$  — дебит жидкости при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/с.

\* Диаграмма составлена для колонны подъемных труб диаметром  $D_t = 0,0635$  м. При использовании диаграммы для  $D_t = 0,0508$  м действительный дебит надо умножить на 2. Для  $D_t = 0,0762$  м действительный дебит надо разделить на 1,5.

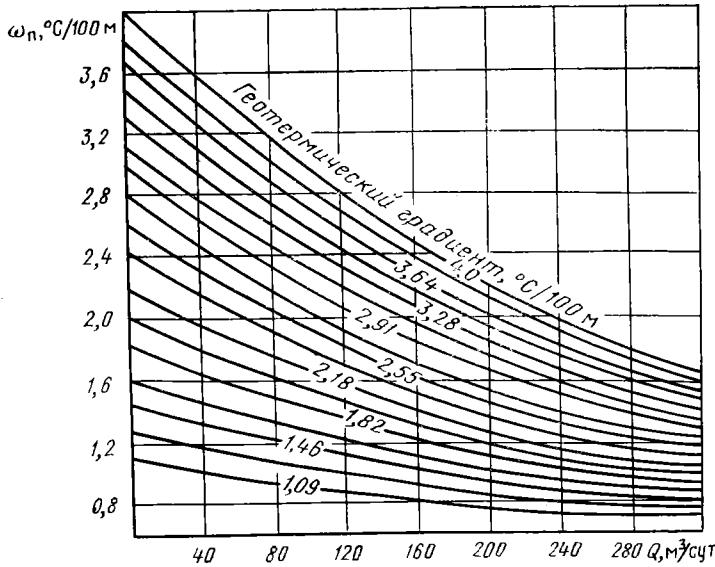


Рис. 5.1. Диаграмма температурных градиентов потока  $\omega_n$  для различных дебитов, геотермических градиентов и размеров труб

Уравнения состояния для расчета фазовых переходов, физических и расходных характеристик фаз.

Фазовые переходы определяются с учетом давления насыщения по (1.26).

Физические свойства фаз рассчитывают соответственно: газа — по (1.17—1.25); нефти — по (1.27—1.48); воды — по (1.49—1.65); водонефтяной смеси — по (1.66—1.90).

Уравнения, замыкающие систему, представляют собой соотношения для истинной объемной доли газа в смеси  $\varphi_r$  и коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda_{cm}$ , конкретный вид которых определяется структурной формой потока.

Учитывая, что интегрирование уравнения (5.1) в пределах всей длины колонны подъемных труб практически невозможно, расчет движения газожидкостной смеси можно вести, используя способы численного интегрирования по шагам изменения давления или длины подъемных труб. Расчет по шагам изменения давления предпочтителен, так как позволяет избежать последовательных приближений, неизбежных при втором варианте расчета, т. е. расчет сводится к вычислению интеграла

$$H = \int_{p_1}^{p_2} \frac{dH}{dp} dp, \quad (5.13)$$

де  $p_1$  и  $p_2$  — начальное и конечное значения давления.

Однако при этом возникают трудности в определении температуры потока, соответствующей задаваемому давлению. Принимая во внимание практически линейную зависимость температуры от давления в нефтяных скважинах, ориентировочно температуру потока  $T$  при соответствующем давлении  $p$  можно оценить по следующей интерполяционной формуле:

$$T = T_y + I(T_{\text{пл}} - T_y)(p - p_y)/(p_{\text{пл}} - p_y), \quad (5.14)$$

где  $T_y$ ,  $T_{\text{пл}}$  — температура соответственно на устье скважины и в пласте;  $p_y$ ,  $p_{\text{пл}}$  — устьевое и пластовое давления соответственно (можно использовать забойное давление, если оно известно).

Гидравлический расчет в зависимости от его цели можно проводить по принципу «сверху вниз», т. е. начальными условиями будут давление  $p_y$  и температура  $T_y$  на устье скважины, либо по принципу «снизу вверх» — начальные условия — давление  $p_{\text{заб}}$  и температура  $T_{\text{пл}}$  на забое. Удобнее вести расчет «сверху вниз» так как давление и температура на устье скважины обычно известны.

### Последовательность гидравлического расчета движения газожидкостной смеси в скважине

#### 1. Подготавливаем исходные данные.

Исходные данные, характеризующие режим работы скважины:  $Q_{\text{ж ст}}$  — дебит скважины по жидкости при стандартных условиях,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $R_g$  — удельный расход газа, затрачиваемый на подъем жидкости, при нормальных условиях (используется при расчете газлифтного подъемника),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $n_b$  ( $\beta_b$ ) — массовая или объемная обводненность жидкости;  $p_y$ ,  $p_{\text{заб}}$  — давление на устье либо на забое скважины,  $\text{МПа}$ ;  $T_{\text{пл}}$  — температура пласта,  $\text{К}$ ;  $\omega$  — геотермический градиент,  $\text{К}/\text{м}$ ;  $L_c$  — глубина скважины,  $\text{м}$ ;  $\alpha$  — угол отклонения ствола скважины от вертикали, градус;  $H$  — глубина спуска колонны НКТ (фонтанная скважина),  $\text{м}$ ;  $H_{\text{сн}}$  — глубина спуска насоса (насосная скважина),  $\text{м}$ ;  $L_{\text{вр}}$  — глубина точки ввода газа в подъемные трубы (газлифтная скважина),  $\text{м}$ ;  $D_t$  — внутренний диаметр колонны НКТ,  $\text{м}$ ;  $D_{\text{эк}}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны,  $\text{м}$ .

Исходные данные, характеризующие физические свойства дегазированной нефти, воды и газа:  $\rho_{\text{нд}}$  — плотность дегазированной нефти при стандартных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\mu_{\text{нд}}$  — динамическая вязкость нефти при стандартных условиях,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ ;  $p_{\text{нас}}$  — давление насыщения нефти при пластовой температуре,  $\text{МПа}$ ;  $\Gamma$  — газонасыщенность пластовой нефти (газовый фактор), приведенная к нормальным условиям,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{го}}$  — плотность газа однократного разгазирования при нормальных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $y_a$ ,  $y_{c_1}$  — молярные доли азота и метана в газе однократного разгазирования;  $\rho_{\text{в ст}}$  — плотность воды при стандартных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $c$  — концентрация солей, растворенных в воде,  $\text{г}/\text{л}$ .

2. Составляем ряд последовательных значений давления в точках (сечениях) подъемной колонны, расположенных ниже устья скважин, для чего разбиваем общий диапазон изменения давления ( $p_{\text{кон}} - p_y$ ) на равные интервалы  $\Delta p$ , которые должны быть ориентировочно в пределах 10 % от ожидаемого конечного давления  $p_{\text{кон}}$ \* на участке колонны подъемных труб, где движется газожидкостная смесь. Число интервалов определяем по формуле

$$N = (p_{\text{кон}} - p_y)/\Delta p = (p_{\text{кон}} - p_y)/(0,1p_{\text{кон}}). \quad (5.15)$$

Соответственно задаваемые давления будут

$$p_i = p_y + \sum_{i=1}^N \Delta p_i, \quad (5.16)$$

а их общее число  $n = N + 1$ .

3. Рассчитываем температурный градиент потока по (5.10) и по (5.9) определяют температуру на устье скважины  $T_y$ .

4. Определяем температуру потока  $T_i$ , соответствующую заданным давлениям  $p_i$  по (5.14).

5. Используя данные исследования глубинных проб нефти или расчетные зависимости, приведенные в первом разделе, определяем физические свойства газа, нефти, воды и водонефтяной смеси при соответствующих термодинамических условиях ( $p_i, T_i$ ).

6. Рассчитываем расходные параметры газожидкостного потока  $Q_{\text{ж}i}$  и  $V_{\text{г}i}$  при соответствующих термодинамических условиях

$$Q_{\text{ж}i} = Q_{\text{ж ст}}(1 - \beta_{\text{в}}) b_{\text{н}i} + Q_{\text{ж ст}} \beta_{\text{в}}, \quad (5.17)$$

$$V_{\text{г}i} = [V_{\text{гв}i}(1 - \beta_{\text{в}}) + R_f] Q_{\text{ж ст}} z_i p_0 T_i / (T_0 p_i), \quad (5.18)$$

где  $b_{\text{н}i}$  — объемный коэффициент нефти (1.31);  $V_{\text{гв}i}$  — удельный объем выделившегося из нефти газа, приведенный к нормальным условиям (1.27);  $z_i$  — коэффициент сверхсжимаемости газа (1.19).

При расчете фонтанного подъемника  $R_f = 0$ .

7. Вычисляем по (5.5) и (5.6) приведенные скорости жидкой и газовой фаз, а также скорости потока газожидкостной смеси

$$w_{\text{см}i} = (Q_{\text{ж}i} + V_{\text{г}i})/F = w_{\text{ж пр}i} + w_{\text{г пр}i}. \quad (5.19)$$

8. Оцениваем параметры для определения структуры газожидкостного потока (если она предусмотрена методикой расчета). Такими параметрами в зависимости от метода расчета могут быть безразмерные скорости газа и жидкости  $w_{\text{р}б}$  ( $w_{\text{жб}}$ ), критерий Рей-

\* Конечное давление на участке движения газожидкостного потока определяется в зависимости от способа эксплуатации скважины из соотношения давлений на забое  $p_{\text{заб}}$  (фонтанная скважина), на выкide насоса  $p_{\text{ви}}$  (насосная скважина), в точке ввода газа  $p_{\text{вг}}$  (газлифтная скважина) и давления насыщения нефти  $p_{\text{нас}}$ :

если  $p_{\text{заб}}(p_{\text{ви}}, p_{\text{вг}}) < p_{\text{нас}}$ , то  $p_{\text{кон}} = p_{\text{заб}}(p_{\text{ви}}, p_{\text{вг}})$ ;

если  $p_{\text{заб}}(p_{\text{ви}}, p_{\text{вг}}) > p_{\text{нас}}$ , то  $p_{\text{кон}} = p_{\text{нас}}$ .

В любом случае общий диапазон изменения давления ориентировочно может быть определен как  $(p_{\text{нас}} - p_y)$ . Изменение числа интервалов  $N$  при этом практически не скажется на точности расчета кривой  $p = f(H)$ .

Рис. 5.2. Профиль давления в колонне подъемных труб

нольдса смеси  $Re_{cm}$ , критерий Фруда смеси  $Fr_{cm}$ , расходная объемная концентрация газа в смеси  $\beta_g$  и т. д.

9. Согласно структуре потока выбираем систему уравнений, описывающих движение смеси, и вычисляем градиент давления  $(dp/dH)$  в точке, соответствующей положению устья скважины ( $H = 0$ ;  $p = p_y$ ,  $T = T_y$ ), а затем градиенты  $(dp/dH)_i$  в точках с заданным давлением  $p_i$  и температурой  $T_i$ .

10. Рассчитываем величины, обратные градиентам давления  $(dH/dp)_y$  и  $(dH/dp)_i$ .

11. Вычисляем по (5.13) длину участков колонны подъемных труб, на которых движется газожидкостная смесь в диапазоне соответствующего изменения давления от  $p_y$  до  $p_i \leq p_{\text{нас}}$ . Интеграл в правой части (5.13) вычисляют по формуле трапеций\*

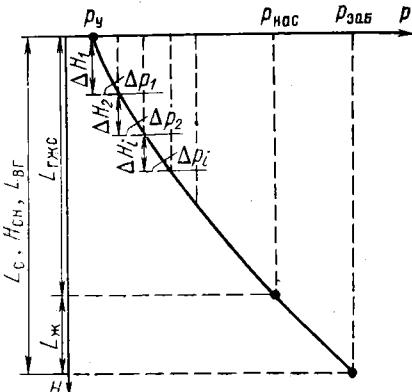
$$H_i = \int_{p_y}^{p_i} \frac{dH}{dp} dp \approx \frac{p_{\text{нас}} - p_y}{N} \left\{ \left[ \left( \frac{dH}{dp} \right)_y + \left( \frac{dH}{dp} \right)_i \right] / 2 + \right. \\ \left. + \left( \frac{dH}{dp} \right)_1 + \left( \frac{dH}{dp} \right)_2 + \dots + \left( \frac{dH}{dp} \right)_{i-1} \right\} = \sum_{i=1}^N \Delta H_i, \quad (5.20)$$

т. е. расчетная длина подъемной колонны, соответствующая давлению  $p_i$ , будет равна сумме приращений длин  $\Delta H_i$ , соответствующих интервалам  $\Delta p_i$  в диапазоне изменения давления от  $p_y$  до  $p_i$ .

При  $p_i = p_{\text{кон}}$   $H_i = L_{\text{гжс}} = \sum_{i=1}^N \Delta H_i$ , т. е. длине всего интервала колонны, на котором движется газожидкостная смесь.

12. По результатам расчета  $H_i$  строят профиль давления  $p = f(H)$  в колонне подъемных труб на участке движения газожидкостной смеси (рис. 5.2), по которому можно, например, определить давления: забойное  $p_{\text{заб}}$  — у фонтанной скважины, на выките насоса  $p_{\text{вн}}$  — у насосной, в точке ввода газа в подъемную колонну  $p_{\text{вр}}$  — у газлифтной скважины на соответствующих известных глубинах: скважины  $L_c$ , спуска насоса  $H_{\text{чн}}$ , ввода газа  $L_{\text{вр}}$ . При этом возможны следующие варианты определения искового давления (для фонтанной и насосной скважин):

\* Для получения более точного результата можно численное интегрирование проводить по формуле Симпсона.



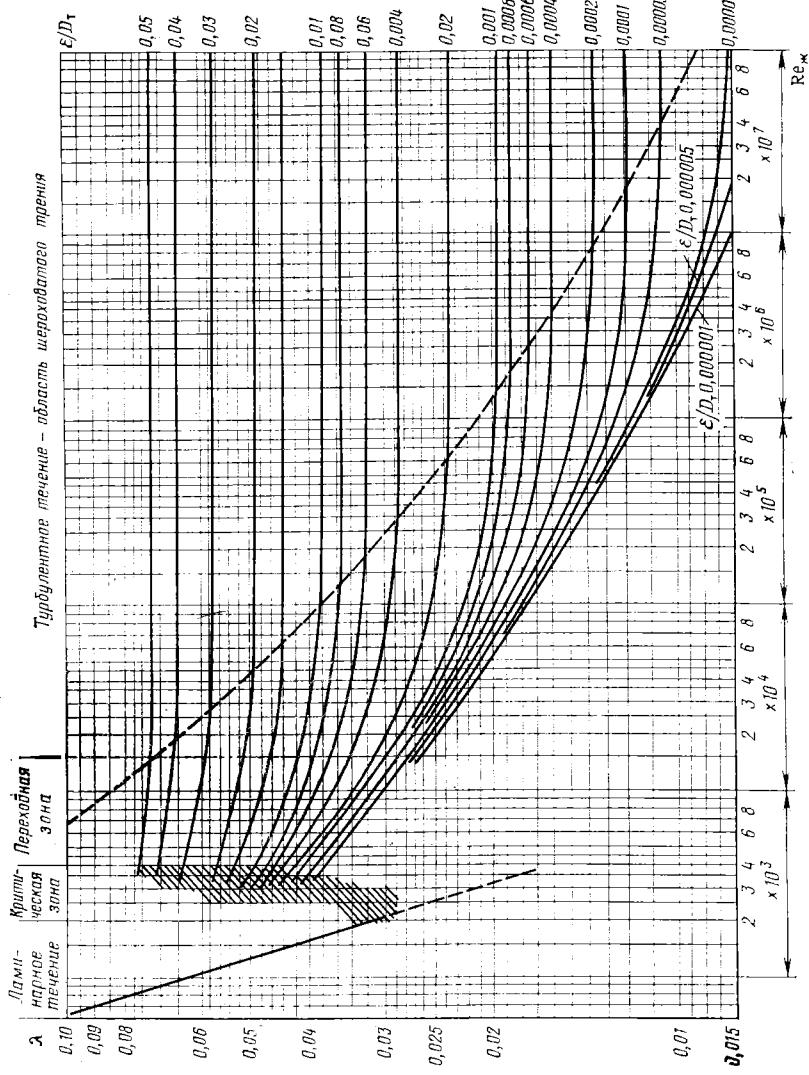


Рис. 5.3. Зависимость коэффициента  $\lambda$  от числа Рейнольдса [30] и относительной шероховатости  $\varepsilon/D_\tau$

если  $L_c (H_{ch}) > L_{гжс}$ , то  $p_{заб} (p_{вн})^2 > p_{нас}$ , и на графике  $p = f(H)$  (см. рис. 5.2) определяется положение сечения колонны, где  $p = p_{нас}$  и  $H = L_{гжс}$ . Давление  $p_{заб}$  или  $p_{вн}$  определяют по результатам дальнейшего гидравлического расчета движения однофазного потока на участке  $L_{ж} = L_c (H_{ch}) - L_{гжс}$ , используя следующее уравнение:

$$dp/dH = \rho_{ж} g 10^{-6} \cos \alpha + \lambda \omega_{ж}^2 \rho_{пр} \rho_{ж} 10^{-6} / (2D_t) \text{ МПа/м}, \quad (5.21)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического трения потока жидкости, который в зависимости от числа Рейнольдса  $Re_{ж}$  и относительной шероховатости  $k = e/D_t$  можно найти по диаграмме (рис. 5.3) или рассчитать по формуле [4]

$$\lambda = 0,067 [158/Re_{ж} + 2k]^{0,2}; \quad (5.22)$$

$$Re_{ж} = w_{ж} D_t \rho_{ж} / \mu_{ж},$$

$\varepsilon$  — абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб (табл. 5.1).

Т а б л и ц а 5.1 Абсолютная шероховатость труб технического сортамента

Трубы	Состояние труб	Абсолютная шероховатость $e$ , мм
Цельнотянутые стальные, из стекла и цветных металлов	Новые, технически гладкие	0,0015
Стальные (НКТ):		
бесшовные	Новые, чистые	0,014
сварные	То же	0,05
сварные	После нескольких лет эксплуатации	0,2
Трубопроводные		
Для магистральных газопроводов	Новые, чистые	0,018
Из коммерческой стали или сварочного железа	То же	0,016
Чугунные с битумным покрытием	»	0,046
Стальные оцинкованные	»	0,13
Чугунные без покрытия	»	0,15
		0,3

Для труб нефтяного сортамента, не загрязненных отложениями солей, смол и парафина, можно принять  $e = 1,4 \cdot 10^{-5}$  м.

Уравнение (5.21) решается аналогично уравнению (5.1) газожидкостного потока.

Ориентировочно, допуская постоянство физических свойств жидкости при  $p > p_{нас}$ , забойное давление можно рассчитать по формуле

$$p_{заб} = p_{нас} + (L_c - L_{гжс}) [\rho_{ж} g \cos \alpha + \lambda \omega_{ж}^2 \rho_{пр} \rho_{ж} / (2D_t)]. \quad (5.23)$$

если  $L_c (H_{ch}) < L_{гжс}$ , то  $p_{заб} (p_{вн}) < p_{нас}$  и искомое давление определяется непосредственно по графику  $p = f(H)$ .

## КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ РАСЧЕТА И ОБЛАСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Успешное решение технологических задач зависит от правильности использования расчетных зависимостей, учитывающих особенности реального газожидкостного потока.

Одной из особенностей потока является многообразие его структурных форм, основные из которых пузырьковая, пробковая (снарядная) и кольцевая. Устойчивость газожидкостного потока к структурообразованию определяется многими факторами — динамическим напором, поверхностным натяжением на границе фаз, их вязкостью и плотностью, геометрией канала.

Каждая структура имеет свои особенности изменения основных гидродинамических характеристик потока, коэффициента гидравлического трения  $\lambda_{\text{см}}$  и истинной объемной доли в смеси газа  $\varphi_g$ . Структура и гидродинамика потока в свою очередь определяют интенсивность теплоотдачи, устойчивость течения, степень термической неравновесности и т. д. В целом движение газожидкостного потока — сложный термогидродинамический процесс, аналитическое описание которого возможно только на основе упрощенных моделей его представления, дополненное результатами промысловых и лабораторных экспериментов.

В теоретическом представлении газожидкостного потока используют две основные модели течения: гомогенную и модель со скольжением (относительной скоростью) фаз, в связи с чем все существующие на сегодня как у нас, так и за рубежом и представляющие практический интерес методы расчета газожидкостного потока можно классифицировать по особенностям модели, положенным в их основу.

а. Методы, основанные на гомогенной модели течения. Особенность модели — термодинамическое равновесие и равенство линейных скоростей фаз. Обе фазы рассматриваются как одна гомогенная, обладающая усредненной (по принципу аддитивности) плотностью без учета относительной скорости. Необратимые потери давления, обусловленные трением и относительной скоростью, рассчитывают по аналогии однофазного потока на основе экспериментально полученной зависимости «коэффициент корреляции  $f$  — число Рейнольдса» (рис. 5.4). К данной категории относятся следующие расчетные методы:

Метод Пoэтмана—Карпентера [22] — для газожидкостных потоков в вертикальных трубах круглого сечения. При течении высоковязких газожидкостных потоков область использования данного метода может быть расширена на основе результатов исследования, полученных В. А. Сахаровым и С. К. Абишевым (см. рис. 5.4, кривые 2 и 3).

Метод П. Баксендела [24] — для газожидкостных потоков в вертикальных кольцевых каналах.

б. Методы, основанные на модели течения со скольжением. Существует несколько разновидностей данной модели в зависимо-

Рис. 5.4. Зависимость корреляционного коэффициента  $f$  от условного числа Рейнольдса для каналов круглого сечения:

1 — по данным Постмана — Карпентера [22];  $\mu_{ж} \leq 12 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ; 2, 3 — по данным В. А. Сахарова и С. К. Абишева; 2 —  $700 \leq \mu_{ж} \leq 2000 \cdot \text{мПа}\cdot\text{с}$ ; 3 —  $\mu_{ж} \approx 10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

сти от структурных форм потока и соответственно характера распределения газовой фазы в потоке непрерывной жидкой фазы.

Общая особенность методов — конкретизация структурных форм потока на основе параметров, определяющих область их существования, определение необратимых потерь давления, обусловленных трением, скольжением и ускорением, с учетом влияния на них относительной скорости.

К данным методам, используемым в нефтепромысловой практике, относятся:

метод А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина [4],

метод Ж. Оркишевского [43],

метод ВНИИГаза [7].

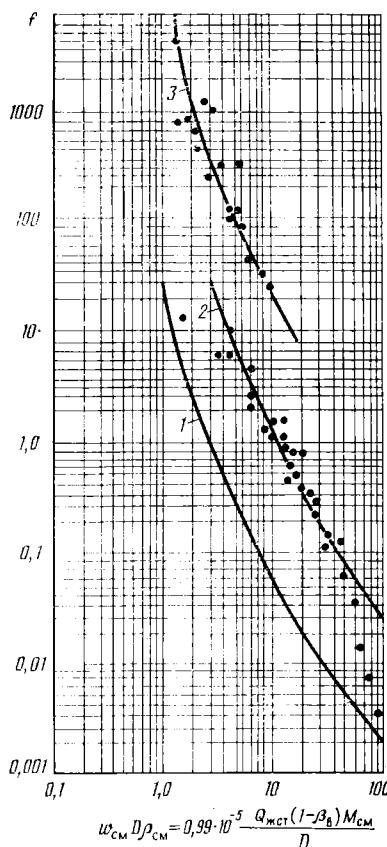
При решении задач эксплуатации скважин в осложненных условиях, обусловленных высокой вязкостью добываемой жидкости ( $\mu_{ж} > 15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), можно использовать метод автора данного раздела. Метод основан на теоретическом обобщении на основе модели потока дрейфа экспериментальных данных [27].

Диапазон основных эксплуатационных характеристик: дебита жидкости  $Q_{ж0}$ , удельного расхода газа  $R_g$ , вязкости жидкости  $\mu_{ж}$ , диаметра канала, для которых приемлемы методы группы «а» и группы «б», приведен в табл. 5.2.

Таким образом, на основании исходных данных, характеризующих режим работы скважины, можно выбрать приемлемый для практики метод расчета, точность которого, как следует из приведенного ниже анализа, находится в пределах  $\pm 10\%$ .

#### МЕТОД Ф. ПОСТМАНА — П. КАРПЕНТЕРА

В основу метода положено уравнение энергетического баланса для потока газожидкостной смеси гомогенной модели. Все необратимые виды потерь давления, обусловленные трением, скольжением



$$w_{cm} D \rho_{cm} = 0,99 \cdot 10^{-5} \frac{Q_{ж0} \cdot (1 - \beta_b) M_{cm}}{D}$$

Таблица 5.2 Характеристика методов расчета газожидкостного потока

Метод расчета	Год создания	Эксплуатационные условия			Характеристика статистического распределения ошибок **	
		$Q_{ж\,ст}$ , м <sup>3</sup> /сут	$R_{fr}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$D_1$ , м	$\mu_{ж}$ , мПа·с	Статистическая средняя погрешность
Ф. Позтмана — П. Карпентера	1952	9,5—238,5	5,6—910	0,0507—0,0762	$1—12$ (при $t = 38,8^{\circ}\text{C}$ )	-6,03
П. Баксендела	1958	230—2240	50—230	кольцо	—	$\pm 8,39$
А. П. Крылова — Г. С. Лутопкина	1958	8—540	0—400	0,0381—0,0762	+1,60	$\pm 6,73$
Ж. Оркишевского	1967	5—500	20—240	0,032—0,089*	1—100*	$\pm 6,61$
ВНИИгаза	1981	—	—	0,015—0,106	1—250	$\pm 6,50$
Автора раздела	1982	8—540	0—400	0,015—0,0762	1—450	$\pm 2,1$

\* Данные ориентировочные.

\*\* Данные автора, полученные на основании статистического анализа расчетных кривых  $p=f(H)$  по 37 скважинам 14 нефтяных месторождений страны. Погрешность расчета давления на участке газожидкостного потока определялась путем сопоставления расчетных и фактических кривых распределением давления, полученных по результатам глубинных измерений. Рассматривая затем полученные погрешности по всем скважинам как статистический ряд, было установлено, что погрешности расчета по всем исследованным методам с надежностью 0,95 следуют нормальному закону распределения. При этом основные характеристики полученных ошибок (статистическая средняя ошибка, среднее квадратическое отклонение) показывают вполне допустимую для практических целей точность расчета.

(относительной скоростью) и ускорением, коррелируются посредством коэффициента  $f$  в форме, аналогичной уравнению Фанинга для потерь на трение при течении однофазного потока

$$(dp/dH)_n = 2f\omega_{cm}^2 \rho_{cm} / D_t, \quad (5.24)$$

где  $\omega_{cm}$  — скорость потока газожидкостной смеси.

$$\omega_{cm} = Q_{n,ct} V_{cm} / (86400F) = [Q_{ж,ст} (1 - \beta_B) V_{cm}] / (86400F), \text{ м/с}, \quad (5.25)$$

$V_{cm}$  — удельный объем смеси, т. е. объем смеси нефти, газа и воды при заданных термодинамических условиях ( $\rho$  и  $T$ ) потока, отнесенный к единице объема дегазированной нефти ( $1 \text{ м}^3$ )

$$V_{cm} = b_n + \{[V_{rB} + R_r/(1 - \beta_B)] z p_0 T\} / (\rho T_0) + \beta_B / (1 - \beta_B), \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (5.26)$$

$V_{rB}$ ,  $R_r$  — соответственно удельный объем выделившегося из нефти газа и удельный расход газа (в случае газлифтной эксплуатации скважин);  $b_n$  — объемный коэффициент нефти;  $\rho_{cm}$  — плотность идеальной газожидкостной смеси (без учета влияния относительной скорости фаз)

$$\rho_{cm} = M_{cm} / V_{cm}, \quad (5.27)$$

$M_{cm}$  — удельная масса смеси, т. е. масса нефти, газа и воды, отнесенная к единице объема дегазированной нефти

$$M_{cm} = \rho_{nd} + \rho_{go} [\Gamma + R_r/(1 - \beta_B)] + \rho_{vo} \beta_B / (1 - \beta_B), \text{ кг/м}^3, \quad (5.28)$$

$f$  — корреляционный коэффициент, определяемый в зависимости от условного числа Рейнольдса\* по экспериментальному графику (см. рис. 5.4, кривая 1) или по формуле, его аппроксимирующей (формула В. И. Щурова)

$$f = 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg [0,99 \cdot 10^{-5} Q_{ж,ст} (1 - \beta_B) M_{cm} / D_t] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (5.29)$$

Уравнение движения газожидкостной смеси с учетом (5.24—5.28) в форме, удобной для инженерных расчетов, будет

$$dp/dH = \rho_{cm} \cdot g \cdot 10^{-6} \cos \alpha + [f Q_{ж,ст}^2 (1 - \beta_B)^2 M_{cm}^2] / (2,3024 \cdot 10^{15} \times \\ \rho_{cm} \cdot D_t^5), \text{ МПа/м}, \quad (5.30)$$

Зависимость (5.30) можно использовать для расчета газожидкостных подъемников, эксплуатирующих скважины с высоковяз-

\* Условность числа Рейнольдса обусловлена тем, что этот параметр рассчитывается по объемному расходу дегазированной нефти (тем самым не учитывается истинная гидродинамическая ситуация потока в трубах) и в нем отсутствует вязкость. Этот факт авторы [22] объясняют значительной турбулентностью потока, в силу чего вязкость перестает оказывать свое влияние и потери давления соответствуют области квадратичного закона трения. Однако из соотношения размерности вязкости, используемой в [22] и в системе СИ, а также исходя из условия безразмерности числа  $Re$  следует, что в качестве единицы вязкости была взята вязкость  $\mu_{ed} = 1,481 \text{ Па}\cdot\text{с}$ . Отсюда

$$Re = \omega_{cm} D_t \rho_{cm} / \mu_{ed} = 1,4737 \cdot 10^{-5} Q_{ж,ст} M_{cm} / (1,481 \cdot D_t) = 0,99 \cdot 10^{-5} \times \\ \times Q_{ж,ст} (1 - \beta_B) M_{cm} / D_t$$

кой продукцией, для чего рекомендуется пользоваться корреляционными зависимостями для высоковязких нефтей (см. рис. 5.4, кривые 2 и 3). Эти зависимости были получены В. А. Сахаровым и С. К. Абашевым при обработке лабораторных данных подъема жидкостей вязкостью 700—2000 мПа·с (кривая 2) и по результатам обработки данных промысловых исследований, проведенных на залежи пермокарбона Усинского месторождения, для среднеинтегральной вязкости жидкости 10000 мПа с (кривая 3).

## МЕТОД П. БАКСЕНДЕЛА

Данный метод расчета имеет в своей основе те же принципы, что и метод Поэтмана—Карпентера. Учитывая, что течение происходит в кольцевых каналах, образуемых, например, эксплуатационной колонной и колонной насосно-компрессорных труб, или НКТ и колонной насосных штанг и т. д., для расчета гидродинамических характеристик потока (скорости, потеря давления, условного числа  $Re$ ) используются соответственно эквивалентный и гидравлический диаметры канала

$$D_{\text{экв}} = \sqrt{4F_k/\pi} = \sqrt{D_{\text{ек}}^2 - D_t^2}; \quad (5.31)$$

$$D_r = 4F_k/P = 4 \cdot [\pi/4(D_{\text{ек}}^2 - D_t^2)] / [\pi(D_{\text{ек}} + D_t)] = D_{\text{ек}} - D_t, \quad (5.32)$$

где  $F_k$  — площадь кольцевого сечения;  $P$  — смоченный периметр сечения;  $D_{\text{ек}}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  $D_t$  — внешний диаметр НКТ.

В соответствии с этим в выражении для условного числа  $Re$  необходимо вместо  $D_t$  подставлять  $(D_{\text{ек}} + D_t)$ , а уравнение движения смеси (5.30) для условий кольцевых каналов запишется

$$\begin{aligned} dp/dH = & \rho_{\text{см н}} g \cdot 10^{-6} \cos \alpha + f Q_{\text{ж ст}}^2 (1 - \beta_v)^2 M_{\text{см}}^2 / [2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{\text{см н}} \times \\ & \times (D_{\text{ек}}^2 - D_t^2)^2 (D_{\text{ек}} - D_t)], \text{ МПа/м}, \end{aligned} \quad (5.33)$$

где  $f$  — корреляционный коэффициент необратимых потерь давления в каналах кольцевого сечения, определяемый по экспериментальному графику (рис. 5.5).

Следует заметить, что при условном числе  $Re = 0—3$  экспериментальные данные для кольцевых каналов согласуются с данными [19] для каналов круглого сечения.

Задача 5.1. Используя метод Поэтмана—Карпентера рассчитать кривую распределения давления в фонтанной скважине. Определить забойное давление и оценить точность полученного результата при следующих исходных данных:  $Q_{\text{ж ст}} = 72 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $\rho_{\text{нд}} = 850 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\beta_v = 0$ ,  $\mu_{\text{нд}} = 8,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $p_y = 1,14 \text{ МПа}$ ,  $\mu_{\text{н пл}} = 2,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $T_{\text{пл}} = 307 \text{ K}$ ,  $p_{\text{нас}} = 9,1 \text{ МПа}$ ,  $\omega_{\text{п}} = 0,0189 \text{ К/м}$ ,  $\Gamma = 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $L_c = 1600 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{го}} = 1,436 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $H_{\text{нкт}} = L_c$ ,  $D_t = 0,0635 \text{ м}$ ,  $p_{\text{заб изм}} = 11,91 \text{ МПа}$ .

Решение. Расчет производим «сверху—вниз». Так как  $p_{\text{заб изм}} > p_{\text{нас}}$ , то расчет распределения давления ведется сначала

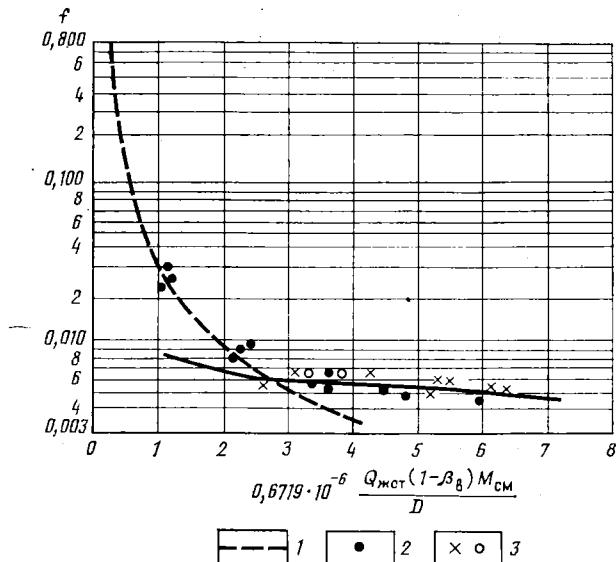


Рис. 5.5. Зависимость корреляционного коэффициента  $f$  от условного числа Рейнольдса для кольцевых каналов:

1 — участок кривой Пойтмана — Карпентера; 2 — экспериментальные данные Баксендейла [19] для кольцевых каналов; 3 — экспериментальные данные для горизонтальных выкидных линий диаметром соответственно 0,152 и 0,102 м

на участке движения газожидкостного потока от  $p_y$  до  $p_{\text{нас}}$ , а затем на участке однофазного течения от  $p_{\text{нас}}$  до  $p_{\text{заб}}$ .

1. Принимаем величину шага изменения давления  $\Delta p = 0,1 \cdot 9,1 \approx 1,0$  МПа, определяем по (5.15) общее число шагов

$$N = (9,1 - 1,14)/1,0 \approx 8,0.$$

Соответственно число задаваемых давлений  $n = 9$ , а их значения, определенные по (5.16), приведены в табл. 5.3.

2. Рассчитываем по (5.10) температурный градиент потока

$$\omega_{\text{пп}} = (0,0034 + 0,79 \cdot 0,0189)/10^{72/(86400 \cdot 20 \cdot 0,0635^{2,67})} = 0,0158 \text{ К/м.}$$

3. Определяем по (5.9) температуру на устье скважины

$$T_y = 307 - 0,0158 \cdot 1600 = 281,7 \text{ К.}$$

4. Вычисляем по (5.14) температуру потока, соответствующую заданным давлениям (см. табл. 5.3). Например

$$T_1 = 281,7 + [(307 - 281,7)/(11,91 - 1,14)/(2,14 - 1,14)] = 284,0 \text{ К.}$$

5. Используя данные однократного разгазирования проб пластовой нефти, представленных в виде графических зависимостей  $V_{\text{гв}} = f(p)$ ,  $b_n = f(p)$ , определяем по заданным давлениям удельный объем выделившегося газа и объемный коэффициент нефти (см. табл. 5.3). Данные параметры с большей точностью могут быть

Таблица 5.3 Результаты расчета распределения давления по методу

$p$ , МПа	$T$ , К	$V_{\Gamma_B}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$b_H$	$z$	$V_{cm}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$M_{cm}$ , кг/м <sup>3</sup>
1,14	281,7	33,5	1,095	0,92	3,659	936,16
2,14	284,0	25,0	1,111	0,86	2,243	936,16
3,14	286,4	20,0	1,124	0,80	1,695	936,16
4,14	288,7	15,0	1,132	0,75	1,434	936,16
5,14	291,0	11,0	1,142	0,69	1,308	936,16
6,14	293,4	8,0	1,146	0,64	1,239	936,16
7,14	295,8	5,0	1,150	0,60	1,197	936,16
8,14	298,1	2,0	1,154	0,56	1,169	936,16
9,14	300,5	0	1,158	—	1,158	936,16
11,91	307,0	0	1,156	—	1,156	936,16

\* Однофазный поток, значения  $\lambda$ , определенные по (5.22).

получены при расчете их по зависимостям, приведенным в гл. 1. Коэффициент сжимаемости газа  $z$  определяем с учетом (1.17) по (1.20 — 1.23).

6. Вычисляем по (5.26) удельный объем газожидкостной смеси при соответствующих термодинамических условиях. Например, при термодинамических условиях устья скважины  $T_y = 281,7$  К,  $\rho_y = 1,14$  МПа, удельный объем будет

$$V_{cm} = 1,095 + (33,5 \cdot 0,92 \cdot 0,1 \cdot 281,7) / (1,24 \cdot 273) = 3,659 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

7. Определяем по (5.28) удельную массу смеси при стандартных условиях

$$M_{cm} = 850 + 1,436 \cdot 60 = 936,16 \text{ кг/м}^3.$$

8. Используя (5.27), рассчитываем идеальную плотность газожидкостной смеси ( $\rho_y$ ,  $T_y$ )

$$\rho_{cm} = 936,16 / 3,659 = 255,9 \text{ кг/м}^3.$$

9. Определяем по графику (см. рис. 5.4, кривая 1) корреляционный коэффициент необратимых потерь давления, предварительно вычислив условное число  $Re$ , либо рассчитываем его по (5.29)

$$f = 10^{19,66} \left( 1 + \lg [0,99 \cdot 10^{-5} \cdot 72 \cdot 936,16 \cdot 0,0635] \right)^{-0,25} - 17,713 = 0,0595.$$

10. Вычисляем полный градиент давления по (5.30) в точках с заданными давлениями, меньшими чем  $\rho_{nas}$  (см. табл. 5.3). Например, градиент в точке, соответствующей давлению на устье, будет

$$dp/dH = 255,9 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + (0,0595 \cdot 72^2 \cdot 936,16^2) / (2,3024 \cdot 10^{15} \cdot 255,9 \times 0,0635^3) = 2,955 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$$

11. Рассчитываем приведенную скорость жидкости в сечении колонны, где  $p \geq \rho_{nas}$  ( $p = 9,14$  МПа)

$$w_{jk \text{ пр}} = 72 \cdot 1,158 / (86400 \cdot 0,785 \cdot 0,0635^2) = 0,305 \text{ м/с.}$$

$\rho_{\text{см}}, \text{кг}/\text{м}^3$	$f$	$d\rho/dH \cdot 10^3, \text{МПа}/\text{м}$	$dH/d\rho, \text{м}/\text{МПа}$	$H, \text{м}$
255,9	0,0595	2,955	338,4	0
417,3	0,0595	4,366	229,0	283,7
552,2	0,0595	5,621	177,9	487,1
653,0	0,0595	6,573	152,1	652,1
715,9	0,0595	7,180	139,3	797,8
755,0	0,0595	7,554	132,4	933,7
782,0	0,0595	7,819	127,9	1063,8
800,5	0,0595	7,905	126,5	1191,0
808,4	0,0329*	7,949	125,8	1317,2
809,8	0,0329*	7,963	125,6	1665,4

Учитывая, что при  $p > p_{\text{нас}}$  объемный коэффициент нефти, как все прочие физические параметры, меняется незначительно, принимаем полученную скорость постоянной на всем интервале однофазного потока.

12. Вычисляем число Рейнольдса однофазного потока жидкости при  $p = 9,14 \text{ МПа}$

$$Re_{\text{ж}} = 0,305 \cdot 0,0635 \cdot 808,4 / (2,8 \cdot 10^{-3}) = 5589.$$

13. Определяем по (5.22) коэффициент гидравлического трения потока  $\lambda = 0,067 [158/5589 + 2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-5}/0,0635]^{0,2} = 0,0329$ .

14. Рассчитаем по (5.21) градиенты давления в сечениях, где  $p \geq p_{\text{нас}}$ ;  $p = 9,14 \text{ МПа}$ ;  $dp/dH = 808,4 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 0,0329 \times 0,305^2 \cdot 808,4 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,0635) = 7,949 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}/\text{м}$ ;  $p = p_{\text{заб}} = 11,91 \text{ МПа}$ ;  $dp/dH = 809,8 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 0,0329 \cdot 0,305^2 \cdot 809,8 \times 10^{-6} / (2 \cdot 0,0635) = 7,963 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}/\text{м}$ .

15. Вычислим  $dH/dp$ .

16. Проводим численное интегрирование по (5.20) зависимости  $dH/dp = f(p)$ , в результате чего получаем распределение давления на участке НКТ, где происходит течение газожидкостного потока. Например

$$p = p_y = 1,14 \text{ МПа}, \quad H = 0;$$

$$p = 2,14, \quad H = 1 \cdot (338,4 + 229)/2 = 283,7 \text{ м},$$

$$p = 3,14, \quad H = 1 \cdot [(338,4 + 177,9)/2 + 229] = 487,1, \text{ м},$$

$$p = 4,14, \quad H = 1 \cdot [(338,4 + 152,1)/2 + 229 + 177,9] = 652,1 \text{ м и т. д.}$$

Из результатов интегрирования (см. табл. 5.3) следует, что расчетный участок, по которому движется газожидкостный поток, составляет  $L_{\text{гжс}} = 1317 \text{ м}$ .

17. Определяем длину участка однофазного потока. Так как этот участок мы не разбивали по шагам изменения давления, то согласно (5.20) его длина будет

$$\Delta L_{\text{ж}} = (11,91 - 9,14) \cdot (125,8 + 125,6)/2 = 348,2 \text{ м.}$$

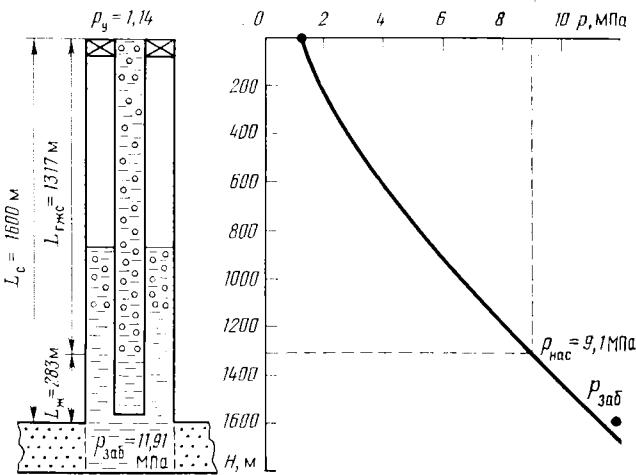


Рис. 5.6. Определение на забое скважины по расчетному профилю давления в подъемной колонне (к задаче 5.1)

Полная расчетная длина колонны подъемных труб, на интервале которой давление изменяется от  $p_y = 1,14$  МПа до  $p_{заб} = 11,91$  МПа, составит  $H_p = 1317,2 + 348,2 = 1665,4$  м.

18. По результатам расчета строим профиль давления в рассматриваемой скважине (рис. 5.6). Откладывая на оси глубин величину  $L_c = 1600$  м, находим расчетное забойное давление  $p_{заб\,р} = 11,4$  МПа.

19. Оцениваем погрешность результата расчета

$$\delta = (p_{заб\,р} - p_{заб\,и}) \cdot 100 / p_{заб\,и} = (11,40 - 11,91) \cdot 100 / 11,91 = -4,3\%.$$

### 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:

$$V_{г\,кр} = 1,75 D_t^{2,5} + 1,25 Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.34)$$

где  $D_t$ , м;  $Q_{ж}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

По соотношению между расходом газа при данных  $p$  и  $T$  и его критическим значением определяют соответствующую структуру потока:

$$\text{если } V_r < V_{r \text{ кр}} \text{ — пузырьковая,} \quad (5.35)$$

$$\text{если } V_r > V_{r \text{ кр}} \text{ — пробковая.} \quad (5.36)$$

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

$$\varphi_r = \frac{V_r}{(V_r + Q_{ж} + 0,233 \cdot D_t^2 \sqrt[3]{\sigma_{нг}/\sigma_в})}; \quad (5.37)$$

пробковая структура

$$\varphi_r = \frac{D_t \sqrt{V_r}}{D_t \sqrt{V_r} + 0,6023 Q_{ж} + 0,0942 \cdot D_t^{1,5} \sqrt[3]{\sigma_{нг}/\sigma_в}}, \quad (5.38)$$

где  $D_t$ , м;  $V_r$ ,  $Q_{ж}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\sigma_{нг}$ ,  $\sigma_в$  — поверхностное натяжение на границе нефть—газ и соответственно вода—воздух, Н/м; можно принять  $\sigma_в \approx 72 \cdot 10^{-3}$  Н/м.

Плотность газожидкостной смеси, определяющая гидростатическую составляющую общего градиента [см. формулу (5.1)], рассчитывают по формуле

$$\rho_{cm} = \rho_{ж} (1 - \varphi_r) + \rho_r \varphi_r \text{ кг/м}^3. \quad (5.39)$$

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:

$$(dp/dH)_{tp} = 9,07 \cdot 10^{-9} V_r^2 / D_t^{5,33} + 7,95 \cdot 10^{-6} Q_{ж}^{1,75} \sqrt[4]{\mu_{ж} / D_t^{4,75}} + 1,08 \cdot 10^{-7} \times \\ \times \sqrt[3]{Q_{ж} \mu_{ж}^{0,025}} (V_r Q_{ж} \cdot 10^6)^k / D_t^3, \text{ МПа/м}, \quad (5.40)$$

где  $9,07 \cdot 10^{-9} \cdot V_r^2 / D_t^{5,33}$  — градиент давления, обусловленный гидравлическим трением при движении в трубах только газа и полученный на основании использования формулы Веймаута

$$\lambda_r = 0,0094 / \sqrt[3]{D_t};$$

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

$$\lambda_{ж} = 0,3164 / \sqrt[4]{Re_{ж}};$$

$1,08 \cdot 10^{-7} \sqrt{Q_{ж}} / D_t^3 \mu_{ж}^{0,025} (V_t Q_{ж} \cdot 10^6)^k$  — градиент давления, обусловленный взаимодействием фаз при их совместном движении.  $k$  — показатель степени, зависящий от диаметра трубы:

$D_t$	0,0381	0,0508	0,0635	0,0762,
$K$	1,06	0,87	0,73	0,65,

$\mu_{ж}$  — динамическая вязкость жидкости при соответствующих  $p$  и  $T$ , мПа·с.

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

$$(dp/dH) = \rho_{см} g \cdot 10^{-6} \cos \alpha + (dp/dH)_{тр}, \text{ МПа/м.} \quad (5.41)$$

Используя (5.39), можно рассчитать профиль давления в скважине, удовлетворяющей условиям, при котором справедлива применимость данного метода (см. табл. 5.2).

Задача 5.2. 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  $L_{рк}$  известно. Исходные данные следующие:  $Q_{ж,ст} = 96 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $\rho_{нд} = 849 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho_y = 2 \text{ МПа}$ ,  $\rho_{т0} = 1,26 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho_{заб} = 12,5 \text{ МПа}$ ,  $\mu_{нд} = 10,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $T_{пл} = 355 \text{ К}$ ,  $\mu_{нн,пл} = 1,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $\omega_n = 0,041 \text{ К}/\text{м}$ ,  $b_{н,пл} = 1,27$  (объемный коэффициент пластовой нефти),  $L_c = 2000 \text{ м}$ ,  $\Gamma = 76,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $D_t = 0,0635 \text{ м}$ ,  $\rho_{нас} = 11 \text{ МПа}$ ,  $L_{рк} = 1200 \text{ м}$ ,  $R_r = 78 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $\beta_v = 0$ .

Решение. 1. Задаем шаг  $\Delta p = 0,1 \text{ МПа}$  и определяем по (5.15) их число  $N = (11,0 - 2,0) / 1,0 = 9$ .

Соответственно число задаваемых давлений будет  $n = 9 + 1 = 10$ .

2. Вычисляем по (5.16) давления в сечениях (точках), расположенных ниже устья скважины (табл. 5.4).

3. Рассчитываем по (5.10) температурный градиент потока

$$\omega_n = (0,0034 + 0,79 \cdot 0,041) / 10^{96 / (86400 \cdot 20 \cdot 0,0635^{2,67})} = 0,0293 \text{ К}/\text{м.}$$

4. Определяем по (5.9) температуру потока на устье скважины  $T_y = 355 - 0,0293 \cdot 2000 = 296,4 \text{ К}$ .

5. Рассчитываем согласно (5.14) температуру в рассматриваемых сечениях (точках) потока (см. табл. 5.5). Например, в сечении, где  $p = 3,0 \text{ МПа}$ , температура будет

$$T = 296,4 + (355 - 296,4) \cdot 1,0 / (12,5 - 2,0) = 302,0 \text{ К.}$$

6. Используя данные исследования проб пластовой нефти

$$V_{гв} = f(p), \quad b_n = f(p), \quad \rho_n = f(p), \quad \mu_n = f(p),$$

находим ее физические параметры, соответствующие заданным давлениям. Для условий рассматриваемой задачи результаты определения удельного объема выделившегося газа ( $V_{гв}$ ), объемного коэффициента ( $b_n$ ), плотности ( $\rho_n$ ) и вязкости нефти приведены в

**Таблица 5.4 Результаты расчета распределения давления в скважине (к задаче 5.2)**

Параметры	Давление $p$ , МПа							
	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
$T$ , К	296,4	302,0	307,6	313,1	318,7	324,3	329,9	335,5
$V_{\text{гв}}$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	62,8	55,8	48,9	41,9	34,9	28,0	21,0	14,1
$\dot{v}_n$	1,046	1,069	1,092	1,115	1,138	1,161	1,184	1,207
$\rho_n$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	830,8	821,7	812,6	803,6	794,5	785,4	776,3	767,2
$\mu_n$ , мПа·с	9,7	8,7	7,7	6,8	5,8	4,8	3,8	2,9
$z$	0,88	0,84	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70
$\rho_g$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	27,69	42,05	56,98	72,13	87,20	101,88	115,88	129,00
$\sigma_{ng}$ , $10^{-3}$ Н/м	21,5	18,8	16,4	14,2	12,2	10,4	8,7	7,1
$Q_{жж}$ , $10^{-3}$ $\text{м}^3/\text{с}$	1,162	1,188	1,213	1,239	1,264	1,289	1,315	1,340
$V_r$ , $10^{-3}$ $\text{м}^3/\text{с}$	7,118	4,454	3,118	2,327	1,813	1,457	1,196	0,999
$V_{r\text{кр}}$ , $10^{-3}$ $\text{м}^3/\text{с}$	3,230	3,260	3,292	3,324	3,356	3,388	3,420	3,452
Структура	Пробко-вая	Пузырь-ковая						
$\Phi_g$	0,7583	0,7020	0,6357	0,5487	0,4830	0,4257	0,3753	0,3314
$\rho_{cm}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	221,8	274,4	332,2	402,3	452,8	494,4	528,5	555,7
$(dp/dH)_{r\text{т}}$ , $10^3$ , $\text{МПа}/\text{М}$	0,269	0,208	0,175	0,153	0,137	0,125	0,115	0,106
$dp/dH$ , $10^3$ , $\text{МПа}/\text{М}$	2,445	2,899	3,530	4,099	4,579	4,976	5,299	5,557
$dH/dp$ , м/МПа	408,9	344,9	283,3	243,9	218,4	200,9	188,7	179,9
$H$ , м	0	376,9	691,0	954,6	1185,7	1395,4	1590,2	1774,5

табл. 5.4. При необходимости эти параметры могут быть получены расчетным путем (см. гл. 1).

7. Вычисляем по (1.20—1.21) коэффициент сжимаемости газа, предварительно определив по (1.17) приведенные параметры газа. Например, для термодинамических условий устьевого сечения  $p = 2,0 \text{ МПа}$ ,  $T = 296,4 \text{ К}$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{2,0 \cdot 10^6}{10^5 [46,9 - 2,06 (1,26/1,293)^2]} = 0,445;$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{296,4}{[97 + (172 \cdot 1,26)/1,293]} = 1,12;$$

$$z = 1,0 - 0,23 \cdot 0,445 - (1,88 - 1,6 \cdot 1,12) \cdot 0,445^2 = 0,88 \text{ и т. д.}$$

8. Определяем по (1.24) плотность газа при заданных условиях  $\rho_r = 1,26 \cdot 2,1 \cdot 273/(0,88 \cdot 0,1 \cdot 296,4) = 27,69 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

9. Вычисляем по (1.55) поверхностное натяжение нефти на границе с газом

$$\sigma_{\text{нр}} = 1/10^{1,58 + 0,05 \cdot 2,0} - 72 \cdot 10^{-6} (296,4 - 305) = 21,5 \cdot 10^{-3} \text{ Н}/\text{м}.$$

10. Определяем по (5.17, 5.18) расходы жидкой и газовой фаз

$$Q_{\text{ж}} = 96,0 \cdot 1,046/86400 = 1,162 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, \quad V_r = (62,8 + 78,0) \cdot 96 \cdot 0,88 \times \\ \times 296,4 \cdot 0,1/(86400 \cdot 273 \cdot 2,1) = 7,118 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

11. Рассчитываем по (5.34) критический расход газа

$$V_{r \text{ кр}} = 1,75 \cdot 0,0635^{2,5} + 1,25 \cdot 1,162 \cdot 10^{-3} = 3,230 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

12. По (5.35 и 5.36) определяем структуру газожидкостного потока. Например в условиях устьевого сечения  $V_r > V_{r \text{ кр}}$  — структура пробковая.

13. По (5.37 и 5.38) в зависимости от структуры потока рассчитываем истинную объемную долю газа в смеси

$$\Phi_r = \frac{0,0635 \sqrt{7,118 \cdot 10^{-3}}}{0,0635 \cdot \sqrt{7,118 \cdot 10^{-3}} + 0,6023 \cdot 1,162 \cdot 10^{-3} + 0,0942 \cdot 0,0635^{1,53} \sqrt{21,5/72}} = \\ = 0,7583.$$

14. Вычисляем по (5.39) плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{\text{см}} = 830,8 (1 - 0,7583) + 27,69 \cdot 0,7583 = 221,8 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

15. Рассчитываем по (5.40) градиент давления, обусловленный трением и ускорением

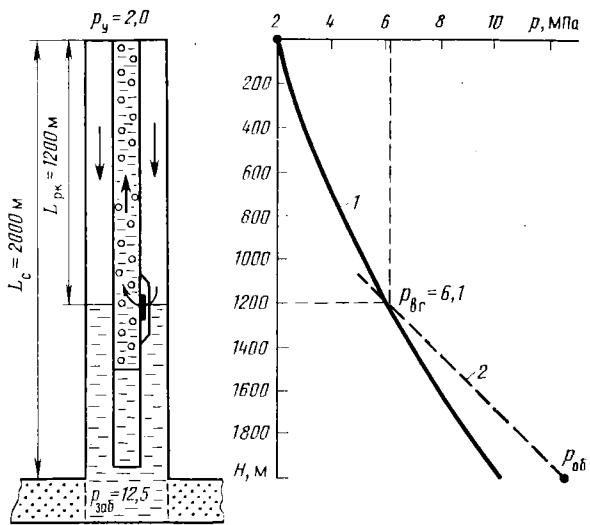


Рис. 5.7. Определение давления в точке ввода газа  $p_{wg}$  по расчетному профилю давления в подъемной колонне (к задаче 5.2)

$$(dp/dH)_{tp} = 9,07 \cdot 10^{-9} \frac{(7,118 \cdot 10^{-3})^2}{0,0635^{5,33}} + 7,95 \cdot 10^{-6} \times$$

$$\frac{(1,162 \cdot 10^{-3})^{1,75}}{0,0635^{4,75}} \sqrt[4]{9,7} + 1,08 \cdot 10^{-7} \cdot 9,7^{0,025} \times$$

$$\frac{\sqrt[3]{1,162 \cdot 10^{-3}}}{0,0635^3} \cdot (7,118 \cdot 10^{-3} \cdot 1,162 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6)^{0,73} = 0,001 \cdot 10^{-3} +$$

$$+ 0,049 \cdot 10^{-3} + 0,219 \cdot 10^{-3} = 0,269 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$$

16. Определяем по (5.41) общий градиент давления в соответствующем сечении колонны при движении газожидкостной смеси  $dp/dH = 221,8 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 0,269 \cdot 10^{-3} = 2,445 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м.}$

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

18. Численно интегрируем до (5.20) зависимость  $dH/dp = f(p)$ , последовательно определяя положение сечений (точек) с заданными термодинамическими условиями газожидкостного потока:

$$p = p_y = 2 \text{ МПа}, \quad H = 0;$$

$$p = 3 \text{ МПа}, \quad H = 1,0 \cdot (408,9 + 344,9)/2 = 376,9 \text{ м};$$

$$p = 4 \text{ МПа}, \quad H = 1,0 \cdot \left[ \frac{(408,9 + 283,3)}{2} + 344,9 \right] = 691,0 \text{ м},$$

$$p = 5 \text{ МПа}, \quad H = 1,0 \cdot \left[ \frac{(408,9 + 243,9)}{2} + 344,9 + 283,3 \right] = 954,6 \text{ м}$$

и т. д.

19. По результатам расчета (см. табл. 5.4) строим кривую распределения давления в колонне подъемных труб, которой оборудована газлифтная скважина (рис. 5.7, кривая 1). Откладывая на оси  $H$  глубину установки рабочего клапана  $L_{pk} = 1200$  м, определяющего положение точки ввода газа в НКТ, находим, что давление в этой точке при удельном расходе газа  $R_g = 78 \text{ м}^3/\text{м}^3$  составит  $P_{vg} = 6,1 \text{ МПа}$ .

Подобная задача может быть решена и тогда 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, расположенному ниже точки ввода газа  $R_g = 0$  (см. рис. 5.7, кривая 2). Гидродинамический расчет данного участка проводят начиная с сечения, соответствующего забою скважины ( $p_{заб}$ ,  $T_{пл}$ ), по принципу «снизу — вверх». При этом предварительно по соотношению  $p_{заб}$  и  $p_{нас}$  оцениваются возможные области однофазного и многофазного течения на рассматриваемом участке НКТ. Точка пересечения кривых  $a$  и  $b$  определит искомые параметры работы скважины  $L_{pk}$  и  $p_{vg}$ .

## МЕТОД Ж. ОРКИШЕВСКОГО

Рассматриваемый метод является результатом обобщения целого ряда экспериментальных и теоретических работ из зарубежной практики исследования движения газожидкостных смесей в трубах. Метод, основываясь на уравнении движения смеси типа (5.1), позволяет определить гидродинамические характеристики газожидкостного потока для каждой из четырех рассматриваемых структурных форм: пузырьковой, пробковой, переходной от пробковой к кольцевой и кольцевой. Причем, расчет потока пузырьковой и пробковой структур основывается на теории Гриффита и Уоллиса [27], а переходной и кольцевой — на методе Данса и Роса [19]. Кроме того, в рассматриваемую методику В. Г. Гроном на основании анализа результатов ее практического применения внесены изменения, заключающиеся в следующем: область пузырькового течения\* смеси определяется по безразмерным критериям, предложенным Дансом и Росом [19], физические свойства (плотность и вязкость жидкой и газовой фаз) — расчетом по зависимостям, приведенным в гл. 1. Данные изменения позволяют использовать метод Оркишевского для гидродинамического расчета обводненных скважин.

Для определения общего градиента давления в различных сечениях колонны подъемных труб необходимо выполнить последовательно следующие операции: определить структуру потока и в соответствии с ней рассчитать плотность смеси  $\rho_{cm}$  и градиент потерь на трение  $(dp/dH)_{tr}$ .

\* Оркишевский оценивает область пузырькового течения по расходной объемной концентрации газа в смеси  $\beta_g$ , предельное значение которой, допускающей существование данной структуры, составляет  $\beta_g = 0,13$ .

## Определение структуры потока

В качестве основного критерия, определяющего область течения газожидкостного потока той или иной структурной формы, используют так называемую безразмерную скорость газа

$$w_{\text{гб}} = w_{\text{г пр}} \sqrt[4]{\rho_{\text{ж}}/(g\sigma)}, \quad (5.42)$$

где  $w_{\text{г пр}} = V_{\text{г}}/F$  — приведенная скорость газовой фазы, м/с;  $\sigma$  — поверхностное натяжение жидкости на границе с газом. Ориентировочно можно принять  $\sigma \approx \sigma_{\text{нр}}$ , Н/м;  $\rho_{\text{ж}}$  — плотность жидкости: если  $\beta_{\text{в}} = 0$ , то  $\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}}$ ; если  $\beta_{\text{в}} > 0$ , то  $\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{вн}}$  [см. (1.86)].

Параметр  $w_{\text{гб}}$  характеризует соотношение между приведенной скоростью газовой фазы и предельной скоростью относительного движения одиночных пузырей той или иной формы и по своей физической сущности является критерием устойчивости потока газожидкостной смеси к структурообразованию.

Пределные значения критерия  $w_{\text{гб}}$  для различных структур потока определяются следующими выражениями:

пузырьковая структура (эмulsionная)

$$w_{\text{гб э}} = L_1 + (L_2 w_{\text{гб}} Q_{\text{ж}} / V_{\text{г}}), \quad (5.43)$$

где  $L_1$  и  $L_2$  — безразмерные функции, зависящие от безразмерного диаметра

$$D_6 = D_{\text{т}} \sqrt{\rho_{\text{ж}} g / \sigma_{\text{нр}}} \quad (5.44)$$

и определяемые по графику (рис. 5.8) или по следующим, аппроксимирующим его зависимостям:

$$L_1 = 2, \quad \text{если } D_6 \leqslant 28, \quad (5.45)$$

$$L_1 = 2,91 - 0,0232 D_6, \quad \text{если } 28 < D_6 \leqslant 60, \quad (5.46)$$

$$L_2 = 0,22 + 0,0175 D_6, \quad \text{если } D_6 \leqslant 58, \quad (5.47)$$

$$L_2 = 1,1, \quad \text{если } D_6 > 58; \quad (5.48)$$

пробковая структура (снарядная)

$$w_{\text{гб с}} = 50 + (36 \cdot w_{\text{гб}} Q_{\text{ж}} / V_{\text{г}}), \quad (5.49)$$

переходная (от пробковой к кольцевой) структура

$$w_{\text{гб п}} = 75 + 84 (w_{\text{гб}} Q_{\text{ж}} / V_{\text{г}})^{0,75}. \quad (5.50)$$

Структурная форма потока определяется следующими соотношениями безразмерной скорости газа  $w_{\text{гб}}$  с ее предельными значениями:

$$w_{\text{гб}} \leqslant w_{\text{гб э}} \text{ — пузырьковая (эмulsionная),} \quad (5.51)$$

$$w_{\text{гб э}} < w_{\text{гб}} \leqslant w_{\text{гб с}} \text{ — пробковая (снарядная),} \quad (5.52)$$

$$w_{\text{гб с}} < w_{\text{гб}} \leqslant w_{\text{гб п}} \text{ — переходная,} \quad (5.53)$$

$$w_{\text{гб}} > w_{\text{гб п}} \text{ — кольцевая.} \quad (5.54)$$

## Определение плотности смеси $\rho_{\text{см}}$ и градиента потерь на трение $(dp/dH)_{\text{тр}}$

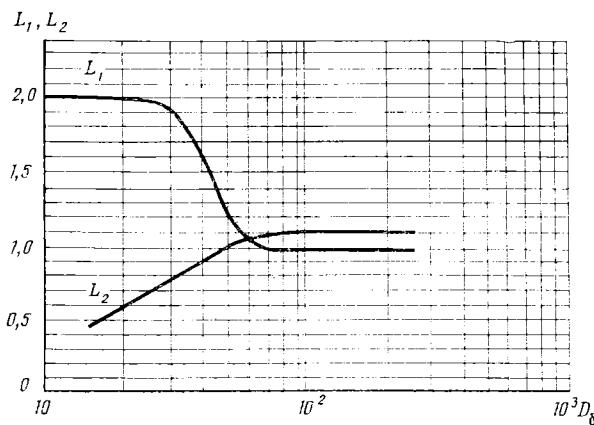


Рис. 5.8. Зависимость безразмерных функций  $L_1$  и  $L_2$  от безразмерного диаметра  $D_6$  [19]

Пузырьковая структура. Предварительно определяется истинная объемная доля газа в смеси

$$\varphi_r = 1/2 \left\{ [1 + (w_{cm}/w_s)] - \sqrt{[1 + (w_{cm}/w_s)]^2 - 4w_{r np}/w_s} \right\}, \quad (5.55)$$

где  $w_{cm}$ ,  $w_{r np}$  — соответственно приведенная скорость смеси, определяемая по (5.19) и газа по (5.6);  $w_s$  — относительная скорость движения газовых пузырьков, определяемая разностью истинных скоростей фаз, т. е.  $w_s = w_{gi} - w_{ji}$ .

Для данной структуры относительную скорость (скорость скольжения) принимают постоянной и равной  $w_s = 0,244$  м/с, что может быть справедливо при движении газовых пузырьков небольших размеров в маловязких средах ( $\mu_{ji} \leq 15$  мПа·с).

Соответственно плотность газожидкостной смеси определяют из (5.39), а градиент потерь на трение, исходя из непрерывности жидкой фазы, по уравнению для однофазного потока жидкости

$$(dp/dH)_{tp} = \lambda \cdot \rho_{ji} w_{ji}^2 10^{-6} / (2D_t), \text{ МПа/м}, \quad (5.56)$$

где  $w_{ji}$  — истинная скорость жидкости,

$$w_{ji} = Q_{ji} / [F(1 - \varphi_r)], \text{ м/с}, \quad (5.57)$$

$\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления потока жидкости, движущегося со скоростью  $w_{ji} = w_{gi}$ . Определяется в зависимости от числа Рейнольдса

$$Re_{ji} = w_{ji} D_{tr ji} / \mu_{ji} \quad (5.58)$$

и относительной шероховатости трубы  $\varepsilon/D$  по диаграмме (см. рис. 5.3) или по (5.22).

Пробковая структура. Модель потока дрейфа Уоллиса [27] и уточнения, внесенные в нее Оркишевским на основе результатов исследования влияния вязкости жидкости на ха-

рактер ее распределения в потоке смеси, позволяют представить зависимость для истинной объемной доли газа  $\varphi_g$  в следующем виде:

$$\varphi_g = \beta_g / [1 + (w_s/w_{cm})] - K \rho_{ж} / (\rho_{ж} - \rho_r), \quad (5.59)$$

где  $\beta_g$  — расходная объемная доля газа в смеси

$$\beta_g = w_g \text{пр} / w_{cm}; \quad (5.60)$$

$K$  — параметр, характеризующий распределение жидкости в различных элементах потока смеси (газовых пробках, жидкостных перемычках, пленках, обволакивающих газовые пробки).

Значения параметра коррелировались по скорости смеси ( $w_{cm}$ ), диаметру трубы  $D_t$  и вязкости жидкости  $\mu_{ж}$ . Общий вид корреляционных зависимостей с учетом природы жидкости следующий:

жидкая фаза — вода

$$K = a_1 \lg \mu_{ж} / D_t^n + a_2 \lg w_{cm} + a_3 \lg D_t + a_4; \quad (5.61)$$

жидкая фаза — нефть

$$K = a_1 \lg (\mu_{ж} + 1) / D_t^n + a_2 \lg w_{cm} + a_3 \lg D_t + a_4 + a_5, \quad (5.62)$$

где  $a_1, \dots, a_5$ ;  $n$  — соответственно коэффициенты и показатель степени, значения которых приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5 Коэффициенты  $a_i$  и показатель степени  $n$  для уравнений (5.61) и (5.62)

$w_{cm}$ м/с	$n$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$	$a_5$	Предельные значения параметра
Жидкая фаза — вода							
<3	1,38	0,0025	0,232	-0,428	-0,7821	—	$K \geq -0,213 \cdot w_{cm}$
>3	0,799	0,0174	-0,162	-0,888	-1,2508	—	$K \geq \frac{-w_s(1 - \rho_{cm}/\rho_{ж})}{w_{cm} + w_s}$
Жидкая фаза — нефть							
<3	1,415	0,0024	0,167	0,113	-0,1395	—	$K \geq -0,213 \cdot w_{cm}$
>3	1,371	0,0054	—	0,569	0,455	*	$K \geq \frac{-w_s(1 - \rho_{cm}/\rho_{ж})}{w_{cm} + w_s}$

$$* a_5 = -(0,516 + \lg w_{cm}) [0,0015 \lg (\mu_{ж} + 1) / D_t^{1,571} + 0,63 \lg D_t + 0,722].$$

Относительная скорость движения газовых пузырей (пробок) определяется следующим образом:

$$w_s = c_1 c_2 \sqrt{g D_t}, \text{ м/с,} \quad (5.63)$$

где  $c_1$  — коэффициент для случая движения газовой пробки в неподвижной жидкости и являющейся функцией числа Рейнольдса пробки (рис. 5.9)

$$c_1 = Re_{п} = w_s D_t \rho_{ж} / \mu_{ж}, \quad (5.64)$$

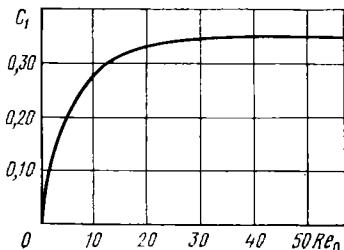


Рис. 5.9. График зависимости  $C_1$  от  $Re_\eta$  [19]

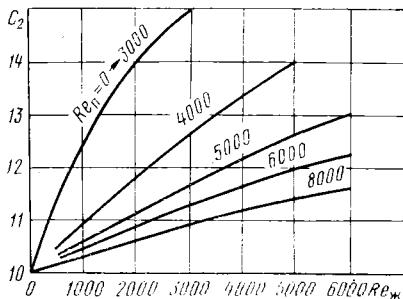


Рис. 5.10. График зависимости  $C_2$  от  $Re_j$  и  $Re_\eta$  [19]

$c_2$  — коэффициент для случая движения газовой пробки в движущейся жидкости и являющейся функцией числа Рейнольдса жидкости при скорости движения ее, равной скорости смеси (рис. 5.10)  $w_{\text{ж}} = w_{\text{см}}$

$$Re_j = w_{\text{см}} D_{\text{т}} \rho_{\text{ж}} / \mu_{\text{ж}}. \quad (5.65)$$

Приведенные зависимости для коэффициентов  $c_1$  и  $c_2$  позволяют рассчитать  $w_s$  итерационным методом. Для полностью развитой пробковой структуры можно принять  $c_1 = 0,35$ .

Если число Рейнольдса жидкости больше предельного значения, т. е.  $Re_j > 6000$ , то  $w_s$  можно определить методом экстраполяции с использованием уравнений:

если  $Re_\eta \leq 3000$ , то

$$w_s = (0,546 + 8,74 \cdot 10^{-6} Re_j) \sqrt{g D_{\text{т}}}, \text{ м/с,} \quad (5.66)$$

если  $3000 < Re_\eta < 8000$ , то сначала определяется

$$w_{s0} = (0,251 + 8,74 \cdot 10^{-6} Re_j) \sqrt{g D_{\text{т}}}, \text{ м/с, а затем} \quad (5.67)$$

$$w_s = 0,5 \left( w_{s0} + \sqrt{w_{s0}^2 + 11,17 \mu_{\text{ж}} / (\rho_{\text{ж}} \sqrt{D_{\text{т}}})} \right), \text{ м/с,} \quad (5.68)$$

если  $Re_\eta \geq 8000$ , то

$$w_s = (0,35 + 8,74 \cdot 10^{-6} Re_j) \sqrt{g D_{\text{т}}}, \text{ м/с,} \quad (5.69)$$

где  $\mu_{\text{ж}}$  — мПа·с;  $\rho_{\text{ж}}$  — кг/м<sup>3</sup>;  $D_{\text{т}}$  — м.

Плотность газожидкостной смеси  $\rho_{\text{см}}$  определяют по (5.39), а градиент потерь на трение по уравнению для однофазного потока, движущегося со скоростью, равной приведенной скорости смеси

$$(dp/dH)_{\text{тр}} = \lambda w_{\text{см}}^2 \rho_{\text{см}} 10^{-6} / (2 D_{\text{т}}), \text{ МПа/м,} \quad (5.70)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления потока жидкости, движущейся со скоростью  $w_{\text{ж}} = w_{\text{см}}$ , определяется в зависимости от числа  $Re_j$  и относительной шероховатости  $e/D_{\text{т}}$  по диаграмме (см. рис. 5.3) или по (5.22).

Переходная структура. Определение плотности смеси и градиента потерь на трение ориентировочно определяют по формулам средневзвешенного распределения [19]

$$\rho_{\text{см}} = (w_{\text{гб п}} - w_{\text{гб}}) \rho_{\text{см пр}} / (w_{\text{гб п}} - w_{\text{гб с}}) + (w_{\text{гб}} - w_{\text{гб с}}) \cdot \rho_{\text{см к}} / (w_{\text{гб п}} - w_{\text{гб с}}), \quad (5.71)$$

$$(dp/dH)_{\text{тр}} = (w_{\text{гб п}} - w_{\text{гб}}) \cdot (dp/dH)_{\text{тр пр}} / (w_{\text{гб п}} - w_{\text{гб с}}) + (w_{\text{гб}} - w_{\text{гб с}}) \times \\ \times (dp/dH)_{\text{тр к}} / (w_{\text{гб п}} - w_{\text{гб с}}), \quad (5.72)$$

где  $\rho_{\text{см пр}}$ ;  $\rho_{\text{см к}}$  — соответственно плотности смеси пробковой и кольцевой структур потока;  $(dp/dH)_{\text{тр пр}}$ ;  $(dp/dH)_{\text{тр к}}$  — соответственно градиенты потерь на трение пробковой и кольцевой структур потока.

Кольцевая структура. Ввиду непрерывности и больших скоростей газовой фазы, поток которой содержит диспергированные капли жидкости, допускается, что относительная скорость пренебрежимо мала ( $w_s \rightarrow 0$ ), в силу чего плотность смеси определяется по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{ж}} (1 - \beta_r) + \rho_r \beta_r, \quad (5.73)$$

градиент потерь на трение — по уравнению для однофазного потока

$$(dp/dH)_{\text{тр}} = \lambda w_{\text{г пр}}^2 \rho_r 10^{-6} / (2D_t), \text{ МПа/м}, \quad (5.74)$$

где  $w_{\text{г пр}}$  — приведенная скорость газа, м/с;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления потока газа, определяющийся в зависимости от числа Рейнольдса для потока газа

$$Re_r = w_{\text{г пр}} D_t \rho_r / \mu_r. \quad (5.75)$$

и относительной шероховатости (волнистости) пленки жидкости на стенке трубы  $\varepsilon/D_t$  по диаграмме (см. рис. 5.3) или по (5.22).

Относительная шероховатость пленки жидкости определяется в зависимости от безразмерного параметра  $N_{\text{ж}}$

$$N_{\text{ж}} = (\mu_{\text{ж}} w_{\text{г пр}} / \sigma_{\text{нг}})^2 (\rho_r / \rho_{\text{ж}}), \quad (5.76)$$

$$\text{если } N_{\text{ж}} \leq 0,005, \text{ то } \varepsilon/D_t = 34 \sigma_{\text{нг}} / (\rho_r D_t w_{\text{г пр}}^2), \quad (5.77)$$

$$\text{если } N_{\text{ж}} > 0,005, \text{ то } \varepsilon/D_t = 174,8 \sigma_{\text{нг}} N_{\text{ж}}^{0,302} / (\rho_r D_t w_{\text{г пр}}^2), \quad (5.78)$$

где  $\sigma_{\text{нг}}$  — Н/м;  $\rho_r$  — кг/м<sup>3</sup>;  $w_{\text{г пр}}$  — м/с;  $D_t$  — м.

Если  $\varepsilon/D_t > 0,05$ , что возможно на ранней стадии развития кольцевой структуры,  $\lambda$  определяют по формуле, полученной в результате экстраполяции диаграммы (см. рис. 5.3)

$$\lambda = 1 / \left[ 4 \left[ \lg (0,27 \varepsilon / D_t) \right]^2 \right] + 0,268 (\varepsilon / D_t)^{1,73}. \quad (5.79)$$

Для уточнения величины градиента потерь на трение рекомендуется [30] в (5.75) заменить  $D_t$  на  $(D_t - 2\varepsilon)$ , а  $w_{\text{г пр}}$  на

$$w_{\text{г пр}} D_t^2 / (D_t - 2\varepsilon)^2.$$

Общий градиент давления в точке или сечении колонны подъемных труб с учетом потерь, вызванных ускорением, для любой структурной формы газожидкостного потока определяется из следующего выражения:

$$dp/dH = [(\rho_{cm}g + (dp/dH)_{tp})/[1 - G_{cm}V_r 10^{-6}/(F^2 p)]\} 10^{-6}, \text{ МПа/м,} \quad (5.80)$$

где  $p$  — давление в рассматриваемой точке (сечении) трубы, МПа;  $V_r$  — объемный расход газа при соответствующих  $p$  и  $T$  [см. формулу (5.18)],  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $G_{cm}$  — массовый расход смеси [см. формулу (5.2)],  $\text{кг/с}$ .

Задача 5.3. Определить расчетным путем (используя метод Оркишевского) давление на устье фонтанной скважины при следующих исходных данных:  $Q_{жст} = 450 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $\rho_{нд} = 845 \text{ кг/м}^3$ ,  $p_{заб} = 25 \text{ МПа}$ ,  $\rho_{г0} = 1,017 \text{ кг/м}^3$ ,  $T_{пп} = 344 \text{ К}$ ,  $\mu_{нд} = 23 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $\omega = 0,0211 \text{ К/м}$ ,  $\mu_{нпп} = 2,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $L_c = 3200 \text{ м}$ ,  $b_{нпп} = 1,156$ ,  $D_t = 0,0635 \text{ м}$ ,  $\Gamma = 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $\beta_b = 0$ ,  $p_{нас} = 8 \text{ МПа}$ .

Задача решается путем расчета кривой распределения давления по принципу «снизу—вверх» в последовательности, аналогичной решению задачи 5.1.

## МЕТОД ВНИИГАЗА

Основой метода являются результаты теоретических и экспериментальных исследований движения газожидкостных смесей, проведенных В. А. Мамаевым, О. В. Клапчуком и др. во Всесоюзном научно-исследовательском институте природных газов [4, 7].

Метод расчета позволяет определить гидродинамические параметры газожидкостного потока двух предельных структурных форм, пробковой и кольцевой, возможных при определенных условиях эксплуатации как нефтяных, так и газовых скважин, в продукции которых содержится жидкая фаза. Причем под пробковой структурой понимается структура, характеризующаяся дискретным распределением газа в смеси (собственно пузырьковая и пробковая структуры). Вторая предельная структура — кольцевая — характеризуется непрерывностью газовой фазы, когда ее движение приобретает струйный характер.

## Определение структуры потока

Структурная форма обусловлена соотношением гравитационных и инерционных сил, действующих в потоке. Так, для пробковой структуры определяющими являются гравитационные силы, для кольцевой — как гравитационные, так и инерционные, преобладающий характер которых зависит от стадии развития структуры. В качестве математической и физической характеристики проявления этих сил используют критерии Рейнольдса и Фруда или их комбинации, в силу чего критерием, определяющим область течения потока смеси соответствующей структуры, является безразмерный параметр

$$W = [Re_r Fr_{cm} \rho_r / (\rho_{ж} - \rho_r)]^{1/3}, \quad (5.81)$$

где  $Re_r$  — критерий Рейнольдса потока газовой фазы при скорости ее течения, равной скорости смеси ( $w_r = w_{cm}$ ).

$$Re_r = \frac{w_{cm} D_{tr} \rho_r}{\mu_r}, \quad (5.82)$$

в технологических расчетах можно принять  $\mu_r \approx 0,020$  мПа·с;  $Fr_{cm}$  — критерий Фруда смеси

$$Fr_{cm} = \frac{w_{cm}^2}{g D_{tr}}. \quad (5.83)$$

Границу зоны пробковой структуры и начала кольцевой с учетом физических и расходных параметров жидкости и газа определяют следующим выражением:

$$W_{rp} = [8,2 - 1,7 \cdot 10^{-2} (\mu_r / \mu_{ж})^{-0,6}] \exp [(8 + 62 \mu_r / \mu_{ж})(1 - \beta_r)], \quad (5.84)$$

где  $\mu_r$  и  $\mu_{ж}$  — соответственно вязкость газовой и жидкой фаз при соответствующих термодинамических условиях потока.

На основании соотношения между  $W$  и  $W_{rp}$  структура потока:

пробковая, если  $W \leq W_{rp}$ , (5.85)

кольцевая, если  $W > W_{rp}$ . (5.86)

### Плотность и градиент потерь на трение потока смеси

Пробковая структура. Предварительно определяют истинную объемную долю газа в смеси  $\varphi_r$  по формуле, полученной на основании критериальной отработки экспериментальных данных

$$\varphi_r = k_\mu [1,0 - \exp (-4,4 \sqrt{Fr_{cm}/Fr_a})] \beta_r, \quad (5.87)$$

где  $k_\mu$  — коэффициент, учитывающий влияние вязостей фаз, и в зависимости от их соотношения определяются

$$k_\mu = 0,35 + 1,4 \sqrt[4]{\mu_r / \mu_{ж}}, \quad \text{если } \mu_r / \mu_{ж} \leq 0,01; \quad (5.88)$$

$$k_\mu = 0,77 + 0,23 \sqrt[4]{\mu_r / \mu_{ж}}, \quad \text{если } \mu_r / \mu_{ж} > 0,01. \quad (5.89)$$

$Fr_a$  — число Фруда смеси, соответствующее области автомодельного режима течения, т. е. режима, при котором отношение  $\Phi_r / \beta_r$  не зависит от  $Fr_{cm}$ .

В зависимости от отношения вязостей фаз  $Fr_a$  определяется следующими выражениями:

$$Fr_a = 1150 (\mu_r / \mu_{ж})^{0,79}, \quad \text{если } \mu_r / \mu_{ж} \leq 0,001, \quad (5.90)$$

$$Fr_a = 9,8 (\mu_r / \mu_{ж})^{0,1}, \quad \text{если } \mu_r / \mu_{ж} > 0,001. \quad (5.91)$$

Плотность смеси с учетом истинных объемных долей фаз и их плотностей определяют по следующему выражению:

$$\rho_{cm} = \rho_r'(1 - \varphi_r) + \rho_r \Phi_r, \text{ кг/м}^3. \quad (5.92)$$

Градиент потерь на трение определяют на основе коэффициента гидравлического сопротивления и истинного динамического напора потока смеси. Коэффициент гидравлического сопротивления рас-

считывают по зависимости, впервые полученной на основе интегрирования профиля скорости с учетом экспериментально определенного масштаба пути перемешивания

$$\lambda_{cm} = \left\{ 3 \frac{1 - \varphi_r}{1 - \beta_r} V_B - \frac{0,8 V_B}{V_A} \left[ \lg \left( 2 \frac{\varepsilon}{D_t} + \frac{78(1 - \beta_r)^2}{Re_{jk}} \right) + 0,65 \right] \right\}^{-2}, \quad (5.93)$$

где  $\varepsilon/D_t$  — относительная шероховатость стенок (см. табл. 5.1);  $Re_{jk}$  — критерий Рейнольдса потока жидкости, движущегося со скоростью, равной скорости смеси ( $w_{jk} = w_{cm}$ ),

$$Re_{jk} = w_{cm} D_t \rho_{jk} / \mu_{jk}; \quad (5.94)$$

$$A = \frac{(1 - \varphi_r) \rho_{jk}}{\rho_{cm}} \left[ 0,16 \left( \frac{1 - \beta_r}{1 - \varphi_r} \right)^2 + 3 \varphi_r^2 \left( \frac{\beta_r}{\varphi_r} - \frac{1 - \beta_r}{1 - \varphi_r} \right)^2 \right] + \frac{\varphi_r \rho_r}{\rho_{cm}} 0,16 \left( \frac{\beta_r}{\varphi_r} \right)^2; \quad (5.95)$$

$$B = \frac{1}{\rho_{cm}} \left[ \frac{(1 - \beta_r)^2}{1 - \varphi_r} \rho_{jk} + \frac{\beta_r^2}{\varphi_r} \rho_r \right]. \quad (5.96)$$

При отсутствии свободного газа в потоке, что в условиях скважины возможно при  $\rho \geq \rho_{cas}$  ( $\beta_r = 0$ ,  $A = 0,16$ ,  $B = 1$ ), формула (5.93) принимает вид, аналогичный зависимостям, используемым в гидродинамике однофазных потоков

$$\lambda = (3 - 2 [\lg (2\varepsilon/D_t + 78/Re_{jk}) + 0,65])^{-2}. \quad (5.97)$$

Выражение для градиента потерь на трение согласно (5.1) в виде, удобном для его вычисления, будет

$$\left( \frac{dp}{dH} \right)_{tp} = \lambda_{cm} \frac{w_{cm}^2}{2D_t} \left[ \frac{(1 - \beta_r)^2 \rho_{jk}}{(1 - \varphi_r)} + \frac{\beta_r^2}{\varphi_r} \rho_r \right] 10^{-6}, \text{ МПа/м.} \quad (5.98)$$

**Кольцевая структура.** Учитывая непрерывность газовой фазы, для определения плотности смеси необходимо знать истинное объемное содержание жидкости  $\varphi_{jk}$  в потоке кольцевой структуры. Особенность данной структуры — сложный характер изменения  $\varphi_{jk}$ , обусловленный тем, что слой жидкости, состоящий из пристенного ламинарного подслоя и внешней области, для которой характерно сильное волнообразование, находится под действием гравитационных и инерционных сил, соотношение между которыми определяет направление движения жидкости и соответственно ее распределение в потоке. Жидкость может перемещаться либо в направлении движения потока газа, либо находиться в противотоке и совершать перемещения пульсационного характера, типичного для барботажного режима. Скорость потока, при которой изменяется направление движения пленки жидкости, называется в гидродинамике газожидкостных смесей скоростью реверса

(опрокидывания), и ее характеристикой является безразмерный параметр (безразмерная скорость реверса)

$$W_p = w_{cm} [(\rho_j - \rho_r) / (g\sigma_{jk})]^{0.25} (\rho_r / \rho_j)^{0.5}, \quad (5.99)$$

где  $\sigma_{jk}$  — поверхностное натяжение на границе жидкость—газ,  $\sigma_{jk} \approx \sigma_{hr}$  [см. формулу (1.39)].

Характеристикой сил, действующих в потоке и определяющих истинное содержание жидкости, является безразмерный параметр, составленный из критерия Рейнольдса жидкости  $Re_j$  [см. формулу (5.94)] и критерия Фруда смеси  $Fr_{cm}$  [см. формулу (5.83)]

$$W_k = [Re_j Fr_{cm} \rho_r / (\rho_j - \rho_r)]^{1/3}. \quad (5.100)$$

Зависимость для истинной объемной доли жидкости в потоке смеси кольцевой структуры, полученная на основе обобщения экспериментальных данных с помощью указанных параметров, имеет вид

$$\varphi_j = \left( \frac{\dot{\varphi}_j}{1 + 200\beta_j} + \frac{370}{W_k} \beta_j \right) 10^{-\frac{600}{W_k \beta_j}} + \varphi_{jk \text{ пр}} \left( 1 - 10^{-\frac{600\beta_j}{W_k}} \right), \quad (5.101)$$

где  $\beta_j$  — расходная объемная доля жидкости в смеси,

$$\beta_j = (1 - \beta_r) = Q_j / Q_{cm}, \quad (5.102)$$

$\dot{\varphi}_j^*$  — истинная объемная доля жидкости в смеси при барботаже ( $\beta_j = 0$ ), определяемая в зависимости от параметра  $W_p$ :

$$\dot{\varphi}_j^* = 0,0053 (3,3 - W_p) / W_k^{1/3}, \quad \text{если } W_p < 3,3; \quad (5.103)$$

$$\dot{\varphi}_j^* = 0, \quad \text{если } W_p \geq 3,3, \quad (5.104)$$

$\varphi_{jk \text{ пр}}$  — истинная объемная доля жидкости в смеси пробковой структуры

$$\varphi_{jk \text{ пр}} = 1 - \varphi_r, \quad (5.105)$$

$\varphi_r$  — соответственно истинная объемная доля газа в смеси пробковой структуры [см. формулу (5.87)].

Плотность смеси определяют по следующему выражению:

$$\rho_{cm} = \rho_j \varphi_j + \rho_r (1 - \varphi_j). \quad (5.106)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления потока кольцевой структуры ввиду отсутствия однозначной его зависимости от числа Рейнольдса жидкости  $Re_j$  определяется комбинацией критериев  $Re_j$  и Фруда смеси  $Fr_{cm}$  и представляется в форме приведенного коэффициента сопротивления

$$\lambda_{cm} = \lambda (Re_j; \varepsilon/D_t) \psi (Re_j Fr_{cm}; \beta_j), \quad (5.107)$$

где  $\lambda (Re_j; \varepsilon/D_t)$  — коэффициент гидравлического сопротивления жидкости при  $w_j = w_{cm}$ , определяемый в зависимости от  $Re_j$  по (5.94) и относительной шероховатости стенки трубы по (5.22) или по диаграмме (см. рис. 5.3);  $\psi (Re_j Fr_{cm}; \beta_j)$  — приведенный ко-

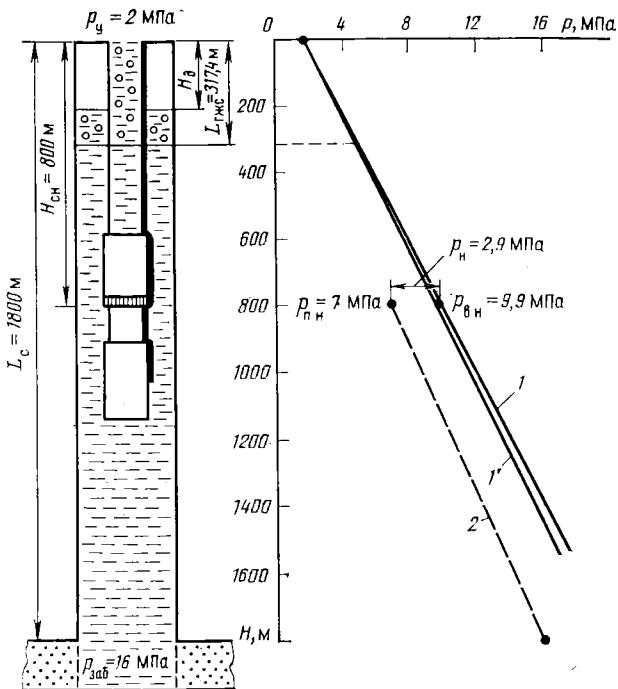


Рис. 5.11. Определение давления, развиваемого электроцентробежным погружным насосом по расчетному профилю давления (к задаче 5.4, 5.5):  
 1 — профиль давления в подъемной колонне, рассчитанный по методике ВНИИгаза;  
 1' — профиль давления, рассчитанный по обобщенным зависимостям; 2 — профиль давления в эксплуатационной колонне;  $H_d$  — динамический уровень

эффективный трения, зависящий от определяющих критериев газожидкостного потока

$$\psi = 1,0 + 0,031 \left[ \text{Re}_{жк} F_{r\text{см}} (\rho_{жк} - \rho_r) / \rho_r \right]^{1,3} \sqrt{\beta_{жк}} \exp [-15 (\beta_{жк} + \rho_r / \rho_{жк})]. \quad (5.108)$$

Общий градиент давления газожидкостного потока любой структуры без учета потерь за счет ускорения определяется согласно (5.1) по следующей формуле

$$(dp/dH) = \rho_{c\text{см}} g 10^{-6} + (dp/dH)_{tr}, \text{ МПа/м}. \quad (5.109)$$

Задача 5.4. Эксплуатационная нефтяная скважина оборудована установкой погружного центробежного электронасоса, УЦЭН.

Определить при известных глубине спуска  $H_{сп}$  и давлении на приеме  $p_{нн}$  давление, развиваемое насосом  $p_n$ , используя для этого расчетный профиль давления в колонне подъемных труб (НКТ), на которых насос спущен в скважину, при следующих исходных данных:  $Q_{ж\text{ ст}} = 410 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $\rho_{нд} = 873 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\beta_{в0} =$

$= 30\%$ ,  $\rho_b = 1172 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $p_y = 2 \text{ МПа}$ ,  $\rho_{f0} = 1,35 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $T_{пл} = 318 \text{ К}$ ,  $\mu_{нл} = 86,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $\omega = 0,0203 \text{ К}/\text{м}$ ,  $\mu_{вп} = 7,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $p_{заб} = 16 \text{ МПа}$ ,  $b_{пл} = 1,14$ ,  $p_{пп} = 7 \text{ МПа}$ ,  $\Gamma = 34 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $L_e = 1800 \text{ м}$ ,  $\rho_{нас} = 5 \text{ МПа}$ ,  $D_{9к} = 0,152 \text{ м}$ ,  $D_t = 0,0635 \text{ м}$ ,  $H_{ch} = 800 \text{ м}$ .

Решение. Для решения задачи предварительно рассчитать по изложенной выше методике ВНИИГаза профиль давления в НКТ начиная от устьевого сечения до сечения, соответствующего положению выкида насоса, задавшись при этом условным давлением на выкиде  $p_{ви} = 12 \text{ МПа}$ . Так как  $p_{ви} > p_{нас}$ , то расчетный профиль будет состоять из двух участков: участка с давлением при движении газоводонефтяного потока  $p_y < p \leq p_{нас}$  и участка с давлением при движении водонефтяного потока  $p_{нас} < p \leq p_{ви}$ . Последовательность расчета профиля давления аналогична изложенной в решениях задач 5.1 и 5.2. Результат расчета представлен на рис. 5.11 (кривая 1). Искомое давление, развиваемое насосом,  $p_n = p_{ви} - p_{пп} = 9,9 - 7,0 = 2,9 \text{ МПа}$ .

### МЕТОД РАСЧЕТА ПО ОБОБЩЕННЫМ ЗАВИСИМОСТЯМ \*

Широкий диапазон эксплуатационных условий и особенно высокая вязкость продукции нефтяных скважин ограничивают применимость существующих методов гидродинамического расчета движения газожидкостных смесей, в силу чего возникает необходимость обобщения как самих методик расчета, так и экспериментальных данных, на основе которых они получены. Надежность получаемых при этом расчетных зависимостей будет определяться правильностью выбора модели потока, достаточно полно отражающей его физическую сущность. Из используемых в гидродинамике моделей газожидкостного потока наиболее приемлемой является модель потока дрейфа [27], позволяющая не только проанализировать экспериментальные данные, но и обобщить их. С позиций этой модели при обычном способе определения основных гидродинамических параметров газожидкостного потока можно получить следующее соотношение для них:

$$w_{ги} = c_1 w_{см} + c_2 \sqrt{g D_t}, \quad (5.110)$$

где  $w_{ги}$  — средняя истинная скорость газовой фазы;  $w_{см}$  — скорость смеси;  $c_1$ ,  $c_2$  — коэффициенты, учитывающие гидродинамические особенности потока и физические свойства фаз.

Теория потока дрейфа позволяет исследовать движение смеси пузырьковой и пробковой структур, характеризующихся дискретным распределением газовой фазы и в которых гравитационные силы уравновешиваются градиентом давления и силами взаимодействия между фазами и соответственно между фазами и стенкой трубы.

\* Данный метод предложен В. Г. Гроном на основе проведенного им обобщения экспериментальных данных и полученных при этом корреляционных зависимостей.

На основе анализа зависимости скорости дрейфа\* (относительной скорости) газовой фазы  $w_d = w_{gi} - w_{cm}$  от скорости смеси  $w_{cm}$  возможную область существования пузырьковой и пробковой структур определяют скоростью смеси, изменяющейся в диапазоне  $w_{cm} = 0 - 10$  м/с. Данный интервал скорости смеси характерен для большинства нефтяных скважин, что позволяет использовать предлагаемый метод для решения технологических задач.

Корреляционные зависимости для  $c_1$  и  $c_2$ , полученные на основе обобщения опубликованных и известных в гидродинамике газожидкостных систем экспериментальных данных, имеют вид

$$c_1 = \frac{2,2361e^{0,049\bar{\mu}_j}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_j}} - 8,17 \cdot 10^{-3}\bar{\mu}_j^{0,6} \left( \frac{D_T}{D_0} - 1 \right); \quad (5.111)$$

$$c_2 = \frac{1 + 0,1082e^{0,049\bar{\mu}_j}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_j}} - [0,1006 - 2,52 \cdot 10^{-3}(\bar{\mu}_j - 1)] \left( \frac{D_T}{D_0} - 1 \right), \quad (5.112)$$

где  $\bar{\mu}_j$  — относительная вязкость жидкости, равная отношению вязкости жидкости при заданных термодинамических условиях к вязкости воды при стандартных условиях ( $\mu_{v, st} = 1$  мПа·с)

$$\bar{\mu}_j = \mu_j / \mu_{v, st}; \quad (5.113)$$

$D_0 = 0,015$  м — наименьший диаметр по обобщаемым экспериментальным данным.

Учитывая различный характер влияния вязкости жидкости и диаметра трубы на истинную скорость газа при движении газожидкостного потока рекомендуется применять для  $c_1$  выражение (5.111) при следующих диаметрах насосно-компрессорных труб, используемых для добычи нефти и газа и соответствующих им диапазонах изменения относительной вязкости жидкости:

$$D_T = 0,0381 \text{ м } 1 < \bar{\mu}_j \leqslant 1500; \quad D_T = 0,0508 \text{ м } 1 < \bar{\mu}_j \leqslant 750;$$

$$D_T = 0,0635 \text{ м } 1 < \bar{\mu}_j \leqslant 450; \quad D_T = 0,0762 \text{ м } 1 < \bar{\mu}_j \leqslant 300. \quad (5.114)$$

Выражение для  $c_2$  (5.112) может быть использовано при относительной вязкости жидкости  $1 < \bar{\mu}_j \leqslant 40$ . Если  $\bar{\mu}_j > 40$ , то определить  $c_2$  ориентировочно можно по следующей зависимости:

$$c_2 = (1 + 0,1082e^{0,049\bar{\mu}_j}) / (1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_j}). \quad (5.115)$$

Истинная объемная доля газа в смеси при известных коэффициентах  $c_1$  и  $c_2$  определяют следующим аналитическим выражением:

$$\Phi_r = \beta_r w_{cm} / w_{gi} = \beta_r / (c_1 + c_2 F_{cm}^{-0,5}), \quad (5.116)$$

\* Скорость дрейфа газовой фазы — скорость газовой фазы по отношению к условной плоскости, нормальной к направлению течения и движущейся вдоль канала со скоростью, равной скорости смеси.

где  $Fr_{cm}$  — критерий Фруда смеси, определяемый по (5.83). Соответственно плотность газожидкостной смеси определяется по (5.2).

Предполагая, что потери на трение обусловлены только касательными напряжениями в более или менее непрерывном потоке жидкой фазы, градиент потерь аналогично методике Оркишевского определяется следующим выражением:

$$(dp/dH) = \lambda w_{cm}^2 \rho_{cm} 10^{-6} / (2D_t), \quad \text{МПа/м}, \quad (5.117)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления однофазного потока, движущегося со скоростью, равной скорости смеси, определяемый в зависимости от числа Рейнольдса жидкости  $Re_j$  по (5.94) и относительной шероховатости трубы по (5.22).

Общий градиент давления ( $dp/dH$ ) в соответствующем сечении потока определяют суммой градиента гидростатического давления и градиента потерь на трение по (5.109).

Задача 5.5. Определить давление, развиваемое насосом по условиям задачи 5.4, используя профиль давления в НКТ, рассчитанный по обобщенным зависимостям.

Решение. I. Рассчитываем, используя данные табл. 5.6, длину интервала НКТ, на котором движется газожидкостная смесь ( $p_y < p \leq p_{vac}$ ), для чего, учитывая (5.114), в каждом рассматриваемом сечении потока последовательно определяем, например, для условий  $p = 2 \text{ МПа}$ ;  $T_y = 311,4 \text{ К}$ ;  $\bar{\mu}_j = 112,6$ .

1. Коэффициент  $c_1$  по (5.111)

$$c_1 = \frac{2,2361 \cdot e^{0,049 \cdot 112,6}}{1 + 1,1002 \cdot e^{0,049 \cdot 112,6}} - 8,17 \cdot 10^{-3} (112,6)^{0,6} \times \\ \times \left( \frac{0,0635}{0,015} - 1 \right) = 1,5755.$$

2. Коэффициент  $c_2$  по (5.115), так как  $\bar{\mu}_j > 40$ ,

$$c_2 = (1 + 0,1082 \cdot e^{0,049 \cdot 112,6}) / (1 + 1,1002 \cdot e^{0,049 \cdot 112,6}) = 0,1016.$$

3. Истинная объемная доля газа в смеси по (5.116) при  $\beta_r = 0,4134$ ;  $Fr_{cm} = 11,23$  (см. табл. 5.6)

$$\varphi_r = 0,4134 / [1,5755 + 0,1016 (11,23)^{-0,5}] = 0,2574.$$

4. Плотность газожидкостной смеси по (5.2)  $\rho_{cm} = 941,2 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_r = 28,2 \text{ кг/м}^3$ ,  $\rho_{cm} = 941,2 (1 - 0,2574) + 28,2 \cdot 0,2574 = 706,2 \text{ кг/м}^3$ .

5. Коэффициент гидравлического сопротивления однофазного потока, движущегося со скоростью, равной скорости смеси, по (5.22):  $w_{cm} = w_{cm} = 2,645 \text{ м/с}$  и  $Re_j = 1404$ ,

$$\lambda = 0,067 (158/1404 + 2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-5} / 0,0635)^{0,2} = 0,0433.$$

6. Градиент потерь на трение при движении потока по (5.117)  $(dp/dH)_{tp} = 0,0433 \cdot 706,2 \cdot 2,645^2 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,0635) = 1,6845 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/м}$ .

Т а б л и ц а 5.6. Результаты расчета распределения давления с использованием

$p$ , МПа	$T$ , К	$c_1$	$c_2$	$\Phi_r$	$\rho_{cm}$ , кг/м <sup>3</sup>
2,0	311,4	1,5755	0,1016	0,2574	706,2
2,5	312,0	1,5823	0,1022	0,1911	762,8
3,0	312,7	1,5879	0,1028	0,1389	806,6
3,5	313,4	1,5935	0,1035	0,0967	839,4
4,0	314,0	1,5988	0,1042	0,0606	865,9
4,5	314,7	1,6092	0,1061	0,0262	884,7
5,0	315,4	—	—	—	903,1

7. Общий градиент давления в рассматриваемом сечении потока по (5.109)  $dp/dH = 706,2 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 1,6845 \cdot 10^{-3} = 8,6123 \times 10^{-3}$  МПа/м.

Результаты расчетов для последующих  $p$  и  $T$  приведены в табл. 5.6.

8. Определив величины, обратные градиентам давления, и осуществив затем численное интегрирование зависимости  $dH/dp = f(p)$  по (5.20), получаем профиль давления  $p = f(H)$  на участке движения газожидкостной смеси. Расчетная длина этого участка составляет  $L_{гжс} = 324,3$  м, что на 7 м превышает результат расчета по методике ВНИИГаза (задача 5.4).

II. Определяем полный профиль давления в колонне подъемных труб, для чего последовательно рассчитываем:

1. Длину участка однофазного потока ( $p > p_{нас}$ ). Ориентировочно допускаем, что градиент давления на этом участке не меняется и равен градиенту в сечении потока жидкости, где  $p = p_{нас}$ . Принимая за начальное и конечное давление на участке соответственно  $p = p_{нас} = 5$  МПа и  $p = 12$  МПа, длина его составит

$$\Delta H = L_{ж} = (12 - 5)/(9,7494 \cdot 10^{-3}) = 717,9 \text{ м.}$$

2. Длину НКТ, на интервале которой давление изменяется от  $p_y = 2$  МПа до  $p = 12$  МПа.  $H = L_{гжс} + L_{ж} = 324,3 + 717,9 = 1042$  м.

3. По результатам расчета строим полный профиль давления в НКТ (см. рис. 5.11, кривая 1').

III. Определяем давление на выкide насоса, для чего откладываем на оси глубин координату положения насоса в скважине,  $H_{сн} = 800$  м и по кривой 1' находим, что  $p_{вн} = 9,7$  МПа. Давление, развиваемое насосом, будет  $p_n = 9,7 - 7 = 2,7$  МПа.

## 6. ВЫБОР СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Под эксплуатацией скважин будем понимать процесс подъема продукции на поверхность за счет того или иного энергетического источника по возможности бесперебойно и с минимальными затратами трудовых и материальных ресурсов.

**общенных зависимостей (к задаче 5.5)**

$\lambda$	$(dp/dH)_{тр} \cdot 10^3$ , МПа/м	$dp/dH \cdot 10^3$ , МПа/м	$dH/dp$ , м/МПа	H, м
0,0433	1,6845	1,6123	116,1	0
0,0445	1,3773	8,8604	112,9	57,2
0,0453	1,1959	9,1086	109,8	112,9
0,0457	1,0869	9,3214	107,3	167,2
0,0460	1,0038	9,4983	105,3	220,3
0,0460	0,9392	9,6181	103,9	272,6
0,0462	0,8900	9,7494	102,6	324,3

В связи с промышленным внедрением и повсеместным использованием новейших достижений науки несколько изменилось понятие способов эксплуатации скважин. Если подъем жидкости или смеси происходит только за счет природной энергии, то такой способ эксплуатации будем называть естественно фонтанным. Следует заметить, что в настоящее время этот способ имеет весьма ограниченное распространение (артезианское фонтанирование). Если жидкость или смесь от забоя на поверхность поднимается либо за счет искусственной энергии, либо за счет естественной и искусственной энергии, такой способ эксплуатации будем называть механизированным. Механизированную эксплуатацию можно осуществить:

когда искусственную энергию вводят в добываемую жидкость централизованно при поддержании пластового давления, а распределение ее происходит непосредственно в залежи. Если при этом добывающая скважина оборудована только колонной насосно-компрессорных труб (отсутствуют механические приспособления для подъема), указанный способ эксплуатации будет искусственно-фонтанным. Этот способ имеет довольно широкое распространение;

когда искусственную энергию вводят непосредственно в каждую конкретную скважину: либо компримированным воздухом или газом, либо специальными механическими приспособлениями — скважинными насосами. При первом способе ввода энергии в скважину мы имеем дело с компрессорной (эргазлифтной) эксплуатацией, при втором — с насосной.

Особое место занимают некоторые способы эксплуатации скважин, осуществляемые за счет использования природной энергии газа с применением специального подземного оборудования. К ним относятся:

эксплуатация скважин бескомпрессорным газлифтом, теоретические основы подъема смеси при которой аналогичны таковым при фонтанно-компрессорной эксплуатации. Разница состоит в том, что для подъема используют газ высокого давления, добываемой либо попутно с нефтью, либо специально отбираемый из газоносных пластов. В этом случае отпадает необходимость использования компрессоров;

эксплуатация скважин плунжерным лифтом, при которой подъем смеси происходит за счет природной энергии сжатого газа с применением специальных плунжеров, препятствующих потерям на относительное проскальзывание газа.

## КЛАССИФИКАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Классификация скважин по дебиту связана в основном с высотой подъема жидкости, так как с ее ростом возможная подача установки при механизированной добыче достаточно быстро снижается (а следовательно и снижается дебит скважины, который определяется в данном случае возможной подачей установки). В первом приближении зависимость высоты подъема жидкости  $H$  от подачи установки  $Q$  может быть выражена гиперболой

$$Q = A/H, \quad (6.1)$$

где  $A$  — постоянная, имеющая условное значение и выбираемая из практических соображений,  $\text{м}^4/\text{сут}$ .

Зависимость (6.1) может быть использована в определенных ограниченных пределах по подаче и высоте подъема. Так, для газлифтной эксплуатации такое ограничение обусловлено расходом газа, для ШСНУ — фактической работоспособностью колонны штанг, а для УЦЭН — характеристиками  $Q-H$  выпускаемых промышленностью установок. Естественно, для различных способов механизированной добычи эти пределы различны.

С целью установления границ между низко-, средне- и высокодебитными скважинами для всех способов механизированной добычи нефти проведем разделение на рассматриваемые категории скважин, взяв за основу добывные возможности ШСНУ.

Исходя из этого в дальнейшем уравнением (6.1) будем пользоваться в следующих пределах по параметрам:  $Q \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $H \leq 3000 \text{ м}$ .

Для выпускаемого в настоящее время оборудования ШСНУ можно принять  $A = 4 \cdot 10^4 \text{ м}^4/\text{сут}$  и исходя из этого определить границы между средне- и высокодебитными скважинами. Тогда можно записать  $Q = 4 \cdot 10^4/H$ .

Из (6.1) следует, что скважины с дебитом более  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$  независимо от высоты подъема и с высотой подъема более  $3000 \text{ м}$  независимо от дебита относятся к категории высокодебитных. К категории низкодебитных скважин относятся такие, дебит которых изменяется от 5 до  $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  при высоте подъема менее  $1350 \text{ м}$ , а также скважины с дебитом менее  $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  при высоте подъема более  $1350 \text{ м}$ . Как правило, такие скважины эксплуатируются при периодической откачке. Все скважины, не попадающие в категории низко- и высокодебитных, относятся к среднедебитным.

По высоте подъема жидкости все скважины условно могут быть разделены на следующие категории.

1. Неглубокие — при высоте подъема до  $450 \text{ м}$ .
2. Средней глубины — от  $450$  до  $1350 \text{ м}$ .

Рис. 6.1. Классификация добывающих скважин по дебиту и высоте подъема

### 3. Глубокие — более 1350 м.

На рис. 6.1 представлена графическая характеристика различных категорий скважин по дебиту и высоте подъема.

Анализируя длительную практику механизированной добычи нефти, можно прийти к следующим выводам.

1. Установки штанговых скважинных насосов предназначены в основном для эксплуатации низко- и среднедебитных неглубоких и средней глубины скважин, хотя экономически рентабельны и в определенных пределах при эксплуатации высокодебитных и глубоких скважин.

2. Установки погружных центробежных электронасосов предназначены в основном для эксплуатации средне- и высокодебитных неглубоких, средней глубины и глубоких скважин. Этот же вывод справедлив и для газлифтной эксплуатации.

Все вышеизложенное относится в основном только к скважинам с нормальными условиями эксплуатации. Осложненные условия эксплуатации могут внести определенные, иногда значительные, корректировки в рассмотренную классификацию добывающих скважин.

**Задача 6.1.** Классифицировать добывающую скважину для следующих условий эксплуатации: пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 16 \text{ МПа}$ , статический уровень  $H_{\text{ст}} = 100 \text{ м}$ , коэффициент продуктивности  $K = 10 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , допускаемое забойное давление  $p_{\text{заб}} = 8 \text{ МПа}$ , плотность нефти  $\rho_n = 880 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Скважина безводная, газовый фактор низкий и им можно пренебречь.

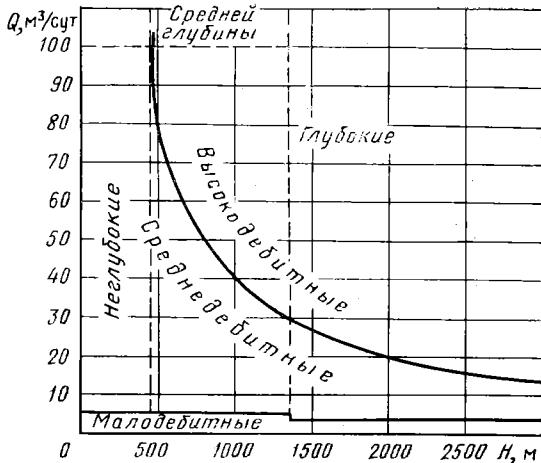
**Решение.** Для условий задачи вычисляем дебит скважины

$$Q = K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = 10(16 - 8) = 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Рассчитываем динамический уровень нефти в скважине

$$H_{\text{дин}} = H_{\text{ст}} + (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})/(g\rho_n) = 100 + (16 - 8)/(9,81 \cdot 880 \cdot 10^{-6}) = 1027 \text{ м.}$$

Таким образом, дебит данной скважины составляет  $80 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , а высота подъема 1027 м. В соответствии с рис. 6.1 данная скважина относится к высокодебитным скважинам средней глубины.



## ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ВЫБОР СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ

Практика эксплуатации добывающих скважин механизированным способом на различных месторождениях нашей страны, а также опыт эксплуатации за рубежом позволяют выделить основные параметры, которые необходимо рассматривать при предварительном выборе механизированного способа эксплуатации.

Исходя из добывных возможностей рассматриваемых способов эксплуатации и несмотря на значительные различия в характеристиках скважин и добываемой продукции следует, что отдельные скважины или группы скважин могут эксплуатироваться различными способами в пределах даже одного месторождения. Поэтому обоснованный выбор наилучшего для данных условий способа механизированной эксплуатации является одной из основных задач в процессе составления проекта разработки нефтяного месторождения.

Решение поставленной задачи возможно при наличии определенной совокупности исходных данных, основная часть которых необходима для технико-экономических расчетов любого способа эксплуатации, другая же часть — только для некоторых из них.

При выборе способа эксплуатации скважин в качестве основных показателей необходимо рассматривать технические, технологические, эксплуатационные, экономические и социальные. Предварительный выбор может быть произведен на основе обобщенных параметров, используя ранговый подход.

Для одной группы частных параметров ( $x$ ), оценивающих возможность успешного применения того или иного способа эксплуатации, можно использовать пятибалльную систему оценок.

Оценка	Число баллов
Отличная . . . . .	4
Хорошая . . . . .	3
Удовлетворительная . . . . .	2
Плохая . . . . .	1
Невозможно . . . . .	0

Для другой группы частных параметров ( $y$ ), характеризующих сложность системы, капитальные вложения, металлоемкость и т. д., достаточно использовать трехбалльную систему оценок.

Оценка	Число баллов
Высокая . . . . .	3
Средняя . . . . .	2
Низкая . . . . .	1

Обобщенные  $Z$ -параметры для различных способов эксплуатации скважин могут быть определены как средние геометрические частных оценок для рассматриваемых параметров:

$$X = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i}; \quad (6.2)$$

$$Y = \sqrt[k]{\prod_{j=1}^k y_j}; \quad (6.3)$$

$$Z = \sqrt{XY}, \quad (6.4)$$

где  $X$  — обобщенный параметр, оценивающий возможность успешного применения данного способа эксплуатации;  $Y$  — обобщенный параметр, характеризующий общую эффективность способа эксплуатации;  $x_i, y_j$  — оценки частных параметров;  $n, k$  — соответственно числа частных  $x$ - и  $y$ -параметров.

Оценки частных  $x$ -параметров для основных способов механизированной эксплуатации представлены в табл. 6.1, а оценки частных  $y$ -параметров — в табл. 6.2.

Предложенная система оценок параметров рекомендуется только для предварительного выбора способа эксплуатации. Окончательное решение должно приниматься после технико-экономических расчетов.

Этот метод удобен тем, что если хоть один из частных параметров равен нулю, то данный способ эксплуатации неприменим в рассматриваемых условиях. Для него характерна также высокая чувствительность к низким оценкам частных параметров. Представленные таблицы могут быть дополнены для новых специфических условий эксплуатации. Рассчитывая обобщенные параметры  $X$  и  $Y$ , допускается уточнение тех частных параметров, которые могут существенно влиять на возможность и эффективность применения того или иного способа эксплуатации скважин в конкретных условиях.

**Задача 6.2.** Пользуясь ранговым подходом, провести предварительный выбор и оценку механизированного способа для условий предыдущей задачи со следующими дополнительными условиями: пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 30^{\circ}\text{C}$ , механические при меси отсутствуют. Кроме того, отсутствует источник природного газа.

**Решение.** Для условий поставленной задачи из механизированных способов эксплуатации скважин можно рассмотреть ШСНУ, УЦЭН и ГПНУ. Газлифт не рассматривают из-за отсутствия источника природного газа. Пользуясь табл. 6.1, рассчитаем обобщенные  $X$ -параметры, учитывая следующие частные  $x$ -параметры:  $x_1, x_5, x_7, x_8, x_9, x_{10}, x_{11}, x_{14}, x_{18}, x_{19}, x_{20}, x_{22}, x_{24}, x_{25}, x_{26}$ : ШСНУ

$$X = \sqrt[15]{x_1 x_5 x_7 x_8 x_9 x_{10} x_{11} x_{14} x_{18} x_{19} x_{20} x_{22} x_{24} x_{25} x_{26}} =$$

$$= \sqrt[15]{2 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 2} = \sqrt[15]{10368} = 1,852;$$

### УЦЭН

$$X = \sqrt[15]{4 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 2} = \sqrt[15]{2985984} = 2,702;$$

### ГПНУ

$$X = \sqrt[15]{2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 1} = \sqrt[15]{93312} = 2,144.$$

Таблица 6.1. Оценки частных  $x$ -параметров

Частные $x$ -параметры	Оценка для способа эксплуатации скважины				
	ШСНУ	УЦЭН	ГПНУ	газлифт	
				компрессорный	бескомпрессорный
Эксплуатация высокодебитных скважин $x_1$	2	4	2	4	4
Эксплуатация среднедебитных скважин $x_2$	3	4	3	4	4
Эксплуатация низкодебитных скважин $x_3$	4	1	4	0	0
Эксплуатация глубоких скважин $x_4$	1	4	4	4	4
Эксплуатация скважин средней глубины $x_5$	3	4	4	4	4
Эксплуатация неглубоких скважин $x_6$	4	4	4	4	4
Длительная безотказная работа и достижение высокого коэффициента эксплуатации скважин $x_7$	2	3	3	3	4
Исследование скважин $x_8$	3	2	2	4	3
Автоматизация добычи, регулирование параметров и диспетчерский контроль $x_9$	2	4	3	3	1
Совершенствование технологических процессов добычи нефти $x_{10}$	2	2	3	3	1
Повышение эффективности способа добычи нефти $x_{11}$	1	3	3	2	2
Одновременная разделальная эксплуатация $x_{12}$	2	2	2	3	2
Эксплуатация искривленных и наклонно-направленных скважин $x_{13}$	0	3	4	1	1
Эксплуатация оборудования с температурой окружающей жидкости в скважине до $70^{\circ}\text{C}$ $x_{14}$	3	3	3	4	4
Эксплуатация оборудования с температурой окружающей жидкости в скважине выше $70^{\circ}\text{C}$ $x_{15}$	2	0	3	4	4
Эксплуатация скважин, продукция которых содержит до 1 % механических примесей $x_{16}$	2	3	2	4	4
Эксплуатация скважин, продукция которых содержит свыше 1 % механических примесей $x_{17}$	0	0	0	3	3
Эксплуатация скважин при отложении солей и коррозии погружного оборудования $x_{18}$	1	1	1	2	2
Эксплуатация обводненных скважин $x_{19}$	2	3	2	2	2
Форсированные отборы жидкости $x_{20}$	1	4	1	2	2
Эксплуатация скважин при повышенном объемном газосодержании у приема погружного оборудования $x_{21}$	2	2	2	4	4

Продолжение табл. 6.1

Частные <i>x</i> -параметры	Оценка для способа эксплуатации скважины				
	ШСНУ	УЦЭН	ГПНУ	газлифт	
				компрессорный	бескомпрессорный
Эксплуатация скважин с повышенным содержанием парафина в ее продукции $x_{22}$	2	3	2	1	1
Подъем жидкости повышенной вязкости (до 1 Па·с) $x_{23}$	2	1	2	2	2
Эксплуатация скважин с высоким противодавлением на устье $x_{24}$	3	3	3	2	2
Эксплуатация скважин в сложных природно-климатических условиях и на море $x_{25}$	1	2	2	2	3
Эксплуатация скважин уменьшенного диаметра $x_{26}$	2	2	1	4	4

Таблица 6.2. Оценки частных *y*-параметров

Частные <i>y</i> -параметры	Оценка для способа эксплуатации скважины				
	ШСНУ	УЦЭН	ГПНУ	газлифт	
				компрессорный	бескомпрессорный
Эксплуатационная надежность $y_1$	2	3	2	2	3
Удобство и простота обслуживания $y_2$	2	3	2	2	3
Энергетическая эффективность (к. п. д.) $y_3$	2	2	2	1	1
Гибкость системы $y_4$	1	3	2	2	2
Деэмульгационная способность продукции обводненных скважин $y_5$	2	1	2	1	2
Простота обустройства скважины $y_6$	1	3	1	1	3
Эффективность начальных капитальных вложений $y_7$	2	3	2	2	3
Эффективность использования металла (величина, обратная металлоемкости) $y_8$	1	3	1	1	3

Пользуясь табл. 6.2, рассчитаем обобщенные *Y*-параметры.

ШСНУ

$$Y = \sqrt[8]{y_1 y_2 y_3 y_4 y_5 y_6 y_7 y_8} = \sqrt[8]{2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 1} = \sqrt[8]{32} = 1,542;$$

УЦЭН

$$Y = \sqrt[8]{3 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3} = \sqrt[8]{1458} = 2,486;$$

## ГПНУ

$$Y = \sqrt[8]{2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 1} = \sqrt[8]{64} = 1,682.$$

Рассчитаем обобщенные параметры  $Z$ :

## ШСНУ

$$Z = \sqrt{XY} = \sqrt{1,852 \cdot 1,542} = 1,690;$$

## УЦЭН

$$Z = \sqrt{2,702 \cdot 2,486} = 2,592;$$

## ГПНУ

$$Z = \sqrt{2,144 \cdot 1,682} = 1,900.$$

Таким образом, для условий рассмотренной скважины наилучший способ эксплуатации — УЦЭН, так как для него обобщенный параметр наибольший. Кроме того, несмотря на то, что в данных условиях эксплуатация скважины ГПНУ предпочтительнее, чем эксплуатация ее ШСНУ, использование ГПНУ маловероятно.

### ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ

**Задача 6.3.** Используя промысловую калькуляцию себестоимости добычи нефти для условий предыдущих задач, рассчитать себестоимость добычи нефти УЦЭН и ШСНУ, а также определить границу экономически эффективного применения УЦЭН. При этом глубина спуска насосов принимается одинаковой и равной  $H_n = 1050$  м.

Рассмотрим промысловую калькуляцию себестоимости добычи нефти (табл. 6.3). При этом денежные затраты выражены в условных единицах (у. е.).

Таблица 6.3. Промысловая калькуляция себестоимости добычи нефти

Статьи расходов	Себестоимость добычи 1 т нефти, у. е./т
Энергетические затраты	0,040
Заработная плата с отчислениями соцстраху	0,138
Амортизация:	
скважин	0,677
прочих основных средств	0,173
Текущий ремонт оборудования:	
наземного	0,025
подземного	0,056
Внутрипромысловая перекачка и хранение нефти	0,023
Дезмульсия	0,090
Расходы по увеличению нефтеотдачи пластов	0,288
Цеховые расходы	0,133
Общепромысловые расходы	0,163
Итого	1,806

Ввиду отсутствия прямых дифференцированных данных о себестоимости добычи отдельными способами определим себестоимость, исходя из общих затрат по статьям расходов и дифференцированных технико-экономических показателей, учитываемых плановым и производственно-техническим отделами НГДУ. Это дает возможность определить, какую часть в общих промысловых затратах занимают действительные затраты на добычу нефти по способам эксплуатации.

Не расшифровывая каждую статью в отдельности, проведем расчеты по каждой статье для УЦЭН и ШСНУ.

### 1. Энергетические затраты:

а) затраты на установленную мощность.

Стоимость 1 кВ·А мощности 0,056 у. е./сут.

УЦЭН: трансформатор 30 кВ·А, затраты 1,68 у. е./сут,

ШСНУ: трансформатор 20 кВ·А, затраты — 1,12 у. е./сут;

б) затраты на извлечение жидкости  $C_{ж}$  могут быть рассчитаны по следующей формуле:

$$C_{ж} = N k_3 a t k_n. \quad (6.5)$$

где  $N$  — мощность используемого электродвигателя, кВт,  $k_3$  — коэффициент эксплуатации;  $a$  — стоимость 1 кВт/ч электроэнергии (0,0032 у. е./кВт·ч);  $t$  — время работы, ч;  $k_n$  — коэффициент использования мощности.

УЦЭН: мощность ПЭД  $N = 17$  кВт,  $k_n = 0,52$ ,  $k_3 = 0,957$ ,  $C_{ж} = 0,647$  у. е./сут.

ШСНУ:  $N = 13$  кВт,  $k_n = 0,52$ ,  $k_3 = 0,942$ ,  $C_{ж} = 0,49$  у. е./сут;

в) при использовании специальных установок по депарафинизации на скважинах с УЦЭН необходимо учитывать энергозатраты на их работу.

Перемножив суточные затраты на отработанные скважинодни, получим общие затраты на эксплуатацию по каждому способу. Разделив эти затраты на соответствующую добычу, получим затраты на 1 т по каждому способу: УЦЭН 0,0534 у. е./т; ШСНУ 0,1345 у. е./т.

### 2. Зарплата с отчислениями.

При равных условиях (рельеф, расстояние, связь) можно принять, что для обслуживания одной скважины, оборудованной УЦЭН, требуется больше обслуживающего персонала, чем для скважины с ШСНУ. Принимая коэффициент трудоемкости обслуживания скважины с ШСНУ за 1, для УЦЭН примем 1,4.

Затраты на заработную плату распределяют пропорционально коэффициенту трудоемкости обслуживания и скважино-дням, отработанным: УЦЭН 0,128 у. е./т; ШСНУ 0,336 у. е./т.

### 3. Амортизация:

а) скважин — средняя стоимость одной скважины составляет 95 000 у. е. Годовая норма амортизации составляет, например, 8,3 %. Зная число скважин, эксплуатирующихся тем или иным способом, стоимость одной скважины и годовой процент ее аморти-

зации, можно получить амортизационные отчисления: УЦЭН 0,5 у. е./т; ШСНУ 1,949 у. е./т;

б) амортизация прочих основных средств — норма амортизации на оборудование скважин, например, 9,2 %. Но эту величину нельзя брать для расчета, так как в течение года происходит движение фонда: оборудование на некоторых скважинах частично или полностью заменяют. Чтобы учесть это, необходимо оперировать средней нормой амортизации, которая должна вычисляться в каждом НГДУ отдельно. С учетом сказанного затраты на 1 т нефти составят: УЦЭН 0,148 у. е./т; ШСНУ 0,503 у. е./т.

#### 4. Текущий ремонт:

##### а) ремонт наземного оборудования.

Затраты на ремонт наземного оборудования распределяют пропорционально скважино-дням числившимся: УЦЭН 0,0188 у. е./т; ШСНУ 0,0695 у. е./т;

##### б) ремонт подземного оборудования.

Затраты на ремонт подземного оборудования складываются из затрат на материалы, заработную плату, отчислений, соцстраху выслуги лет, резерва отпусков, проката передвижных агрегатов, амортизации и т. д. Эти затраты распределяют пропорционально продолжительности подземного ремонта по каждому способу: УЦЭН 0,0448 у. е./т; ШСНУ 0,251 у. е./т.

#### 5. Внутрипромысловая перекачка и хранение нефти.

Затраты на перекачку и хранение нефти принято распределять пропорционально количеству добываемой жидкости, которое зависит от обводненности. При этом себестоимость нефти будет тем выше, чем выше обводненность продукции. Но содержание воды в нефти не зависит от способа добычи. Поэтому затраты на эту статью распределяют пропорционально удельным весам добычи нефти по способам в общей добыче нефти: УЦЭН 0,023 у. е./т; ШСНУ 0,023 у. е./т.

#### 6. Деэмульсия.

Затраты на деэмульсацию также пропорциональны удельным весам добычи по способам в общей добыче нефти: УЦЭН 0,09 у. е./т; ШСНУ 0,09 у. е./т.

#### 7. Расходы по увеличению нефтеотдачи пластов.

Эти затраты распределяют пропорционально удельным весам добычи нефти по способам: УЦЭН 0,288 у. е./т; ШСНУ 0,288 у. е./т.

#### 8, 9. Цеховые и общепромысловые расходы.

Затраты по этим статьям распределяют пропорционально числившимся скважино-дням. Предварительно из общей суммы выделяют затраты на ремонт и прокат УЦЭН: УЦЭН 0,234 у. е./т; ШСНУ 0,784 у. е./т.

Сложив затраты по отдельным статьям для данных способов, получают себестоимость добычи 1 т нефти по способам: УЦЭН 1,528 у. е./т; ШСНУ 4,428 у. е./т.

Таким образом, фактическая себестоимость добычи нефти УЦЭН в 2,9 раза ниже, чем ШСНУ.

Исходя из этого среди промысловиков утвердилось мнение, что применение УЦЭН более эффективно, нежели ШСНУ. Положение

это ошибочно и связано с фактически сложившейся на промыслах обстановкой. (УЦЭН работают в высокодебитных скважинах, а ШСНУ — в низкодебитных), а также с принятой методикой расчета себестоимости. Характерные ошибки принятой методики следующие.

1. Средняя норма амортизации насосных установок не отражает реального положения. Опыт показывает, например, что станки-качалки с успехом работают в течение 15—20 лет, т. е. при норме амортизации 5—7,7 %, а не 9,2 %.

2. Одной из крупных статей расходов является статья на увеличение нефтеотдачи пластов поддержанием пластового давления. Повышение пластового давления приводит к снижению потребных напоров скважинных насосов. Поэтому эти затраты необходимо учитывать только в размерах, пропорциональных достигнутому эффекту.

3. Недостаточно точно учитывают расходы на перекачку и хранение нефти, о чем было сказано выше.

4. Недостаточно точно учитывают расходы на деэмульсацию, ибо нефть, добываемая различными насосными установками (УЦЭН и ШСНУ), требует различных затрат на деэмульсацию.

5. Одним из важнейших показателей при определении себестоимости добычи нефти является дебит скважины по нефти (при этом считают, что дебит скважины равен подаче установки), а также высота подъема продукции скважины.

Для условий рассмотренного примера расчета себестоимости добычи нефти подача установки УЦЭН в 3,76 раза выше, чем установки ШСНУ. Если принять подачу установки ШСН равной УЦЭН, то себестоимость добычи нефти ШСНУ составит 1,43 у. е./т. Следует отметить, что подача УЦЭН в данном конкретном случае составляет 43 т/сут нефти.

Поэтому для определения пределов экономической эффективности обоих способов необходимо рассматривать все затраты, впервых, при равных подаче и высоте подъема нефти, и, во-вторых, с учетом вышеизложенного.

Рассчитаем себестоимость добычи нефти для условий конкретного примера: подача для обеих установок одинакова и равна: 30, 40, 50, 60, 80 и 100 т/сут нефти. При этом высоты подъема нефти также равны. Результаты расчета сведем в табл. 6.4.

По приведенным данным построены зависимости (рис. 6.2). Как видно, нефть, добываемая ШСНУ, имеет меньшую себестоимость при дебитах до 54 т/сут, чем нефть при добыче УЦЭН. При больших дебитах экономически выгоднее использовать УЦЭН.

Для условий задачи массовая подача скважины составляет

$$Q' = Q\rho_n = 80 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 880 \text{ кг}/\text{м}^3 \cdot 10^{-3} = 70,4 \text{ т/сут.}$$

В соответствии с рис. 6.2 себестоимость добычи нефти ШСНУ составляет 1,175 у. е./т, а УЦЭН — 1,075 у. е./т.

Таким образом, не только по техническим и эксплуатационным характеристикам, но также и по экономической эффективности

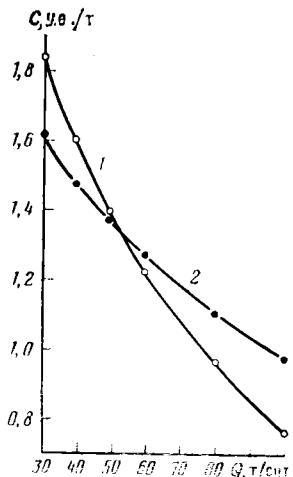


Таблица 6.4. Расчетная себестоимость добычи нефти

Подача, т/сут	Себестоимость, у.е./т	
	УЦЭН	ШСН
30	1,840	1,620
49	1,600	1,480
50	1,390	1,370
68	1,220	1,270
89	0,965	1,100
97	0,760	0,970

Рис. 6.2. Зависимость себестоимости  $C$  добычи нефти от подачи:

1 — для скважин, оборудованных УЦЭН; 2 — для скважин оборудованных ШСН

рассматриваемая скважина должна эксплуатироваться УЦЭН.

В заключение отметим, что в настоящее время в нефтедобывающей промышленности страны считается доказанной область экономически рентабельной эксплуатации скважин УЦЭН, если дебит их превышает 50—60 т/сут. При меньших дебитах экономически рентабельны ШСН.

## 7. ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Для расчета промысловых газожидкостных подъемников используют аналитический метод академика А. П. Крылова, и графоаналитический метод, в основу которого положены кривые изменения давления вдоль колонны НКТ  $p = f(H)$ . Название методов несколько условно, так как раньше для решения многих задач с применением формул А. П. Крылова пользовались графиками, а в настоящее время для промысловых расчетов широко используются ЭВМ, и кривые  $p = f(H)$ , рассчитываемые по той или иной методике, вводятся в машину аналитически и в виде табличных данных, так же как и характеристики пласта и скважин. И машина дает уже готовые рекомендации по выбору оборудования и режима работы скважин.

Рассчитать газожидкостной подъемник, это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий условиям в скважине.

При выборе оборудования и режима работы скважин при газлифтной и фонтанной эксплуатации исходят из разных принципов. При расчете газлифтового подъемника основным условием является минимум удельного расхода газа или энергии, затрачиваемой на его компрессорное оборудование. 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 устьевом, а следовательно максимальному отбору из скважины. То, что условия минимума градиента давления и удельного расхода газа не идентичны, наглядно видно из рис. 7.1.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА

### Условия фонтанирования.

#### Минимальное забойное давление фонтанирования

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  $\Gamma_{\text{эфф}}$  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

$$\Gamma_{\text{эфф}} \geq R_{\text{опт}}. \quad (7.1)$$

Неравенство (7.1) позволяет определить наиболее благоприятные, необходимые условия фонтанирования скважины, которые на практике могут оказаться недостаточными.

Исходя из определения, эффективный газовый фактор рассчитывают по формуле

$$\Gamma_{\text{эфф}} = (1 - n_{\text{в}}/100) [V_{\text{гв}}(p_b) + V_{\text{гв}}(p_y)]/2, \quad (7.2)$$

где  $V_{\text{гв}}(p_b)$  и  $V_{\text{гв}}(p_y)$  — объемы свободного газа, приходящиеся на единицу массы жидкости соответственно при давлении у башмака и на устье подъемника, а  $n_{\text{в}}$  — массовая обводненность.

При содержании азота в попутном газе менее 5 % для определения эффективного газового фактора можно использовать средний коэффициент растворимости газа в нефти.\* Тогда, если забойное давление  $p_{\text{заб}}$  меньше давления насыщения  $p_{\text{нас}}$ , условие фонтанирования будет следующее:

$$\left( \Gamma - 10^3 \cdot \frac{\alpha}{\rho_n} \frac{p_{\text{заб}} + p_y}{2} \right) \left( 1 - \frac{n_{\text{в}}}{100} \right) \geq \frac{0,388H(H\rho_{\text{ж}}g - p_{\text{заб}} + p_y)}{d^{0,5}(p_{\text{заб}} - p_y) \lg(p_{\text{заб}}/p_y)}, \quad (7.3)$$

где  $\Gamma$  — газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $\alpha$  — коэффициент растворимости газа в нефти,  $\text{Па}^{-1}$ ;  $\rho_n$  ( $\rho_{\text{ж}}$ ) — плотность нефти (жидкости),  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,

\* При молярной доле азота в газе более 5 % для определения объема выделившегося газа при том или ином давлении пользуются эмпирическими зависимостями, приведенными в гл. 1.

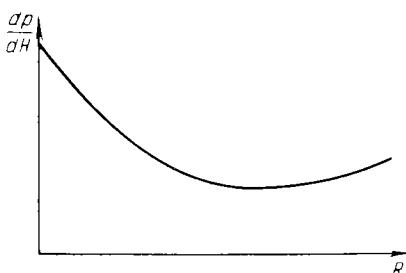


Рис. 7.1. Зависимость градиента давления в газожидкостном подъемнике от удельного расхода газа

д — 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  $p_{заб} > p_{нас}$ , то условие фонтанирования следующее:

$$\frac{\Gamma - 10^3 p_y \alpha / \rho_n}{2} \left( 1 - \frac{n_b}{100} \right) \geq \frac{0,388 H (H \rho_{жg} - p_{нас} + p_y)}{d^{0.5} (\rho_{нас} - p_y) \lg (\rho_{нас} / p_y)}, \quad (7.4)$$

где  $H$  — длина подъемника, т. е. расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения. Пренебрегая трением в области однофазного потока получим

$$H = L = (p_{заб} - p_{нас}) / (\rho_{жg}), \quad (7.5)$$

где  $L$  — глубина скважины.

**Задача 7.1.** Определить минимальное забойное давление фонтанирования для следующих условий: глубина скважины 1750 м; внутренний диаметр НКТ 62 мм; противодавление на устье 0,4 МПа; давление насыщения 8,65 МПа; газовый фактор 56,4 м<sup>3</sup>/т; плотность пластовой нефти  $\rho_{н пл} = 760$  кг/м<sup>3</sup>; плотность дегазированной нефти  $\rho_{н д} = 860$  кг/м<sup>3</sup>; обводненность продукции  $n_b = 10\%$ ; плотность пластовой воды  $\rho_b = 1180$  кг/м<sup>3</sup>; азот в попутном газе отсутствует.

**Решение.** Определим коэффициент растворимости

$$\alpha = \Gamma \rho_{н д} / [10^3 (p_{нас} - 0,1) 10^6] = 56,4 \cdot 860 / [(8,65 - 0,1) \cdot 10^9] = \\ = 5,7 \text{ МПа}^{-1}.$$

Трудно ожидать, что минимальное забойное давление для заданных условий будет меньше давления насыщения, поэтому при расчетах используем неравенство (7.4). Определим эффективный газовый фактор

$$\Gamma_{эф} = \frac{\Gamma - 10^3 p_y \alpha / \rho_{н д}}{2} \left( 1 - \frac{n_b}{100} \right) = \frac{56,4 - 10^3 \cdot 0,4 \cdot 10^6 \cdot 5,7 \cdot 10^{-6} / 860}{2} \times \\ \times \left( 1 - \frac{10}{100} \right) = 24,2 \text{ м}^3/\text{т}.$$

При уменьшении забойного давления длина газожидкостного подъемника увеличивается и определяется (7.5), что ведет к росту необходимого удельного расхода газа, и когда удельный расход

станет равен эффективному газовому фактору, фонтанирование прекратится. Решая (7.4) при граничном условии относительно  $H$ , получим

$$H_{\max} = 0,5 \left[ h + \sqrt{h^2 + 10,31 \Gamma_{\phi} d^{0,5} h \lg (\rho_{\text{нас}} / \rho_y)} \right], \quad (7.6)$$

где

$$h = (\rho_{\text{нас}} - \rho_y) / (\rho_y g) = (8,65 - 0,4) \cdot 10^6 / (847 \cdot 9,81) = 993 \text{ м},$$

$\rho_y$  — средняя плотность жидкости на длине газожидкостного подъемника.

Продукция скважины обводнена. Определим среднюю плотность нефти

$$\rho_n = (\rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{n пл}}) / 2 = (860 + 760) / 2 = 810 \text{ кг/м}^3.$$

Для приближенного учета относительного движения воды в нефти при определении плотности жидкости используем массовую обводненность продукции

$$\rho_y = \rho_n (1 - n_b / 100) + \rho_b n_b / 100 = 810 (1 - 10 / 100) + 1180 \cdot 10 / 100 = \\ = 847 \text{ кг/м}^3. \quad (7.7)$$

По (7.6) находим максимальную длину газожидкостного подъемника

$$H_{\max} = 0,5 \left[ 993 + \sqrt{993^2 + 10,31 \cdot 24,2 \cdot 62^{0,5} \cdot 993 \lg (8,65 / 0,4)} \right] = 1444 \text{ м.}$$

Минимальное забойное давление фонтанирования найдем по (7.5)

$$p_{\text{заб min}} = p_{\text{нас}} + (L - H) \rho_y g = 8,65 + (1750 - 1444) \cdot 802 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = \\ = 11,06 \text{ МПа,}$$

где

$$\rho_y = \rho_{\text{n пл}} (1 - n_b / 100) + \rho_b n_b / 100 = 760 \cdot 0,9 + 1180 \cdot 0,1 = 802 \text{ кг/м}^3.$$

Итак, в данных условиях скважины, оборудованные НКТ с внутренним диаметром 62 мм и обводненные на 10 %, прекратят фонтанирование при снижении забойного давления до 11—11,5 МПа.

Задача 7.2. Определить минимальное давление фонтанирования для условий, приведенных в предыдущей задаче, но для другого состава попутного газа. Молярные доли азота в газе  $y_a = 0,129$ ; метана  $y_1 = 0,235$ ; пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 41^\circ\text{C}$ .

Решение. Объем выделившегося при давлении  $p$  газа, приходящийся на единицу массы дегазированной нефти, определится согласно формуле

$$V_{\text{гв}}(p) = \Gamma - \Gamma \left[ (p - 0,1) / (p_{\text{нас 20}} - 0,1) \right]^f(y_a), \quad (7.8)$$

где

$$f(y_a) = 0,32 + 1/[1,567 + (100y_a)^2] = 0,32 + 1/(1,567 + 12,9^2) = 0,326.$$

Давление насыщения при температуре  $20^\circ\text{C}$  ( $\rho_{\text{нас 20}}$ ) определим из соотношения

$$\rho_{\text{нас 20}} = \rho_{\text{нас т пл}} + (20 - t_{\text{пл}}) / (9,157 + f_{\text{ш}}), \quad (7.9)$$

где  $p_{n,t,пл}$  — давление насыщения при пластовой температуре, МПа;  $t_{пл}$  — пластовая температура, °C;  $f_w$  — функция состава газа

$$f_w = 701,8 / [\Gamma(y_1 - 0,8y_a)] = 701,8 / [56,4 (0,235 - 0,8 \cdot 0,129)] = 94,4.$$

Подставляем  $f_w$  в (7.9)

$$\rho_{нас\ 20} = 8,65 + (20 - 41) / (9,157 + 94,4) = 8,45 \text{ МПа.}$$

Объем выделившегося газа при давлении на устье 0,4 МПа определим по (7.8)

$$V_{гв}(p_y) = 56,4 - 56,4 [(0,4 - 0,1) / (8,45 - 0,1)]^{0,326} = 37,3 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Объем выделившегося газа на башмаке подъемника при  $p_b = p_{нас}$  равен нулю, тогда эффективный газовый фактор по (7.2)

$$\Gamma_{эф} = (1 - n_B/100) [V_{гв}(p_b) + V_{гв}(p_y)]/2 = (1 - 0,1) (0 + 37,3)/2 = 16,8 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Максимальную длину подъемника определим по (7.6)

$$H_{max} = 0,5 \left[ 993 + \sqrt{993^2 + 10,31 \cdot 16,8 \cdot 62^{0,5} \cdot 993 \lg(8,65/0,4)} \right] = 1332 \text{ м.}$$

Минимальное забойное давление фонтанирования рассчитываем по формуле (7.5)

$$p_{заб\ min} = 8,65 + (1750 - 1332) \cdot 802 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 11,94 \text{ МПа.}$$

Сравнивая полученное минимальное забойное давление фонтанирования с результатом решения предыдущей задачи, можно сделать вывод, что наличие азота в попутном газе оказывает ощутимое влияние на условия фонтанирования.

**Задача 7.3.** Определить минимальное забойное давление фонтанирования для следующих условий: глубина скважины 1960 м; внутренний диаметр НКТ 62 мм; противодавление на устье 1 МПа; давление насыщения 16,6 МПа; газовый фактор 212 м<sup>3</sup>/т; плотность пластовой нефти  $\rho_{н,пл} = 680 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; дегазированной  $\rho_{нд} = 840 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; обводненность продукции 20%; плотность пластовой воды 1100 кг/м<sup>3</sup>; содержание азота  $y_a = 1,1 \%$ .

**Решение.** Коэффициент растворимости газа:

$$\alpha = \Gamma_{\rho_{нд}} / [10^3 (\rho_{нас} - 0,1) 10^6] = 212 \cdot 840 / [10^3 (16,6 - 0,1) 10^6] = 10,8 \cdot 10^{-6} \text{ Па}^{-1}.$$

Для условий данной залежи минимальное забойное давление фонтанирования будет меньше давления насыщения, поэтому для его определения воспользуемся зависимостью (7.3), решая уравнение численным методом. Примем длину подъемника равной глубине скважины  $H = 1960$  м. При определении плотности жидкости воспользуемся теми же допущениями, что и при решении задачи 7.1:

$$\begin{aligned} \rho_{ж} &= [(\rho_{нд} + \rho_{н,пл})/2] (1 - n_B/100) + \rho_B n_B/100 = [(840 + 680)/2] \cdot 0,8 + \\ &+ 1100 \cdot 0,2 = 828 \text{ кг}/\text{м}^3. \end{aligned}$$

Подставляем найденные значения в (7.3)

$$\left( 212 - 10^3 \frac{10,8 \cdot 10^{-6}}{840} \frac{p_{заб} + 1}{2} \cdot 10^6 \right) \left( 1 - \frac{20}{100} \right) = \\ = \frac{0,388 \cdot 1960 (1960 \cdot 828 \cdot 9,81 - p_{заб} \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6)}{62^{0,5} (p_{заб} - 1) \cdot 10^6 \lg(p_{заб}/1)}$$

Минимальное давление фонтанирования  $p_{заб\min} = 8,37$  МПа.

**Задача 7.4.** При эксплуатации залежи, характеристика которой дана в предыдущей задаче, минимальное забойное давление задано равным 75 % от давления насыщения. Определить обводненность продукции, при которой скважины с внутренним диаметром НКТ 76 мм прекратят фонтанировать.

**Решение.** Длина подъемника равна глубине скважины, поэтому

$$p_6 = p_{заб} = 0,75 p_{нас} = 0,75 \cdot 16,6 = 12,45 \text{ МПа.}$$

По (7.3.), выражая плотность жидкости по (7.7), определяем максимальную обводненность продукции фонтанных скважин при  $d = 76$  мм:

$$n_B = \frac{\frac{100d^{0,5}(p_{заб} - p_y) \lg \frac{p_{заб}}{p_y} \left( \Gamma - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_{нд}} \frac{p_{заб} + p_y}{2} \right) - 38,8H(Hg\rho_n - p_{заб} + p_y)}{d^{0,5}(p_{заб} - p_y) \lg \frac{p_{заб}}{p_y} \left( \Gamma - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_{нд}} \frac{p_{заб} + p_y}{2} \right) + 0,388H^2g(\rho_B - \rho_n)}}{= \\ = \frac{100 \cdot 76^{0,5} (12,45 - 1) \cdot 10^6 \lg \frac{12,45}{1} \left( 212 - 10^3 \frac{10,8 \cdot 10^{-6}}{840} \frac{12,45 + 1}{2} \cdot 10^6 \right) - 76^{0,5} (12,45 - 1) \cdot 10^6 \lg \frac{12,45}{1} \left( 212 - 10^3 \frac{10,8 \cdot 10^{-6}}{840} \frac{12,45 + 1}{2} \cdot 10^6 \right) + - 38,8 \cdot 1960 \cdot [1960 \cdot 9,81 \cdot 760 - (12,45 - 1) \cdot 10^6]}{+ 0,388 \cdot 1960^2 \cdot 9,81 (1100 - 760)} = 60,5 \% . \quad (7.10)$$

Здесь, как и в предыдущей задаче, за  $\rho_n$  взято среднеарифметическое значение плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Таким образом, в условиях данного месторождения при ограничении забойного давления величиной 12,45 МПа скважины прекратят фонтанировать при обводненности 60 %.

Следует отметить, что использованная здесь методика определения условий фонтанирования дает приближенные результаты, так как она не учитывает влияния на эти условия дебитов скважин. Полученные цифры граничных характеристик работы фонтанных скважин являются средними для условий данного месторождения.

## Выбор диаметра НКТ с учетом условий в начале и конце фонтанного периода работы скважины

**Задача 7.5.** Определить диаметр фонтанного подъемника с учетом условий в начале и конце фонтанирования для скважины со следующими геолого-технологическими условиями. Глубина залегания продуктивного пласта 1100 м; диаметр эксплуатационной колонны 146 мм; пластовое давление 11,6 МПа; давление насыщения 9,2 МПа; газовый фактор  $\Gamma = 73,6 \text{ м}^3/\text{т}$ ; плотность пластовой нефти  $\rho_{\text{н,пл}} = 770 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; дегазированной  $\rho_{\text{нд}} = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; плотность пластовой воды  $\rho_b = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Залежь намечено разрабатывать с поддержанием пластового давления на уровне начального, минимальное допустимое забойное давление равно 75 % от давления насыщения,  $p_{\text{заб,мин}} = 6,9 \text{ МПа}$ ; минимальное давление на устье  $p_{\text{у,мин}} = 0,5 \text{ МПа}$ . Коэффициенты продуктивности изменяются при обводнении скважин (рис. 7.2). Скважины проектируют переводить на механизированный способ эксплуатации при снижении дебита нефти до 10 т/сут. Результаты испытания пласта, проведенные в данной скважине, показали, что продукция ее безводная, а коэффициент продуктивности 42,5 т/(сут·МПа).

**Решение.** Определим диаметр подъемника в конце фонтанирования. Будем исходить из того, что подъемник в этот период должен работать на оптимальном режиме, так как в конце фонтанирования количество поступающей на забой скважины пластовой энергии будет минимальным, тогда

$$d_k = 400 \sqrt{\frac{\rho_{жк} H_k}{\rho_b k - \rho_{уk}}} \sqrt[3]{\frac{Q_k H_k}{\rho_{жк} g H_k - \rho_b k + p_u}} . \quad (7.11)$$

Индекс  $k$  в (7.11) означает, что соответствующие параметры нужно брать для условий конца фонтанирования;  $\rho_b$  и  $p_u$  — давления на башмаке и устье подъемника длиной  $H$ ;  $\rho_{ж}$  — средняя плотность жидкости;  $Q$  — массовый дебит;  $d$  — диаметр подъемника.

Чтобы определить параметры для расчета по (7.11), установим изменение дебита данной скважины по жидкости и по нефти в зависимости от обводненности. Расчеты производят в следующей последовательности. Задаемся забойным давлением и по (7.10) определяем обводненность продукции скважины, при которой она прекращает фонтанировать при заданном давлении. Это действительно, когда  $p_{\text{заб}} \leq p_{\text{нас}}$ . Если  $p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}}$ , то для определения максимальной

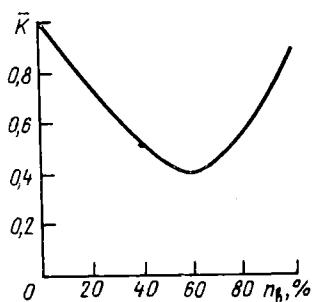


Рис. 7.2. Изменение относительного коэффициента продуктивности  $\bar{K}$  скважины в зависимости от обводненности продукции  $n_b$

обводненности продукции пользуемся (7.4), решая относительно  $n_b$  с учетом (7.7)

$$n_b = \frac{100d^{0.5}(\rho_{\text{нас}} - \rho_y) \lg (\rho_{\text{нас}} / \rho_y) [(\Gamma - 10^3 \alpha \rho_y / \rho_{\text{нд}})/2] - 38,8H(H\rho_{\text{нд}}g - \rho_{\text{нас}} + \rho_y)}{d^{0.5}(\rho_{\text{нас}} - \rho_y) \lg (\rho_{\text{нас}} / \rho_y) [(\Gamma - 10^3 \alpha \rho_y / \sigma_{\text{нд}})/2] + 0,388H^2g(\rho_b - \rho_n)} \quad (7.12)$$

Пользуясь графиком (рис. 7.2) определяем коэффициент продуктивности, соответствующий найденной обводненности, а затем дебит скважины по жидкости и нефти для  $\rho_{\text{заб}}$  и  $n_b$ . При расчетах по (7.10) и (7.12) необходимо знать диаметр подъемника, который нам неизвестен. Учитывая, что в указанных формулах диаметр находится в степени 0,5 и расчетные параметры от него зависят незначительно, зададимся его значением:  $d = 62$  мм.

Определим дебит скважины в безводный период ее эксплуатации при минимальном допустимом забойном давлении

$$Q_{\text{ж}} = Q_n = K(\rho_{\text{пл}} - \rho_{\text{заб min}}) = 42,5(11,6 - 6,9) = 200 \text{ т/сут.}$$

Обводненность продукции, при которой скважина прекратит фонтанировать при  $\rho_{\text{заб min}}$  определим по (7.10)

$$n_b = \frac{100 \cdot 62^{0.5} (6,9 - 0,5) 10^6 \lg (6,9/0,5) [73,6 - 10^3 (6,96 \cdot 10^{-6}/860) \times 62^{0.5} (6,9 - 0,5) 10^6 \lg (6,9/0,5) [73,6 - 10^3 (6,96 \cdot 10^{-6}/860) \times \times (6,9 + 0,5) \cdot 10^6/2] - 38,8 \cdot 1100 (1100 \cdot 9,81 \cdot 815 - 6,4 \cdot 10^6)]}{(6,9 + 0,5) \cdot 10^6/2] + 0,388 \cdot 1100^2 \cdot 9,81 (1120 - 815)} = 38,0 \%$$

Коэффициент растворимости газа определяем следующим образом:

$$\alpha = \Gamma \rho_{\text{нд}} / [10^3 (\rho_{\text{нас}} - 0,1) \cdot 10^6] = 73,6 \cdot 860 / [10^3 (9,2 - 0,1) \cdot 10^6] = 6,96 \text{ МПа}^{-1}.$$

Колонну НКТ предполагается спускать до верхних отверстий перфорации, поэтому при  $\rho_{\text{заб}} \leq \rho_{\text{нас}}$  длина лифта равна длине колонны НКТ и практически равна глубине скважины, т. е. давление на башмаке лифта равно забойному.

По рис. 7.2 определяем относительный коэффициент продуктивности при обводненности 38 %,  $\bar{K} = 0,54$ . Дебит по жидкости найдем из равенства  $Q_{\text{ж}} = K \bar{K} (\rho_{\text{пл}} - \rho_{\text{заб}}) = 42,5 \cdot 0,54 (11,6 - 6,9) = 108 \text{ т/сут.}$ , а по нефти  $Q_n = Q_{\text{ж}} (1 - n_b / 100) = 108 (1 - 38/100) = 67 \text{ т/сут.}$

С ростом обводненности продукции фонтанирование скважины будет возможно лишь при увеличении давления на башмаке подъемника. Поэтому на следующем этапе расчета задаемся большим давлением у башмака (и на забое скважины), определяем максимально возможную обводненность при фонтанировании с этим давлением, рассчитываем дебит скважины по жидкости и нефти (табл. 7.1, рис. 7.3).

Таблица 7.1. Изменение параметров работы скважины

Параметр	Обводненность, %						
	0	20	38	53,3	67,3	73,1	84,2
$p_{заб}$ , МПа	6,9	6,9	6,9	8,0	9,2	9,71	10,78
$p_b$ , МПа	6,9	6,9	6,9	8,0	9,2	9,2	9,2
$H$ , м	1100	1100	1100	1100	1100	1050	950
$Q_{ж}$ , т/сут	200	150	108	62,8	42,9	38,6	21,3
$Q_n$ , т/сут	200	120	67	29,3	14,0	10,4	3,4
$n_{50,3}$ , %	—	—	33,8	50,0	64,9	71,1	83,0

Отметим некоторые особенности расчета.

1. С увеличением давления на башмаке подъемника дебит скважины будет изменяться не только за счет изменения коэффициента продуктивности вследствие ее обводнения, но и в связи с уменьшением депрессии на пласт.

2. При  $p_{заб} < p_{нас}$  расчеты проводим по (7.10), задаваясь давлением на башмаке ( $p_b = p_{заб}$ ), при этом длина подъемника  $H$  равна длине колонны НКТ и в нашем случае практически равна глубине скважины.

3. При  $p_{заб} = p_{нас}$  расчеты по (7.10) и (7.12) приводят к одному и тому же результату.

4. При  $p_{заб} > p_{нас}$  расчеты проводят по (7.12), задаваясь длиной подъемника  $H$ , которая будет меньше длины НКТ. Давление на башмаке будет постоянным и равным  $p_{нас}$ . Для примера приведем расчет режима, параметры которого даны в предпоследнем столбце табл. 7.1.

Для  $H = 1050$  м определим по (7.12) максимальную обводненность продукции

$$n_B = \frac{100 \cdot 62^{0.5} (9,2 - 0,5) 10^6 \lg (9,2/0,5) [73,6 - 10^3 (6,96 \cdot 10^{-6}/860) \times}{62^{0.5} (9,2 - 0,5) 10^6 \lg (9,2/0,5) [73,6 - 10^3 (6,96 \cdot 10^{-6}/860) \times} \\ \times 0,5 \cdot 10^6 / 2 - 38,8 \cdot 1050 (1050 \cdot 815 \cdot 9,81 - 8,7 \cdot 10^6) \\ \times 0,5 \cdot 10^6 / 2 + 0,388 \cdot 1050^2 \cdot 9,81 (1120 - 815)} = 73,1 \%$$

Забойное давление найдем по (7.5)

$$p_{заб} = p_{нас} + \rho_{ж} g (L - H) = 9,2 + 1038 \cdot 9,81 (1100 - 1050) \cdot 10^{-6} = 9,71 \text{ МПа},$$

где глубина скважины  $L = 1100$  м, а плотность жидкости определим по (7.7)

$$\rho_{ж} = \rho_n (1 - n_B/100) + \rho_B n_B/100 = \\ = 815 \cdot 0,269 + 1120 \cdot 0,731 = 1038 \text{ кг/м}^3.$$

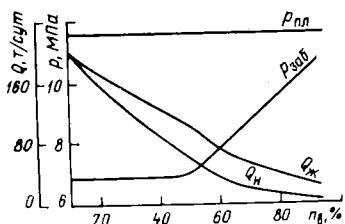


Рис. 7.3. Зависимость минимального забойного давления фонтанирования и дебита скважины от обводненности продукции

По рис. 7.2 определяем относительный коэффициент продуктивности  $K = 0,48$  при  $n_b = 73,1\%$ . Найдем дебиты скважины по жидкости и нефти:

$$Q_{ж} = K \bar{K} (p_{пл} - p_{заб}) = 42,5 \cdot 0,48 (11,6 - 9,71) = 38,6 \text{ т/сут},$$

$$Q_n = Q_{ж} (1 - n_b/100) = 38,6 \cdot 0,269 = 10,4 \text{ т/сут}.$$

Определенный дебит по нефти практически равен предельному для фонтанной эксплуатации скважин на этой залежи. Поэтому характеристики этого режима примем за условия конца фонтанирования и по (7.11) найдем диаметр подъемника

$$d_K = 400 \sqrt{\frac{1038 \cdot 1050}{(9,2 - 0,5) \cdot 10^6}} \times \times \sqrt[3]{\frac{38,6 \cdot 1050}{1038 \cdot 9,81 \cdot 1050 - (9,2 - 0,5) \cdot 10^6}} = 38,6 \text{ мм.}$$

Согласно методике расчета газожидкостного подъемника необходимо взять стандартные трубы ближайшего меньшего диаметра. Исходя из того, что глубины скважин на данном месторождении небольшие, планируем использование более дешевых гладких труб. Минимальный внутренний диаметр гладких НКТ равен 40,3 мм. Принимаем  $d = 40,3$  мм.

Проверим, обеспечат ли НКТ выбранного диаметра дебит в начальных условиях фонтанирования при работе подъемника на максимальном режиме. Определим дебит скважины из условия совместной работы системы газожидкостной подъемник — пласт при минимальном давлении на устое:

$$15 \cdot 10^{-8} d^3 (p_{заб} - p_y)^{1,5} / (\rho_{ж}^{0,5} H^{1,5}) = K (p_{пл} - p_{заб}), \quad (7.13)$$

$$15 \cdot 10^{-8} \cdot 40,3^3 (p_{заб} - 0,5)^{1,5} \cdot 10^9 / (815^{0,5} \cdot 1100^{1,5}) = 42,5 (11,6 - p_{заб}).$$

Из (7.13)  $p_{заб} = 7,5$  МПа, что соответствует дебиту системы  $Q_{ж} = Q_n = 174,5$  т/сут.

Подъемник с внутренним диаметром, определенным из условий конца фонтанирования, не обеспечивает планируемый отбор в начале фонтанирования.

Определим диаметр подъемника из условий начала фонтанирования при работе его на максимальном режиме

$$d_n = 186 \sqrt{H_n / (p_{бн} - p_{ун})} \sqrt[3]{Q_n \rho_{жн}^{0,5}}. \quad (7.14)$$

Индекс  $n$  означает, что соответствующие параметры относятся к условиям начала фонтанирования. Принимая за давление на башмаке подъемника минимальное забойное, а также минимально возможное давление на устье, рассчитаем диаметр

$$d_n = 186 \sqrt{1100 / [(6,9 - 0,5) \cdot 10^6]} \sqrt[3]{200 \cdot 815^{0,5}} = 43,6 \text{ мм.}$$

Спускаем в скважину колонну НКТ с ближайшим большим стандартным внутренним диаметром  $d = 50,3$  мм. Устанавливаем запланированный дебит, подбирая диаметр штуцера.

Для оценки влияния диаметра подъемника на условия фонтанирования определим по (7.10) и (7.12) максимальную обводненность продукции при различных забойных давлениях для выбранного диаметра подъемника  $d = 50,3$  мм (см. табл. 7.1, нижняя строка).

### ГРАФИЧЕСКИЙ СПОСОБ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМА РАБОТЫ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН [24]

Для расчета фонтанных скважин необходимо располагать рядом номограмм типа представленной на рис. 7.4. построенных для труб различного диаметра при разных обводненностях продукции. Параметром кривых является дебит жидкости. В условиях эксплуатации месторождений с поддержанием пластового давления газовый фактор не зависит от дебита скважины. Кривые  $p = f(H)$  рассчитывают по одной из методик, рассмотренных в гл. 5.

Располагая зависимостями  $p = f(H)$  строят характеристические кривые подъемника — изменение давления на башмаке подъемника от его дебита при фиксированных давлениях на устье (рис. 7.5). Для данного месторождения строят характеристические кривые для диаметров труб, которые предполагают использовать при его разработке. Помимо диаметра, кривые зависят от длины подъемника. Глубина скважин на месторождении может быть различной. Чтобы избежать большого числа построений, длина подъемника  $H$  для расчета характеристических кривых принимается постоянной, например, равной минимальному расстоянию от устья до верхних отверстий фильтра. В более глубоких скважинах при рассмотрении совместной работы пласта и подъемника пластовое и забойное давления приводят к уровню  $H$ .

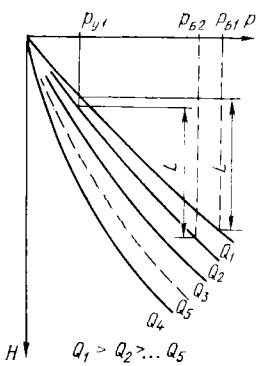


Рис. 7.4. Распределение давления по длине колонны НКТ при различных дебитах скважины

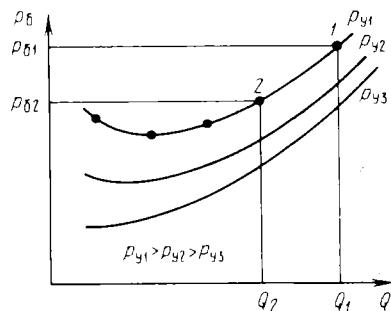


Рис. 7.5. Характеристические кривые газожидкостного подъемника

Характеристические кривые подъемника приведены на рис. 7.5. для трех устьевых давлений, метод их построения пояснен на рис. 7.4 для устьевого давления  $p_{y1}$ . Зная давления на устье и имея кривую распределения давления при дебите  $Q_1$ , определяют давление на башмаке подъемника  $p_{b1}$ , отстоящем от устья на расстоянии  $H$  (см. рис. 7.4). По координатам  $Q_1$  и  $p_{b1}$  на рис. 7.5 находят точку 1. Затем на рис. 7.4 находят давление на башмаке  $p_{b2}$  для дебита  $Q_2$  и наносят точку 2 на рис. 7.5. Таким же образом на рис. 7.5 строят точки для дебитов  $Q_3$ ,  $Q_4$ ,  $Q_5$ . Соединяя точки, получают характеристическую кривую подъемника при давлении на устье  $p_{y1}$ . Подобные характеристические кривые строят при различных устьевых давлениях для подъемников разного диаметра.

**Задача 7.6.** Определить внутренний диаметр колонны НКТ для эксплуатации фонтанным способом скважины, пробуренной на залежь, со следующими промысловыми характеристиками: глубина залегания продуктивного пласта 1700 м; пластовое давление 16 МПа; плотность дегазированной нефти 867 кг/м<sup>3</sup>; пластовой 783 кг/м<sup>3</sup>; плотность попутной воды 1000 кг/м<sup>3</sup>; давление насыщения 8,25 МПа; газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; плотность газа 1,13 кг/м<sup>3</sup>; минимальное давление на устье 0,5 МПа; максимально допустимая депрессия при эксплуатации скважин  $\Delta p_{\max} = 4,5$  МПа. Коэффициент продуктивности скважины 30 т/(сут МПа).

**Решение.** Для условий данной залежи по обобщенным зависимостям В. Г. Грома были построены кривые изменения давления вдоль лифтов с внутренним диаметром труб 50,3; 62 и 76 мм в широком диапазоне изменения дебитов.

Располагая кривыми  $p = f(H)$  и воспользовавшись методикой, описанной выше, строим характеристические кривые (рис. 7.6) зависимости давления на башмаке подъемника от его дебита для различных диаметров НКТ и минимального устьевого давления 0,5 МПа (при построении принято  $H = L = 1700$  м), а также индикаторные кривые продуктивного пласта. Для этого на оси ординат откладываем пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 16$  МПа и  $p_{\text{заб min}} = p_{\text{пл}} - \Delta p_{\max} = 16 - 4,5 = 11,5$  МПа, считая, что пластовое и забойное давления приведены к уровню  $L = 1700$  м. На уровне  $p_{\text{заб}}$  проводим горизонтальную линию, которая пересекает характеристические кривые для диаметров подъемника 50,3 и 62 м. Точки пересечения на восходящей ветви характеристических кривых соединяем с точкой пластового давления на оси ординат, получая индикаторные линии пласта. По графику определяем коэффициенты продуктивности индикаторных прямых  $K' = 115/4,5 = 25,5$  т/(сут  $\times$  МПа);  $K'' = 265/4,5 = 81$  т/(сут  $\cdot$  МПа).

Точки пересечения индикаторных линий и характеристических кривых определяют условия совместной работы пласта и газожидкостного подъемника. При заданных депрессии и устьевом давлении чем больше коэффициент продуктивности скважины  $K$ , тем больше нужно брать диаметр колонны НКТ для отбора продукции скважины.

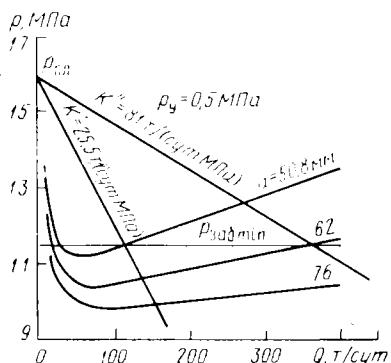


Рис. 7.6. Определение диаметра колонны НКТ для фонтанной скважины

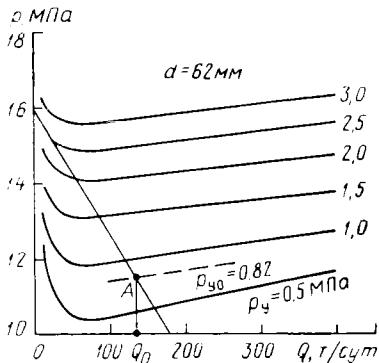


Рис. 7.7. Определение режима работы фонтанных скважин

Коэффициент продуктивности нашей скважины  $K = 30 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , т. е. больше, чем  $K'$ . При совместной работе пласта и подъемника с диаметром 50,3 мм в нашей скважине максимально допустимая депрессия не будет достигнута. Следовательно, нужно выбрать следующий стандартный диаметр — 62 мм. Для скважины, у которых  $K > K''$ , нужно брать диаметр НКТ 76 мм. Если коэффициент продуктивности пробуренной на данную залежь скважины окажется меньше  $K'$ , в нее лучше спустить колонну НКТ диаметром 50,3 мм.

**Задача 7.7.** Для фонтанной скважины, диаметр колонны НКТ которой подобран в предыдущей задаче, требуется установить режим работы при максимально допустимой депрессии на пласт.

**Решение.** Пользуясь теми же зависимостями  $p = f(H)$ , построены (рис. 7.7) характеристические кривые газожидкостного подъемника диаметром 62 мм, который спущен в скважину, при различных давлениях на устье. На этот же график накладываем индикаторную линию нашей скважины  $K = 30 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ .

Определим максимально допустимый отбор

$$Q_0 = K \Delta p_{\max} = 30 \cdot 4,5 = 135 \text{ т/сут.}$$

Этому дебиту на индикаторной линии соответствует точка  $A$  — точка совместной работы пласта и подъемника при  $p_{y0} = 0,82 \text{ МПа}$ . Давление  $p_{y0}$  определяем интерполяцией.

Итак, чтобы обеспечивать из скважины планируемый отбор, необходимо поддерживать давление на устье 0,82 МПа.

**Задача 7.8.** Определить предельные условия фонтанирования для скважины, эксплуатирующей залежь, со следующими промысловыми характеристиками: глубина залегания продуктивного пласта 1700 м; пластовое давление 14 МПа; плотность дегазированной нефти 860 кг/м<sup>3</sup>; пластовой 800 кг/м<sup>3</sup>; плотность воды 1180 кг/м<sup>3</sup>; давление насыщения 8,92 МПа; газовый фактор 47 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; плотность

$K, \text{т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$

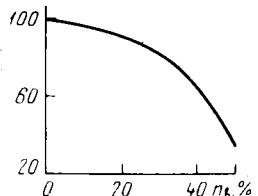


Рис. 7.8. Изменение коэффициента продуктивности в зависимости от обводненности продукции

газа 1,38 кг/м<sup>3</sup>, минимальное давление на устье 0,3 МПа. Залежь разрабатывается с поддержанием пластового давления на уровне 14 МПа, зависимость коэффициента продуктивности от обводненности представлена на рис. 7.8. Внутренний диаметр фонтанных труб, находящихся в скважине, 62 мм.

Решение. Для условий залежи (девон Ромашкинского месторождения) А. А. Брикманом по методике ВНИИ были построены кривые изменения давления вдоль подъемника для труб различного диаметра, для различных дебитов скважин и обводненности продукции.

Пользуясь зависимостями  $p = f(H)$ , на рис. 7.9 построены характеристические кривые для подъемника диаметром 62 мм, устьевого давления 0,3 МПа и различной обводненности, а также индикаторная линия при  $n_w = 0\%$  для  $K = 100 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$  и  $p_{\text{пл}} = 14 \text{ МПа}$ . Точка пересечения индикаторной линии с характеристикской кривой подъемника при нулевой обводненности позволяет определить режим фонтанирования необводненной скважины:  $p_{\text{заб}} = 11,12 \text{ МПа}$  и  $Q = 288 \text{ т}/\text{сут}$ .

Далее на графике (см. рис. 7.9) строят индикаторные линии для различной обводненности продукции, используя зависимость  $K =$

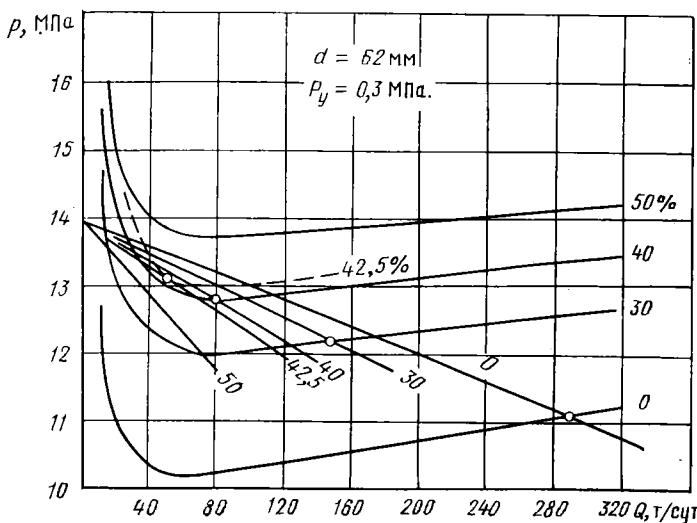


Рис. 7.9. Определение предельных условий фонтанирования (цифры на кривых — обводненность, %)

$= f(n_b)$  (см. рис. 7.8), и определяют характеристики режима работы фонтанной скважины при различных  $n_b$ . Полученные данные приведены ниже.

$n_b, \%$	$K, \text{т}/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	$p_{заб}, \text{МПа}$	$Q_{ж}, \text{т}/\text{сут}$
0	100	11,12	288
30	83	12,22	148
40	65	12,82	77
50	36	—	—

Как видно из графика (см. рис. 7.9), при обводненности 50 % индикаторная линия не пересекает характеристическую кривую подъемника, т. е. фонтанирование при этой обводненности невозможно. Но скважина фонтанирует при  $n_b = 40 \%$ . Следовательно, предельная обводненность фонтанной скважины находится между ними. Интерполяцией определяем, что фонтанирование прекращается при  $n_b = 42,5 \%$ . При этой обводненности  $K = 60 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$  (см. рис. 7.8), забойное давление 13,17 МПа, дебит по жидкости 50 т/сут, дебит по нефти  $Q_n = 29 \text{ т}/\text{сут}$ .

Таким образом, предельные условия фонтанирования:  $n_b = 42,5 \%$ ;  $Q_{ж} = 50 \text{ т}/\text{сут}$ ;  $Q_n = 29 \text{ т}/\text{сут}$ ;  $p_{заб} = 13,17 \text{ МПа}$ .

## 8. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Газлифтный способ эксплуатации скважин — механизированный способ добычи с использованием для подъема на поверхность пластовой жидкости энергии вводимого в скважину компримированного газа.

Важной особенностью газлифтного способа является широкий диапазон возможных подач, что позволяет его использовать для эксплуатации скважин как с низкими (менее 40 м<sup>3</sup>/сут), так и высокими дебитами (до 1600 м<sup>3</sup>/сут), а также скважин с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения.

В зависимости от конкретных условий месторождения и геологотехнических характеристик скважин применяют непрерывный и периодический газлифтные способы эксплуатации. В первом случае газ непрерывно вводят на заранее установленной глубине в подъемную колонну. Во втором газ подают периодически, по мере накопления определенного объема жидкости в подъемных трубах выше запланированного места ввода газа. Решение о возможности применения непрерывного или периодического газлифта в малодебитных скважинах ( $Q_{жст} < - 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) зависит главным образом от двух факторов:

— рационального использования газа, т. е. обеспечения нормальной работы скважины при минимальном удельном расходе газа  $R_g$ ;

— определения рациональной депрессии на пласт во избежание разрушения его.

Рис. 8.1. Схема скважины, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия:

1 — закачиваемый газ; 2 — штуцер; 3 — пусковые газлифтные клапаны; 4 — рабочий газлифтный клапан; 5 — пакер

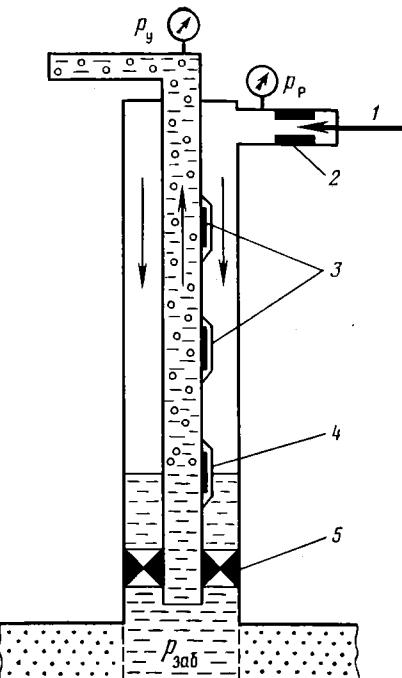
Для эксплуатации скважин газлифтным способом используют несколько типов газлифтных установок, выбор которых определяют конкретные условия (характер ввода газа, свойства поднимаемой жидкости, состояние призабойной зоны, забойное давление и т. д.). Основные элементы используемого при этом скважинного оборудования следующие: насосно-компрессорные трубы, газлифтные клапаны, скважинные камеры, пакеры (рис. 8.1).

Колонну подъемных труб, снабженную скважинными камерами с расположенными в них газлифтными клапанами (пусковыми и рабочим), устанавливают в эксплуатационной колонне на пакере. Тем самым исключают влияние нагнетаемого газа на приток жидкости в скважину, а также нежелательный в ряде случаев (сильная коррозионная активность) контакт пластовой жидкости с эксплуатационной колонной, при этом уменьшаются растягивающие нагрузки от веса НКТ. Сжатый газ подают по нагнетательной линии с установленным на ней штуцером в затрубное пространство и вводят в подъемные трубы через рабочий клапан. В подъемных трубах пластовая жидкость и нагнетаемый газ, образуя газожидкостную систему, поднимаются на поверхность.

При расчете газлифтной установки непрерывного действия определяют следующие параметры ее работы: диаметр подъемной колонны (если он неизвестен)  $D_t$ ; удельный расход нагнетаемого газа  $R_g$ , глубину точки ввода газа в подъемную колонну  $H_{вг}$ ; давление в подъемной колонне на уровне точки ввода в нее газа  $p_{вг}$ ; глубины установки газлифтных клапанов, их тип, размеры и основные технологические характеристики.

Сочетание указанных параметров, обеспечивающих эффективный запуск скважины и подъем проектного количества жидкости с минимальными энергетическими затратами, определяет оптимальный режим работы установки.

Газлифтную установку можно рассчитать как аналитическим, с использованием формул академика А. П. Крылова [11], так и



графоаналитическим методом, на основе результатов гидродинамического расчета движения газожидкостных смесей в различных элементах скважинного оборудования. Последний является более универсальным. Ниже будет рассмотрена методика расчета газлифтной установки непрерывного действия.

### Исходные данные

- $Q_{ж\ ст}$  — проектный отбор жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  
 $\beta_v$  ( $n_v$ ) — объемная или массовая доли воды в добываемой продукции, % или доли единицы;  
 $p_{пл}$  — пластовое давление, МПа;  
 $p_y$  — давление на устье скважины (задается в зависимости от условий работы системы сбора), МПа;  
 $p_{ry}$  — рабочее давление нагнетаемого газа, МПа;  
 $K$  — коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/(сут·МПа);  
 $T_{пл}$  — пластовая температура, К;  
 $\omega$  — геотермический градиент, градус/м;  
 $L_c$  — глубина скважины, м;  
 $D_{эк}$  — диаметр эксплуатационной колонны, м;  
 $D_t$  — диаметр колонны подъемных труб (если он известен), м  
 $\rho_{нд}$  — плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{го}$  — плотность нагнетаемого газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\mu_{нд}$  — вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях, мПа·с;  
 $\Gamma$  — газовый фактор пластовой нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $p_{нас}$  — давление насыщения нефти, МПа;  
 $V_{rv} = f(p, T, V_{rp})^*$  — удельный объем выделившегося газа, приведенный к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_n = f(p, T, V_{rp})^*$  — плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\mu_n = f(p, T, V_{rp})^*$  — вязкость пластовой нефти, мПа·с;  
 $b_n = f(p, T, V_{rp})^*$  — объемный коэффициент пластовой нефти.
- Расчет газлифтной установки состоит из двух этапов: выбор оптимального режима и расчет системы пуска.

### ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА УСТАНОВКИ

1. Выбирают диаметр колонны подъемных труб (если он не задан) и оценивают возможность ее спуска до забоя скважины. В зависимости от дебита скважины рекомендуют [13] применять насосно-компрессорные трубы следующих диаметров.

Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут . . .	20—50	50—70	70—250	250—350	350
Диаметр НКТ (внутренний), мм	40,3	50,3	62,0	76,0	88,6

\* Данные необходимые для расчета профилей давления  $p = f(H)$ .

Максимальную допустимую глубину спуска подъемной колонны определяют из условия обеспечения необходимого запаса ее прочности при растягивающих нагрузках, возникающих от собственного веса колонны и усилий при посадке и извлечении пакера. Ориентировочно предельную глубину спуска определяют по следующей формуле:

$$H_{\text{доп}} = \sigma_t / (k \rho_t g), \text{ м}, \quad (8.1)$$

где  $\sigma_t$  — предел текучести материала труб при растяжении, Па;  $\rho_t$  — плотность материала труб, кг/м<sup>3</sup>;  $k$  — коэффициент запаса прочности, обычно принимаемый равным 1,5\*.

Если  $H_{\text{доп}} > L_c$ , колонну данного диаметра можно спустить в скважину до забоя.

2. Определяют профили давления в подъемной колонне для заданного дебита  $Q_{\text{ж ст}}$  и различных удельных расходах нагнетаемого газа  $R_g^{**}$ . При этом учитывают пластовый газовый фактор  $\Gamma$ . Данные профили либо рассчитывают по одной из методик (см. гл. 5), приемлемой для рассматриваемых условий эксплуатации скважины, либо выбирают по специальным каталогам (например, каталоги фирм «Камко», «Отис» и др.). Для удобства использования в последующем полученных профилей давления в качестве их параметра принимают общий удельный расход газа

$$\alpha = R_g + \alpha_{\text{пл}}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (8.2)$$

где  $\alpha_{\text{пл}}$  — удельный расход пластового газа,

$$\alpha_{\text{пл}} = \Gamma (1 - \beta_b), \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (8.3)$$

На рис. 8.2 приведена типовая диаграмма профилей давления в подъемной колонне. Крайняя правая кривая диаграммы ( $\alpha = 0$ ) соответствует профилю давления однофазного потока жидкости. Крайняя левая — профилю давления с минимальным градиентом. При увеличении удельного расхода газа выше указанного для этого профиля в силу изменения соотношения потерь давления на трение и скольжение градиент давления начинает возрастать и профиль давления смещается вправо. Учитывая, что в этом случае энергию нагнетаемого газа используют неэффективно, расчет (выбор) профилей давления ограничивают профилем с минимальным градиентом.

3. Определяют забойное давление, при котором обеспечивается приток требуемого количества жидкости к скважине

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - Q_{\text{ж ст}}/K, \text{ МПа}. \quad (8.4)$$

\* При  $k = 1,5$  и  $\rho_t = 7800 \text{ кг/м}^3$   $H_{\text{доп}}$  (м) для равнопрочных труб из стали разных групп прочности следующая: Д — 3250; К — 4250; Е — 4700; Л — 5550.

\*\* Удельный расход нагнетаемого газа ориентировочно можно принять:  $R_{g1} = 0,5 \Gamma$ ;  $R_{g2} = \Gamma$ ;  $R_{g3} = 1,5 \Gamma$ ;  $R_{g4} = 2,0 \Gamma$  и т. д. до получения профиля давления с минимальным градиентом.

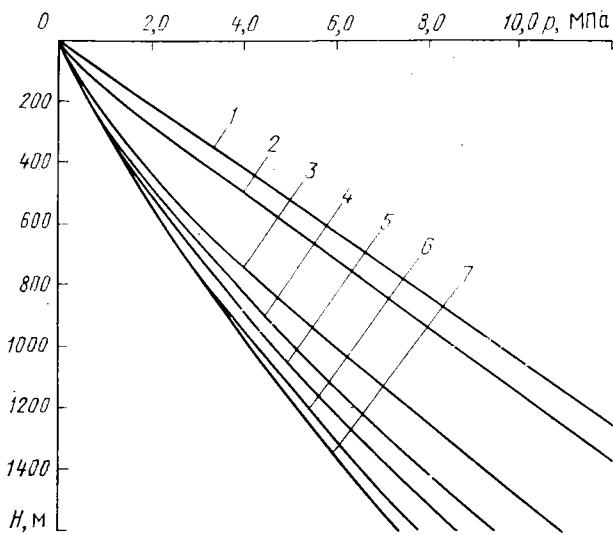


Рис. 8.2. Пример типовой диаграммы профилей давления в подъемной колонне скважины (к задаче 8.1) для  $Q_{жст} = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $D_t = 0,0635 \text{ м}$ ;  $\beta_v = 0$ ;  $\Gamma = 20 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Общий удельный расход газа ( $\alpha$ ) и удельный расход нагнетаемого газа ( $R_g$ ) в  $\text{м}^3/\text{м}^3$  для профилей давления имеют следующие значения: 1 —  $\alpha = 0$ ,  $R_g = 0$ ; 2 —  $\alpha = \alpha_{пл} = 20$ ,  $R_g = 0$ ; 3 —  $\alpha = 70$ ,  $R_g = 50$ ; 4 —  $\alpha = 120$ ,  $R_g = 100$ ; 5 —  $\alpha = 170$ ,  $R_g = 150$ ; 6 —  $\alpha = 270$ ,  $R_g = 250$ ; 7 —  $\alpha = 370$ ,  $R_g = 350$

4. Графически определяют возможные режимы работы газлифтной установки следующим образом.

На кальке в масштабе диаграммы (см. рис. 8.2) проводят координатные оси  $p$  и  $H$ ;

На оси давления  $p$  наносят точки, соответствующие заданному давлению на устье скважины  $p_y$  и рабочему давлению нагнетаемого газа  $p_{gy}$ , а на координатном поле — точку ( $H = L_c$ ;  $p = p_{заб}$ ), соответствующую забойному давлению.

Из точки  $p_{gy}$  проводят профиль давления нагнетаемого газа в затрубном пространстве, который можно построить, определив давление на произвольной глубине  $H$  по барометрической формуле

$$p_g(H) = p_{gy} e^{0,03415 \bar{\rho}_g H / (z_{cp} T_{cp})}, \quad (8.5)$$

где  $\bar{\rho}_g$  — относительная плотность газа по воздуху (1.11);  $H$  — глубина, м;  $T_{cp}$  — средняя абсолютная температура газа в затрубном пространстве,

$$T_{cp} = [T_y + T(H)]/2, \quad (8.6)$$

$T_y$  и  $T(H)$  — соответственно устьевая температура и температура на глубине  $H$ , определяемые по (5.9);  $z_{cp}$  — коэффициент сверхсжимаемости газа при средних значениях давления и температуры,

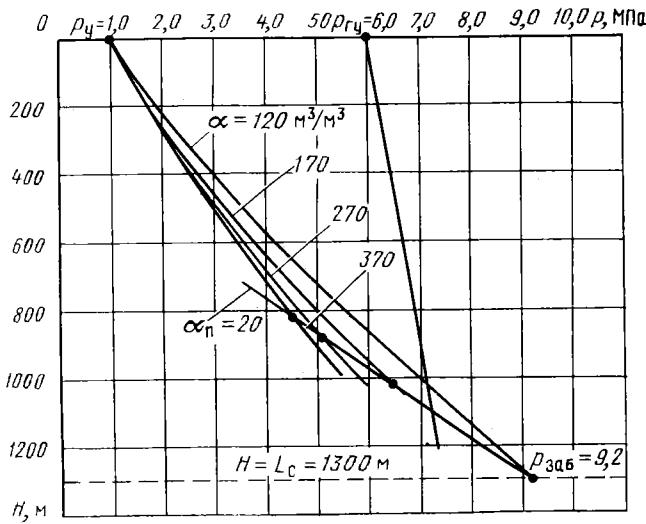


Рис. 8.3. Определение возможных режимов работы скважины, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия (к задаче 8.1)

определеняемых методом последовательных приближений\*. Ориентировочно  $z_{cp}$  можно определить, приняв  $p_{cp} = p_y$ .

Строят профили давлений на участке колонны подъемных труб, расположенным выше возможных точек ввода газа различного удельного расхода  $R_g$ , и профиль давления на участке колонны, расположенному ниже ввода газа, для чего кальку накладывают на диаграмму (см. рис. 8.2) так, чтобы оси глубин совпали, и перемещают вниз вдоль оси  $H$ . При этом точка, соответствующая  $p_y$ , последовательно будет ложиться на кривые различных удельных расходов газа  $\alpha$ . Из этой точки проводят на кальке эти кривые (рис. 8.3). Затем кальку перемещают таким же образом вверх до совмещения точки, соответствующей  $p_{3ab}$ , с кривой, соответствующей удельному расходу пластового газа ( $\alpha = \alpha_{pl}$ ). Из этой точки проводят на кальке эту кривую (рис. 8.3)\*\*.

Точки пересечения полученных профилей давления в подъемной колонне и их положение по отношению к профилю давления в затрубном пространстве (рис. 8.3) определяют возможные режимы работы газлифтной установки, обеспечивающие требуемый отбор жидкости из скважины при заданном давлении на устье и располагаемом рабочем давлении газа. Характеристики полученных ре-

\* Предварительно коэффициент  $z$  вычисляется при заданных  $p_y$ ,  $p_g$  и  $T_{cp}$  по (1.20—1.22). По формуле (8.5) находится  $p_g(H)$  и вычисляется  $p_{cp} = [p_y + p(H)]/2$ . Для значения  $p_{cp}$  вновь вычисляется  $z_{cp}$  и новое значение  $p_g(H)$  и так далее, пока  $z_{cp}$  не совпадает с предыдущим.

\*\* Данные профили могут быть рассчитаны по одному из методов, приведенных в гл. 5.

жимов (удельный расход нагнетаемого газа  $R_r$ , глубина ввода газа  $H_{вг}$ , давление в подъемной колонне на уровне ввода газа  $p_t = p_{вг}$ ) сводят в таблицу и используют для выбора оптимального режима работы установки.

Определяют для каждого из возможных режимов энергию, потребляемую на подъем единицы объема жидкости; при этом процесс расширения нагнетаемого газа принимают политропическим

$$W = 10^3 \frac{n}{n-1} R_r p_0 \left[ \left( \frac{p_t}{p_y} \right)^{(n-1)/n} - 1 \right], \text{ кДж/м}^3, \quad (8.7)$$

где  $R_r$  — удельный расход нагнетаемого газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $p_0$  — нормальное давление,  $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$ ;  $p_t$ ,  $p_y$  — соответственно абсолютные давления в колонне подъемных труб в точке ввода газа и на устье скважины,  $\text{МПа}$ ;  $n$  — показатель политропы,  $n \approx 1,2$ .

5. Выбирают оптимальный режим работы установки, который будет характеризоваться минимальной потребляемой энергией  $W$  и соответствующим удельным расходом нагнетаемого газа  $R_r$ , глубиной ввода газа  $H_{вг}$  и давлением на уровне ввода газа  $p_t$ . Глубина ввода газа будет определять глубину установки рабочего газлифтного клапана  $L_{pk}$ , которая в большинстве случаев будет максимально возможной для заданных условий эксплуатации скважины. Если задачу решают с одновременным выбором оптимального диаметра колонны подъемных труб, то подобные расчеты в аналогичной последовательности проводят для всех рассматриваемых диаметров. Оптимальным диаметром будет тот, при котором энергетические затраты минимальны.

## РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ПУСКА ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

Пуск скважины заключается в снижении статического забойного давления с последующим выводом ее на проектный режим работы путем ввода в колонну подъемных труб нагнетаемого газа через последовательно расположенные на ней газлифтные пусковые клапаны.

Расчет системы пуска предусматривает определение: глубины установки пусковых клапанов, их технологических параметров (расход газа, диаметр отверстия) и типоразмеров, параметров тарировок, обеспечивающих их нормальную работу в условиях скважины.

Газлифтные клапаны — это своего рода регуляторы, посредством которых в скважине автоматически устанавливается или прекращается сообщение между колонной подъемных труб и затрубным пространством, заполненным нагнетаемым газом. В настоящее время получили распространение сильфонные клапаны для газлифтных установок непрерывного и периодического действия и управляемые давлением газа в затрубном пространстве. Конструк-

Рис. 8.4. Сильфонный газлифтный клапан, управляемый давлением нагнетаемого газа:

1 — клапан закрыт; 6 — клапан открыт;  
1 — узел зарядки; 2 — корпус; 3 — сильфон;  
4 — шток; 5 — седло; 6 — корпус седла;  
7 — узел обратного клапана

тивно также клапаны (рис. 8.4) характеризуются эффективной площадью сильфона  $F_c$  и пло- щадью отверстия седла клапана  $F_k$  [13]. При определении основных параметров работы клапана указанные конструктивные характеристики учитываются коэффициентом клапана  $K_k = F_k/(F_c - F_k)$  и коэффициен- том сильфона  $K_c = F_c/(F_c - F_k)$  (табл. 8.1).

Таблица 8.1. Характеристика газлифтных клапанов [24]

Параметры	Клапан									
	КС-20, КС-25			КС-38						
Диаметр отверстия клапана, $d_{\text{от}}$ мм	5	6,5	8	5	6,5	8	9,5	12		
$K_k^*$	0,067	0,118	0,190	0,033	0,057	0,089	0,130	0,225		

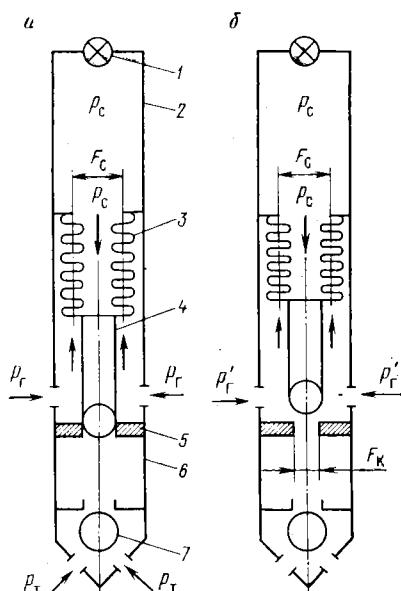
#### Продолжение

Параметры	Клапан		
	ВК, ВК-1		
Диаметр отверстия клапана, $d_{\text{от}}$ мм	4,8	6,4	7,9
$K_k''$	0,104	0,196	0,342

$$* K_c = K_k + 1.$$

#### Особенности пуска и работы газлифтных клапанов

Перед пуском скважина заполнена жидкостью (дегазированной нефтью, водой или специальной жидкостью глушения), уровень которой определяется статическим давлением, равным пластовому.



Как только начинается нагнетание сжатого газа в затрубное пространство, все клапаны, установленные на колонне подъемных труб, откроются. Поскольку в любой точке затрубного пространства давление выше, чем в подъемной колонне, уровень жидкости в нем снижается и достигает первого клапана. Из условия баланса открывающих и закрывающих усилий, действующих в клапане, непосредственно перед тем как его шток 4 начинает перемещаться от седла 5 (см. рис. 8.4, а) следует, что давление газа  $p_{\text{г от}}$ , соответствующее давлению открытия, на глубине установки клапана будет

$$p_{\text{г от}} = p_c K_c - p_t K_k, \quad (8.8)$$

где  $p_c$  — давление в сильфоне клапана;  $p_t$  — давление в колонне подъемных труб на уровне установки клапана в момент его открытия.

Так как клапан открыт, условием поступления газа из затрубного пространства в подъемную колонну будет наличие начального перепада давления на клапане, который определяется глубиной установки клапана и ориентировочно принимается равным

$$\Delta p_{\text{кл}} = p_{\text{г}} - p_t \approx 0,3 \text{ МПа}. \quad (8.9)$$

По мере поступления газа через клапан давление в подъемной колонне на уровне его установки будет снижаться от максимального определяемого в зависимости от условий статическим или динамическим градиентом жидкости (рис. 8.5, кривые 1 и 2), до минимального в подъемных трубах  $p_{t \min}$  (кривая 4) при работе скважины на проектном режиме. При этом перепад давления на клапане будет увеличиваться, что приведет к увеличению расхода газа через него и понижению уровня жидкости в затрубном пространстве до следующего клапана, расположенного на глубине, обеспечивающей начальный перепад давления  $\Delta p_{\text{кл}}$  на нем. Давления в затрубном пространстве и соответственно перед штуцером, установленном на нагнетательной линии (см. рис. 8.1), уменьшаются и становятся равными давлению закрытия первого клапана, в силу чего клапан закрывается. Так как при открытом клапане давление нагнетаемого газа будет действовать на всю эффективную площадь сильфона, то непосредственно перед тем, как шток клапана начнет перемещаться вниз и клапан закроется (см. рис. 8.4, б), будет выполняться следующее условие закрытия:

$$p_c = p'_t, \quad (8.10)$$

где  $p'_t$  — давление в затрубном пространстве на уровне установки клапана в момент его закрытия.

Нагнетаемый газ продолжает поступать в затрубное пространство и давление в нем растет, что вызовет поступление газа в подъемную колонну через второй клапан. При этом из-за притока в подъемную колонну жидкости как из затрубного пространства, так и из пласта (если забойное давление стало меньше пластового) давление в ней на уровне первого клапана возрастает от  $p_{t \min 1}$  до  $p_{t \max 1}$ .

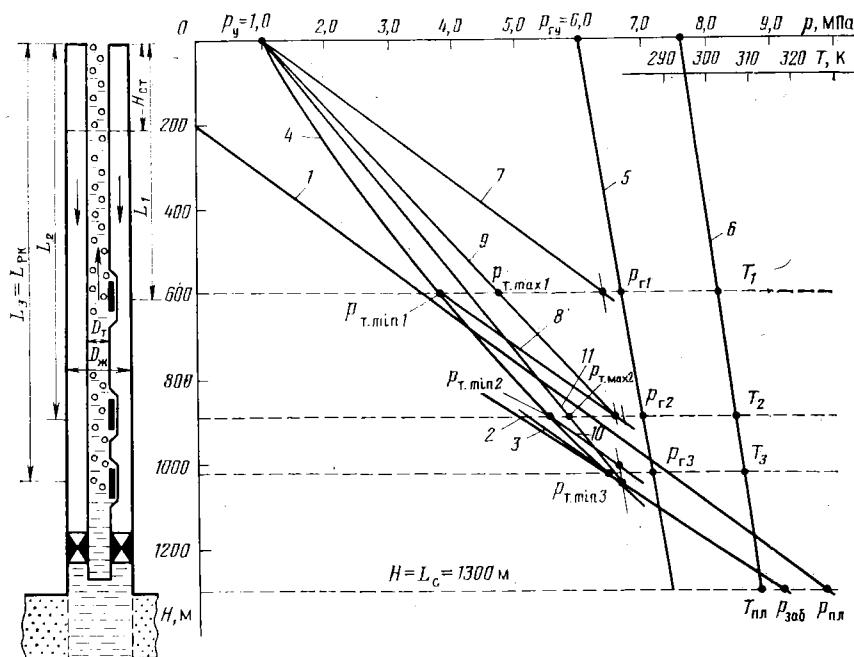


Рис. 8.5. Расстановка газлифтных клапанов при непрерывном газлифте (к задаче 8.2)

Профиль давления в колонне будет соответствовать кривой (рис. 8.5, кривая 9). В дальнейшем давление на уровне первого клапана снизится, но в начальный момент оно может вызвать его открытие. Чтобы этого не произошло, необходимо снизить давление газа в затрубном пространстве на устье на величину

$$\Delta p_1 = (p_{T \max 1} - p_{T \min 1}) K_{\text{кл}}. \quad (8.11)$$

Аналогично рассчитывают снижение давления\* нагнетаемого газа при включении в работу последующих клапанов, расположенных ниже второго, за исключением последнего, рабочего клапана, при поступлении газа через который скважина выйдет на проектный режим. Соответственно открывающее давление пусковых клапанов, определяемое давлением газа в затрубном пространстве, начиная со второго, снижается на

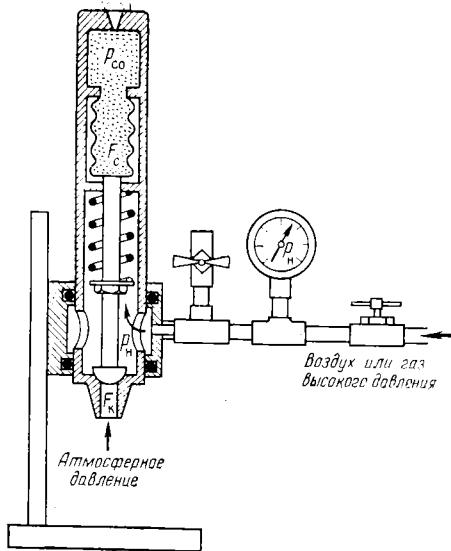
$$\sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i,$$

$$p_{\text{г от}}(L_n) = p_{\text{г}}(L_n) - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i, \quad (8.12)$$

где  $p_{\text{г от}}(L_n)$  — открывающее давление  $n$ -го клапана на глубине

\* Для прикидочных расчетов можно принять  $\Delta p_1 = \Delta p_2 = \dots = \approx 0,1 \text{ МПа}$ .

Рис. 8.6. Стенд для тарировки газлифтных клапанов



его установки  $L_n$ ;  $p_r (L_n)$  — давление газа в затрубном пространстве на глубине установки  $n$ -го клапана (рис. 8.5, кривая 5)\*.

Давление в сильфоне каждого из клапанов  $p_{cn}$ , обеспечивающее его открытие и закрытие, определяют следующим выражением:

$$p_{cn} = \left[ p_r (L_n) - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i + p_{t \min} (L_n) K_{kn} \right] / K_{cn}, \quad (8.13)$$

где  $p_{t \min} (L_n)$  — минимальное давление в колонне подъемных труб на глубине установки  $n$ -го клапана;  $K_{kn}$ ,  $K_{cn}$  — соответственно коэффициенты  $K_k$  и  $K_c$   $n$ -го клапана.

Надежность работы клапанов в условиях скважины зависит от правильности их зарядки и последующей тарировки в поверхностных условиях на специальном стенде (рис. 8.6).

На глубине установки клапана в скважине давление в его сильфоне  $p_c$  из-за влияния температуры будет больше давления  $p_{c \text{ ст}}$  в условиях зарядки. Без учета коэффициента сжимаемости азота, которым заполняется сильфон, давление в нем определяется следующим соотношением:

$$p_c = p_{c \text{ ст}} T / T_{\text{ст}}, \quad (8.14)$$

где  $T$  — температура на глубине установки клапана;  $T_{\text{ст}} = 293$  К — стандартная температура, при которой заряжают клапан.

Давление зарядки клапана с учетом (8.12) — (8.14) будет

$$p_{c \text{ ст}} = (p_{ro} + p_{t \min} K_k) / (K_c C_t), \quad (8.15)$$

где  $C_t = T / T_{\text{ст}}$  — температурный коэффициент.

Номинальное давление тарировки  $p_{tar}$  — внешнее давление, при котором клапан открывается при стандартной температуре и атмосферном давлении, действующем на клапан, определяется выражением

$$p_{tar} = p_{c \text{ ст}} \cdot K_c. \quad (8.16)$$

\* Для первого клапана  $p_{ro} (L_1) = p_r (L_1)$ , так как  $\sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i = 0$ ,

Протарированные с учетом скважинных условий клапаны позволяют осуществлять управляемый посредством давления нагнетаемого газа пуск скважины и работу газлифтной установки на проектном режиме.

### Последовательность расчета системы пуска

#### I. Предварительные определения и построения.

На координатное поле  $p-H$  (см. рис. 8.5) последовательно наносят:

из точки, соответствующей  $\rho_{\text{пл}}$ :

профиль гидростатического давления жидкости (кривая 1), градиент которой определяется плотностью  $\rho_{\text{ж}}$ ; пересечение кривой 1 с осью глубин определяет положение статического уровня в скважине;

из точки, соответствующей  $\rho_{\text{заб}}$ :

профиль гидродинамического давления жидкости в подъемной колонне (кривая 2), градиент которой определяется по (5.21) или по графику (см. рис. 8.2, кривая с параметром  $\alpha = 0$ );

профиль давления в подъемной колонне ниже точки ввода в нее газа (кривая 3), определяется по графику (см. рис. 8.2, кривая с параметром  $\alpha = \alpha_{\text{пл}}$ );

из точки, соответствующей  $p_y$ :

профиль давления в подъемной колонне выше точки ввода газа и соответствующий оптимальным условиям эксплуатации скважины (кривая 4); точка пересечения кривых 3 и 4 определяет максимальную глубину установки рабочего клапана  $L_{\text{pk}}$ ;

из точки, соответствующей  $\rho_{\text{ry}}$ :

профиль статического давления газа в затрубном пространстве (кривая 5), рассчитывается по (8.5);

из точки, соответствующей  $T_y$ :

профиль температуры в подъемной колонне скважины (кривая 6)\*, предварительно определив по (5.9) температуру на устье скважины  $T_y$  и проведя ось температур.

II. Расчет глубин установки и характеристик пусковых клапанов.

Клапан 1. 1. Глубина установки клапана  $L_1$  зависит от положения статического уровня жидкости в скважине  $H_{\text{ст}}$  (см. рис. 8.5)

$$H_{\text{ст}} = L_c - 10^6 \rho_{\text{пл}} / (\rho_{\text{ж}} g), \text{ м.} \quad (8.17)$$

Он может быть высоким или низким, что оценивают по превышению уровня жидкости в подъемной колонне  $\Delta H_{\text{ст}}$  над статическим при ее продавке из затрубного пространства

$$\Delta H_{\text{ст}} = 10^6 (\rho_{\text{ry}} - p_y) / [(1 + F_t/F_{\text{кл}}) \rho_{\text{ж}} g] \approx 10^6 (\rho_{\text{ry}} - p_y) \times \\ \times (1 - D_t^2/D_{\text{зк}}^2) / (\rho_{\text{ж}} g), \text{ м.} \quad (8.18)$$

\* Данный профиль не учитывает охлаждения газа при прохождении его через газлифтные клапаны. В последующих расчетах ориентировочно принимают, что профили температур в подъемной колонне и затрубном пространстве равнозначны.

где  $F_t$ ;  $F_{кп}$  — соответственно площадь сечения подъемной колонны и кольцевого сечения затрубного пространства;  $D_t$ ;  $D_{эк}$  — соответственно внутренний номинальный диаметр подъемной и эксплуатационной колонны.

Если  $\Delta H_{ct} > H_{ct}$  — статический уровень высокий; при пропадке жидкости из затрубного пространства в подъемную колонну перелив на устье начнется раньше, чем уровень в затрубном пространстве достигнет места установки клапана. С учетом перепада давления на клапане  $\Delta p_{кл}$  по (8.9) положение его определяют следующим выражением

$$L_1 = (p_{г1} - p_y - \Delta p_{кл}) 10^6 / (\rho_{жg} g), \text{ м}, \quad (8.19)$$

где  $p_{г1}$  — давление нагнетаемого газа в затрубном пространстве на глубине установки первого клапана\*. Ориентировочно можно принять  $p_{г1} \approx p_{гy}$ .

Если  $\Delta H_{ct} < H_{ct}$  — статический уровень низкий; при пропадке жидкости ее уровень в подъемной колонне не достигает устья скважины при поступлении газа через клапан. Положение клапана в этом случае определяется выражением\*\*:

$$L_1 = H_{ct} + \frac{(p_{г1} - p_y - \Delta p_{кл}) 10^6}{(1 + F_{кп}/F_t) \cdot \rho_{жg}} \approx H_{ct} + \frac{(p_{г1} - p_y - \Delta p_{кл}) 10^6}{\rho_{жg}} \times \times \frac{D_t^2}{D_{эк}^2}, \text{ м}. \quad (8.20)$$

В формулах (8.17) — (8.20)  $p_{пл}$ ,  $p_{г1}$ ,  $p_y$ ,  $\Delta p_{кл}$  — МПа.

Глубину установки первого клапана  $L_1$  можно определить и графически (см. рис. 8.5). Например, для  $\Delta H_{ct} > H_{ct}$ \*\*\*.  $L_1$  определяют как глубину, соответствующую положению точки пересечения прямой 7, проведенной из точки  $p_y$  параллельно профилю 1, с прямой, проведенной параллельно профилю 5 на расстоянии  $\Delta p = \Delta p_k = 0,3$  МПа.

2. Минимальное давление в колонне подъемных труб  $p_{t\min}$  на глубине установки клапана  $L_1$  определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали, проведенной на расстоянии  $H = L_1$ , с профилем 4.

3. Давление газа в затрубном пространстве на глубине  $L_1$  —  $p_{г1}$  определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_1$  с профилем 5.

4. Температуру газа в затрубном пространстве на глубине  $L_1$  —  $T_1$  определяют координатой  $T$  точки пересечения горизонтали  $H = L_1$  с профилем температуры 6.

\* Так как глубина установки клапана неизвестна, уравнение (8.18) решается методом последовательных приближений.

\*\* При выводе формул (8.19) и (8.20) поглощение жидкости пластом не учитывали.

\*\*\* При определении  $L_1$  для  $\Delta H_{ct} < H_{ct}$  прямую 7 проводят из точки с координатами ( $p = p_y$ ;  $H = H_{ct} - \Delta H_{ct}$ ).

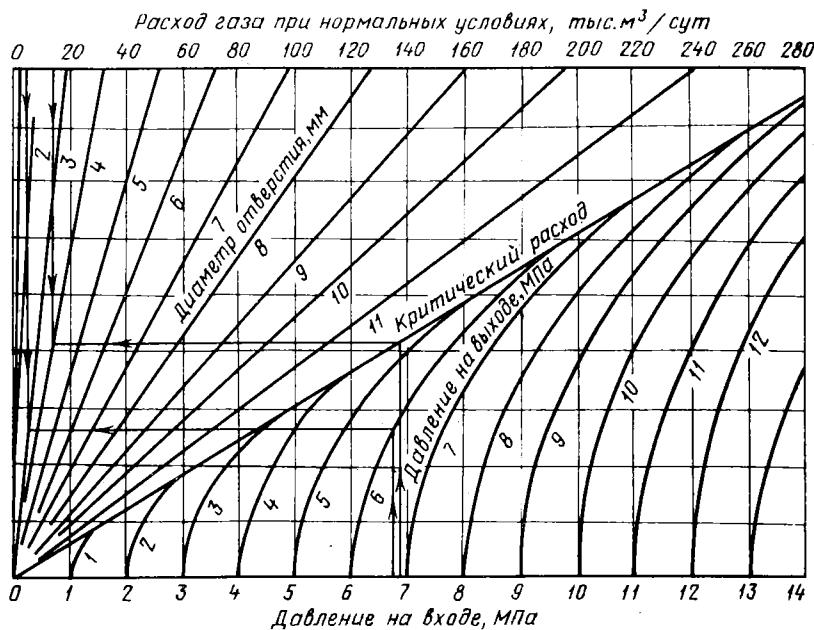


Рис. 8.7. Номограмма для определения диаметра отверстия седла клапана

5. Расход газа через клапан, при котором давление в подъемной колонне на глубине  $L_1$  снижается до  $p_{t \min 1}$  (профиль 4). Так как профиль 4 соответствует оптимальным условиям работы скважины, то удельный расход газа будет минимально возможным или близким к нему. Расход газа через первый клапан, так же как и через последующие, при этих условиях будет одинаковым и равным

$$V_r = R_r Q_{жст} / 86\,400, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (8.21)$$

6. Диаметр отверстия седла клапана  $d_{\text{от}}$  определяют либо расчетом, либо по номограммам (рис. 8.7).

Расчетный способ определения  $d_{\text{от}}$  основывается на формуле истечения газа через штуцер; при этом принимают газ идеальным, истечение без трения и изменение состояния газа адиабатическое.

$$V_r = 18,81 d_{\text{от}}^2 p_1 \frac{T_0}{p_0} \eta \times \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa - 1} \frac{1}{p_r T_1} \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{2\kappa} - \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{(\kappa+1)\kappa} \right]}, \quad (8.22)$$

где  $V_r$  — расход газа через клапан при нормальных условиях,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $p_1 = p_{r1}$  — абсолютное давление до отверстия клапана, соответствующее давлению в затрубном пространстве скважины на глубине его установки, МПа;  $p_2 = p_{t \min 1}$  — абсолютное давление после отверстия клапана, соответствующее давлению в подъемной

колонне на глубине его установки, МПа;  $T_1$  — температура газа в затрубном пространстве перед клапаном, К;  $\rho_r$  — относительная плотность газа, определяемая по (1.11);  $\eta$  — коэффициент расхода ( $\eta = 0,85$ );  $\kappa$  — показатель адиабаты, для углеводородных газов можно принять  $\kappa = 1,25$ .

На основании (8.22) диаметр отверстия клапана определяют по следующему выражению:

$$d_{\text{от}} = \sqrt{0,0532 V_r \frac{p_0}{T_0} \frac{(\bar{\rho}_r T_1)^{0.5}}{\rho_1 \eta C}}, \text{ м}, \quad (8.23)$$

где

$$C = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa - 1} \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{2\kappa} - \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{(\kappa+1)\kappa} \right]}. \quad (8.24)$$

Расчетные значения коэффициента  $C$ , при  $\kappa = 1,25$  приведены ниже [19].

$p_2/p_1$	1,0	0,990	0,980	0,970	0,960	0,950	0,940	0,930	0,920
$C$	0	0,099	0,140	0,170	0,195	0,207	0,236	0,253	0,269
$p_2/p_1$	0,910	0,900	0,850	0,800	0,750	0,700	0,650	0,600	0,555
$C$	0,283	0,297	0,351	0,391	0,420	0,441	0,455	0,463	0,465

Применение формул (8.22), (8.23) ограничено критическим отношением давлений, при котором скорость потока достигает скорости звука,

$$(p_2/p_1)_{\text{кр}} = [2/(\kappa + 1)]^{\kappa \cdot (\kappa - 1)}. \quad (8.25)$$

Критическое отношение давлений при истечении углеводородных газов ( $\kappa = 1,25$ ) составляет  $(p_2/p_1)_{\text{кр}} = 0,555$ . При использовании (8.23) предварительно определяют фактическое отношение давлений  $p_2/p_1 = p_{\text{т.мин}}/p_r$ . Если это отношение меньше критического (8.25), то в (8.24) вместо  $p_2/p_1$  используют критическое  $(p_2/p_1)_{\text{кр}}$ . Если фактическое отношение давлений превышает критическое, то (8.23) принимают без ограничений.

Графически  $d_{\text{от}}$  определяют по номограммам [3], составленным на основе уравнения истечения газа (см. рис. 8.7). Если плотность газа и его температура отличны от условий, для которых построена номограмма, то расход газа  $V_r$  (тыс. м<sup>3</sup>/сут) корректируют поправочным коэффициентом к

$$V_{\text{г1}} = 86,4 \kappa_1 V_r, \quad (8.26)$$

$$\text{где } \kappa_1 = 0,0731 \sqrt{\bar{\rho}_r T_1}; \quad (8.27)$$

$T_1$  — температура на глубине установки первого клапана К.

За давление на входе принимается  $p_{\text{г1}}$ , а на выходе  $p_{\text{т.мин1}}$ .

7. Типоразмер клапана и его характеристики определяют по  $d_{\text{от}}$  (см. табл. 8.1), выбирая клапан с ближайшим большим отверстием седла.

8. Давление в сильфоне клапана  $p_{\text{с1}}$  на глубине его установки  $L_1$  рассчитывают по (8.13).

9. Определяют следующие тарировочные параметры клапана: температурный коэффициент  $C_{t_1} = T_1/T_{ct}$ ; давление зарядки  $p_{c\,ct\,1}$  (8.15); номинальное давление тарировки  $p_{tar\,1}$  (8.16).

Клапан 2. Последовательно определяют.

1. Глубину установки клапана  $L_2$ .

Для определения глубины установки второго клапана необходимо рассчитать снижение давления газа в затрубном пространстве  $\Delta p_1$  (8.11), обеспечивающее закрытие первого клапана при поступлении газа в подъемную колонну через второй. В данном случае возникает неопределенность, так как положение второго клапана неизвестно. Ориентировочно принимаем  $\Delta p_1 = 0,1$  МПа. Глубину  $L_2$  определяют координатой положения (см. рис. 8.5) точки пересечения прямой 8, проведенной из точки ( $H = L_1$ ;  $p = p_{t\,min\,1}$ ), расположенной на профиле 4, параллельно профилю 2\*, с прямой, проведенной параллельно профилю 5 на расстоянии  $\Delta p = \Delta p_{kl} + \Delta p_1 = 0,3 + 0,1 = 0,4$  МПа.

2. Максимальное давление в подъемной колонне на уровне первого клапана  $p_{t\,max\,1}$  при поступлении газа через второй клапан. Определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_1$  с прямой 9, соединяющей точку ( $H = 0$ ;  $p = p_y$ ) с точкой ( $H = L_2$ ;  $p = p_{c\,2} - \Delta p_{kl} - \Delta p_1$ ).

3. Расчетное снижение давления в затрубном пространстве  $\Delta p_1$  по (8.11).

4. Минимальное давление в колонне подъемных труб  $p_{t\,min\,2}$  на глубине установки клапана  $L_2$  координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_2$  с профилем 4.

5. Давление газа в затрубном пространстве на глубине  $L_2 - p_{go\,2}$  определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_2$  с прямой, проведенной параллельно профилю 5 на расстоянии  $\Delta p = \Delta p_1$ .

6. Температуру газа в затрубном пространстве на глубине  $L_2 - T_2$  координатой  $T$  точки пересечения горизонтали  $H = L_2$  с профилем 6.

7. Диаметр отверстия седла клапана  $d_{ot}$  либо по (8.23), либо по nomogramme (см. рис. 8.7), предварительно скорректировав расход газа  $V_r$ , рассчитанный по (8.21) поправочным коэффициентом  $K_2$ , определенным по (8.27) с учетом (8.26); при этом за давление на входе принимают  $p_{go\,2}$ , а на выходе  $p_{t\,min\,2}$ .

8. Типоразмер клапана и его характеристики (см. табл. 8.1).

9. Давление в сильфоне клапана  $p_{c\,2}$  по (8.13) на глубине его установки  $L_2$ .

10. Тарировочные параметры клапана: температурный коэффициент  $C_{t\,2} = T_2/T_{ct}$ ; давление зарядки  $p_{c\,ct\,2}$  по (8.15); номинальное давление тарировки  $p_{tar\,2}$  по (8.16).

\* Предполагается, что в процессе продавки жидкости из затрубного пространства от глубины первого клапана до глубины второго начинается приток жидкости из пласта в скважину.

К л а п а н 3. Последовательно определяют.

1. Глубину установки клапана  $L_3$ .

При определении глубины установки третьего клапана необходимо знать снижение давления газа в затрубном пространстве  $\Delta p_2$ , обеспечивающее закрытие второго клапана при поступлении газа в подъемную колонну через третий клапан. Так же как и в предшествующем случае (клапан 2) возникает неопределенность, так как положение третьего клапана неизвестно. Ориентировочно принимаем  $\Delta p_2 = 0,1$  МПа. Глубину  $L_3$  определяют координатой положения (см. рис. 8.5) точки пересечения прямой, проведенной из точки ( $H = L_2$ ;  $p = p_{\text{тmin} 2}$ ), расположенной на профиле 4, параллельно профилю 2, с прямой, проведенной параллельно профилю 5 на расстоянии

$$\Delta p = \Delta p_{\text{кл}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i.$$

2. Максимальное давление в подъемной колонне на уровне второго клапана  $p_{\text{тmax} 2}$  на момент начала поступления газа через третий клапан определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_2$  с прямой 11, соединяющей точку ( $H = 0$ ;

$$p = p_y)$$
 с точкой ( $H = L_3$ ;  $p = p_{\text{г3}} - \Delta p_{\text{кл}} - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i$ ).

3. Расчетное снижение давления в затрубном пространстве  $\Delta p_2$  по (8.11).

4. Минимальное давление в колонне подъемных труб  $p_{\text{тmin} 3}$  на глубине установки клапана  $L_3$  определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_3$  с профилем 4.

5. Давление газа в затрубном пространстве на глубине  $L_3 - p_{\text{г}}$  определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_3$  с прямой, проведенной параллельно профилю 5 на расстоянии

$$\Delta p = \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i.$$

6. Температуру газа в затрубном пространстве на глубине  $L_3 - T_3$  определяют координатой  $p$  точки пересечения горизонтали  $H = L_3$  с профилем 6.

7. Диаметр отверстия седла клапана  $d_{\text{от}}$  либо по (8.23), либо по номограмме (см. рис. 8.7), предварительно скорректировав расход газа  $V_g$  (формула 8.21) поправочным коэффициентом  $K_3$  (формула 8.27) по (8.26), при этом за давление на входе принимается  $p_{\text{гот} 3}$ , а на выходе  $p_{\text{тmin} 3}$ .

8. Типоразмер клапана и его характеристики (см. табл. 8.1).

9. Давление в сильфоне клапана  $p_{\text{с3}}$  по (8.13) на глубине его установки  $L_3$ .

10. Тарировочные параметры клапана: температурный коэффициент  $C_{\text{т3}} = T_3/T_{\text{ст}}$ ; давление зарядки  $p_{\text{сст3}}$  по (8.15); номинальное давление тарировки  $p_{\text{тар3}}$  по (8.16).

Аналогично рассчитывают последующие клапаны. Расчет проводят до момента, пока глубина установки  $n$ -го пускового клапана не превысит глубину установки рабочего, т. е.  $L_n \geq L_{pk}$ . Расчет прекращают на  $n-1$ -м пусковом клапане. Предельную глубину установки рабочего клапана определяют координатой положения точки пересечения профиля 3 с прямой, проведенной параллельно профилю 5 на расстоянии  $\Delta p = p_{rn} - \Delta p_{kl} - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i$ .

**Задача 8.1.** Выбрать оптимальный режим работы скважины, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия при следующих исходных данных:  $Q_{жст} = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $\rho_{нд} = 927 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $\beta_b = 0$ ;  $\rho_o = 1,26 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $p_{пл} = 10 \text{ МПа}$ ;  $\mu_{нд} = 226 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;  $\rho_y = 1 \text{ МПа}$ ;  $\rho_h(p_{пл}, T_{пл}) = 920 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_{ry} = 6 \text{ МПа}$ ;  $\mu_h(p_{пл}, T_{пл}) = 96 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;  $K = 50 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ ;  $\Gamma = 20 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;  $T_{пл} = 313 \text{ К}$ ;  $p_{нac} = 5 \text{ МПа}$ ;  $\omega = 0,015 \text{ К}/\text{м}$ ;  $b_h(p_{пл}, T_{пл}) = 1,05$ ;  $L_c = 1300 \text{ м}$ ;  $D_{зк} = 0,150 \text{ м}$ ,  $D_t = 0,0635 \text{ м}$  (сталь марки D:  $\sigma_t = 294 \text{ МПа}$ ,  $\rho_t = 7800 \text{ кг}/\text{м}^3$ ).

**Решение.** 1. Оцениваем возможность спуска колонны подъемных труб заданного диаметра до забоя скважины исходя из условия обеспечения необходимого запаса прочности, для чего определяем по (8.1) допустимую глубину спуска

$$H_{доп} = 294 \cdot 10^6 / (1,5 \cdot 9,81 \cdot 7800) = 2552 \text{ м.}$$

Так как  $H_{доп} > L_c$ , колонну диаметром  $D_t = 0,0635 \text{ м}$  можно спустить до забоя.

2. Принимаем следующие удельные расходы нагнетаемого газа  $R_r$ : 0, 50, 100, 150, 250, 350  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Соответственно общие удельные расходы газа  $\alpha$  (формула 8.2) при удельном расходе пластового газа  $\alpha_p = 20 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (формула 8.3) будут: 20, 70, 120, 170, 270, 370  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

3. Рассчитываем и строим профили давления  $p = f(H)^*$  для принятых  $\alpha$ , начиная с  $\alpha = 0$  однофазного потока (см. рис. 8.2).

4. Вычисляем забойное давление по (8.4).

$$p_{заб} = 10 - 40/50 = 9,2 \text{ МПа.}$$

5. На кальке в масштабе диаграммы (см. рис. 8.2) проводим координатные оси  $p$  и  $H$ . На координатное поле  $p-H$  (см. рис. 8.3) наносим точки: ( $H = 0$ ;  $p = p_y = 1,0 \text{ МПа}$ ), ( $H = 0$ ;  $p = p_{ry} = 6,0 \text{ МПа}$ ), ( $H = L_c = 1300 \text{ м}$ ;  $p = p_{заб} = 9,2 \text{ МПа}$ ).

6. Рассчитываем и строим профиль давления нагнетаемого газа в затрубном пространстве скважины, для чего последовательно вычисляем следующие параметры.

Температурный градиент потока в подъемных трубах по (5.10)

$$\omega_p = (0,0034 + 0,79 \cdot 0,015) / 10^{40} \left( 86400 \cdot 20 \cdot 0,0635^{2,67} \right) = 0,0140 \text{ К}/\text{м.}$$

\* Расчет профилей  $p = f(H)$  произведен по обобщенным зависимостям (см. гл. 5).

Температуру на устье скважины по (5.9)  $T_y = 313 - 0,0140 \times 1300 = 294,8$  К.

Среднюю температуру в стволе скважины по (8.6)  $T_{cp} = (294,8 + 313,0)/2 = 303,9$  К.

Принимаем ориентировочно в качестве среднего давления в затрубном пространстве  $p_{cp} = p_{ry} = 6$  МПа.

Относительную плотность газа по (1.11)

$$\bar{\rho}_r = 1,260/1,293 = 0,974.$$

Приведенные параметры газа по (1.17) при  $p = p_{cp} = 6$  МПа и  $T = T_{cp} = 303,9$  К.

$$p_{np} = 6,0 \cdot 10/(46,9 - 2,06 \cdot 0,974^2) = 1,33;$$

$$T_{np} = 303,9/(97 + 172 \cdot 0,974) = 1,15.$$

Коэффициент сверхсжимаемости газа при  $p = p_{ry} = 6$  МПа и  $T = T_{cp} = 303,9$  К по (1.21)

$$z = 1 - 0,23 \cdot 1,33 - (1,88 - 1,6 \cdot 1,15) 1,33^2 = 0,62.$$

Задаемся произвольной глубиной, например  $H = 1000$  м, и рассчитываем по (8.5) давление газа на этой глубине

$$p_r = 6,0e^{0,03415 \cdot 0,974 \cdot 1000 / (0,62 \cdot 303,9)} = 7,16 \text{ МПа.}$$

Наносим на поле  $p-H$  (см. рис. 8.3) точку ( $H = 1000$  м,  $p = 7,16$  МПа). Соединяя данную точку с точкой ( $H = 0$ ;  $p = p_y = 6,0$  МПа), получаем искомый профиль давления.

7. Накладываем кальку с координатным полем  $p-H$  (см., рис. 8.3) на диаграмму (см. рис. 8.2), совмещенную при этом оси глубин. Перемещая кальку вниз, последовательно проводим из точки, соответствующей  $p = 1$  МПа, профили давления в подъемной колонне выше возможных точек ввода газа общего удельного расхода  $\alpha = 120, 170, 270, 370 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Перемещая таким же образом кальку вверх, проводим из точки, соответствующей  $p_{заб} = 9,2$  МПа, профиль давления при  $\alpha_{пл} = 20 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

8. Определяем возможные режимы работы газлифтной установки, обеспечивающие отбор из скважины  $Q_{ж\ ст} = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Данные режимы и их характеристики определяются по точкам пересечения профилей давления и по расположению этих точек относительно профиля давления нагнетаемого газа в затрубном пространстве. Как видно из рис. 8.3, работа установки при удельном расходе нагнетаемого газа  $R_g = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$  ( $\alpha = 120 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) не будет обеспечена, так как давление в затрубном пространстве меньше, чем давление в подъемной колонне в точке ввода газа. Характеристики возможных режимов приведены ниже.

$R_g, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$p_T, \text{ МПа}$	$H_{вр}, \text{ м}$	$W, \text{ кДж/м}^3$
150	6,5	1020	$3,14 \cdot 10^4$
250	5,1	875	$4,42 \cdot 10^4$
350	4,5	820	$5,65 \cdot 10^4$

9. Определяем по (8.7) для каждого из возможных режимов энергию для подъема единицы объема жидкости. Например:  $R_r = 250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $p_p = 5,1 \text{ МПа}$ ,

$$W = 10^3 \frac{1,2}{1,2 - 1,0} \cdot 250 \cdot 1,1 \left[ \left( \frac{5,2}{1,1} \right)^{(1,2 - 1,0) \cdot 1,2} - 1 \right] = \\ = 4,42 \cdot 10^4 \text{ кДж/м}^3.$$

10. Выбираем оптимальный режим работы газлифтной установки. Данный режим характеризуется минимальными энергетическими затратами и, как видно из результатов расчета, будет реализован при удельном расходе нагнетаемого газа  $R_r = 150 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и глубине установки рабочего клапана  $L_{pk} = H_{bg} = 1020 \text{ м}$ .

Задача 8.2. Рассчитать, используя исходные данные и результаты решения задачи 8.1, систему пуска скважины, оборудованной газлифтной установкой непрерывного действия.

Решение. I. Предварительные определения и построения. На координатном поле  $p-H$  (см. рис. 8.5) в масштабе, соответствующем диаграмме (см. рис. 8.3), последовательно наносим:

из точки  $p_{pl} = 10 \text{ МПа}$  — профиль гидростатического давления жидкости (кривая 1);

из точки  $p_{zab} = 9,2 \text{ МПа}$  — профиль, параметром которого является  $\alpha = 0$  (кривая 2) и профиль, параметром которого является  $\alpha_p = 20 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (кривая 3);

из точки  $p_y = 1 \text{ МПа}$  — профиль давления в подъемной колонне при оптимальном режиме работы установки ( $R_r = 150 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) (кривая 4);

из точки  $p_{ry} = 6 \text{ МПа}$  — профиль давления газа в затрубном пространстве (кривая 5);

из точки  $T_y = 294,8 \text{ К}$  проводим профиль температуры — прямая, соединяющая точку ( $H = 0$ ,  $T = 294,8 \text{ К}$ ) с точкой ( $H = L_c = 1300 \text{ м}$ ;  $T = T_{pl} = 313 \text{ К}$ ), предварительно проведя ось температур.

II. Рассчитываем глубины установки и характеристики пусковых клапанов.

Клапан 1. 1. Определяем по (8.17) положение статического уровня жидкости в скважине

$$H_{ct} = 1300 - 10 \cdot 10^6 / (9,81 \cdot 927) = 200,4 \text{ м.}$$

2. Вычисляем по (8.18) превышение уровня жидкости в подъемной колонне над статическим уровнем

$$\Delta H_{ct} = \frac{(6,0 - 1,0) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 927} \left( 1 - \frac{0,0635^2}{0,150^2} \right) = 451,3 \text{ м.}$$

Так как  $\Delta H_{ct} > H_{ct}$ , статический уровень жидкости в скважине высокий и перелив ее в процессе продавки из затрубного пространства начнется раньше, чем уровень в затрубном пространстве достигает первого клапана.

3. Определяем глубину установки клапана  $L_1$ , для чего из точки  $p_y = 1 \text{ МПа}$  проводим прямую 7 параллельно профилю 1,

а на расстоянии  $\Delta p_{\text{кл}} = 0,3$  МПа прямую, параллельную профилю 5. Координата положения точки пересечения прямых определяет  $L_1 = 595$  м.

4. На глубине установки клапана  $L_1 = 595$  м последовательно определяем следующие параметры:

минимальное давление в подъемной колонне  $p_{\text{т min} 1} = 3,87$  МПа;

давление газа в затрубном пространстве  $p_{\text{г1}} = 6,67$  МПа;

температуру газа в затрубном пространстве  $T_1 = 303$  К.

5. Вычисляем по (8.21) расход газа через клапан

$$V_{\text{г}} = 150 \cdot 40 / 86400 = 0,0694 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6. Рассчитываем по (8.23) диаметр отверстия седла клапана. Для чего предварительно определяем:

отношение давлений газа после и до отверстия

$$p_2/p_1 = p_{\text{т min} 1}/p_{\text{г1}} = 3,97/6,66 = 0,586;$$

(сравниваем это отношение с критическим  $(p_2/p_1)_{\text{кр}} = 0,555$ , так как действительное отношение давлений больше критического, истечение газа через отверстие будет находиться в докритической области);

коэффициент  $C$  по (8.24) или справочным данным  $C = 0,464$ . диаметр отверстия седла клапана

$$d_{\text{от}} = \sqrt{0,0532 \cdot 0,0694 \frac{0,1}{273} \frac{(0,974 \cdot 303)^{0.5}}{6,77 \cdot 0,85 \cdot 0,464}} = 2,95 \cdot 10^{-3} \text{ м (2,95 мм)}.$$

Определяем диаметр отверстия по nomogramme (см. рис. 8.7), для чего предварительно рассчитаем:

поправочный коэффициент по (8.27)

$$K_1 = 0,0731 \sqrt{0,974 \cdot 303} = 1,2558;$$

расход газа по (8.26)

$$V_{\text{г1}} = 86,4 \cdot 1,2558 \cdot 0,0694 = 7,53 \text{ т} \cdot \text{м}^3/\text{сут}.$$

По nomogramme величина  $d_{\text{от}} \approx 2$  мм, т. е. сравнительно близкая к расчетной.

8. Выбираем по табл. 8.1 типоразмер клапана. Рассматривающим условиям удовлетворяет клапан КС с  $d_{\text{от}} = 5$  мм и  $K_k = 0,067$ .

9. Определяем давление в сильфоне клапана на глубине его установки по (8.13)

$$p_{\text{с1}} = (6,67 + 3,87 \cdot 0,067) / 1,067 = 6,49 \text{ МПа.}$$

10. Рассчитываем тарировочные параметры клапана: температурный коэффициент  $C_{\text{т1}} = 303/293 = 1,034$ ; давление зарядки по (8.15)

$$p_{\text{с ст1}} = (6,67 + 3,87 \cdot 0,067) / (1,067 \cdot 1,034) = 6,28 \text{ МПа};$$

номинальное давление тарировки по (8.16)

$$p_{\text{тар1}} = 6,28 \cdot 1,067 = 6,70 \text{ МПа.}$$

Клапан 2.1. Определяем глубину установки клапана  $L_2$ , для чего из точки ( $H = L_1 = 595$  м,  $p = p_{t \min 1} = 3,87$  МПа) проводим прямую 8 параллельную профилю 2, а на расстоянии  $\Delta p = \Delta p_{\text{кл}} + \Delta p_1 = 0,4$  МПа прямую, параллельную профилю 5. Координата положения точки пересечения прямых определяет  $L_2 = 883$  м.

2. Определяем максимальное давление в подъемной колонне на уровне первого клапана. Проводим прямую 9, соединяющую точку ( $H = 0$ ,  $p = p_y = 1,0$  МПа) с точкой ( $H = L_2 = 883$  м,  $p = p_{t2} - \Delta p_{\text{кл}} - \Delta p_1 = 7,0 - 0,3 - 0,1 = 6,6$  МПа). Координата  $p$  точки пересечения горизонтальными ( $H = L_1 = 595$  м) с кривой 9 определит  $p_{t \max 1} = 4,8$  МПа.

3. Рассчитываем по (8.11) снижение давления газа в затрубном пространстве, обеспечивающее закрытие первого клапана

$$\Delta p_1 = (4,80 - 3,87) 0,067 = 0,062 \text{ МПа.}$$

4. На глубине установки клапана  $L_2 = 883$  м последовательно определяем:

минимальное давление в подъемной колонне  $p_{t \min 2} = 5,6$  МПа; давление газа в затрубном пространстве

$$p_{go2} = p_{t2} - \Delta p_1 = 7,0 - 0,062 = 6,94 \text{ МПа;}$$

температуру газа в затрубном пространстве  $T_2 = 307$  К.

5. Рассчитываем по (8.23) диаметр отверстия седла клапана, для чего предварительно определяем отношение давлений газа после и до отверстия

$$p_2/p_1 = p_{t \min 2}/p_{go2} = 5,70/7,04 = 0,809.$$

(Сравниваем это отношение с критическим  $(p_2/p_1)_{kp} = 0,555$ , так как больше критического, истечение газа через отверстие при рассматриваемых условиях будет находиться в докритической области);

определяем коэффициент  $C = 0,395$ .

диаметр отверстия седла клапана

$$d_{ot} = \sqrt{0,0532 \cdot 0,0694 \cdot \frac{0,1}{273} \frac{(0,974 \cdot 307)^{0,5}}{7,04 \cdot 0,85 \cdot 0,395}} = 3,19 \cdot 10^{-3} \text{ м (3,19 мм).}$$

6. Выбираем по табл. 8.1 типоразмер клапана. Рассматриваемым условиям удовлетворяет клапан КС с  $d_{ot} = 5$  мм и  $K_k = 0,067$ .

7. Определяем давление в сильфоне клапана на глубине его установки по (8.13)

$$p_{c2} = (7,0 - 0,062 + 5,6 \cdot 0,067)/1,067 = 6,85 \text{ МПа.}$$

8. Рассчитываем тарировочные параметры клапана: температурный коэффициент  $C_{t2} = 307/293 = 1,048$ ; давление зарядки по (8.15)

$$p_{c st 2} = (7,0 - 0,062 + 5,6 \cdot 0,067)/(1,067 \cdot 1,048) = 6,54 \text{ МПа;}$$

номинальное давление тарировки по (8.16)

$$p_{tar 2} = 6,54 \cdot 1,067 = 6,98 \text{ МПа.}$$

Таблица 8.2. Результаты расчета системы пуска газлифтной установки

Номер клапана	$d_{\text{от расчета}}, \text{мм}$	Клапан	Параметры клапана		$L, \text{м}$	$T, \text{K}$	$p_f, \text{МПа}$
			$d_{\text{от}}, \text{мм}$	$K_K$			
1	2,95	КС	5,0	0,067	595	303	6,67
2	3,19	КС	5,0	0,067	883	307	7,00
3	3,79	КС	5,0	0,067	1020	309	7,13

Клапан 3. 1. Определяем глубину установки клапана  $L_3$ , для чего из точки ( $H = L_2 = 883 \text{ м}$ ,  $p = p_{\text{тmin}2} = 5,6 \text{ МПа}$ ) проводим прямую 10 параллельно профилю 2, а на расстоянии  $\Delta p = \Delta p_{\text{кл}} + \Delta p_1 + \Delta p_2 = 0,3 + 0,062 + 0,1 = 0,462 \text{ МПа}$  — прямую, параллельную профилю 5. Координата положения точки пересечения прямых определяет  $L_3 = 1000 \text{ м}$ .

2. Так как глубина установки третьего клапана практически близка к глубине установки рабочего  $L_{\text{pk}} = 1020 \text{ м}$ , расчет установки пусковых клапанов прекращаем и третий клапан будет рабочим.

3. Определяем максимальное давление в подъемной колонне на уровне второго клапана. Проводим прямую 11, соединяющую точку ( $H = 0$ ,  $p = p_y = 1,0 \text{ МПа}$ ) с точкой ( $H = L_{\text{pk}} = 1020 \text{ м}$ ;  $p = p_{\text{т3}} - \Delta p_{\text{кл}} - \Delta p_1 - \Delta p_2 = 7,13 - 0,3 - 0,062 - 0,1 = 6,67 \text{ МПа}$ ). Координата  $p$  точки пересечения горизонтали ( $H = L_2 = 883 \text{ м}$ ) с кривой 11 определит  $p_{\text{тmax}2} = 5,87 \text{ МПа}$ .

4. Рассчитываем по (8.11) снижение давления газа в затрубном пространстве, обеспечивающее закрытие второго клапана  $\Delta p_2 = (5,87 - 5,6) \cdot 0,067 = 0,018 \text{ МПа}$ .

5. На глубине установки клапана  $L_{\text{pk}} = 1020 \text{ м}$  последовательно определяем:

минимальное давление в подъемной колонне  $p_{\text{тmin}3} = 6,47 \text{ МПа}$ ;  
давление газа в затрубном пространстве

$$p_{\text{г от 3}} = p_{\text{т3}} - \Delta p_1 - \Delta p_2 = 7,13 - 0,062 - 0,018 = 7,05 \text{ МПа};$$

температуру газа в затрубном пространстве  $T_3 = 309 \text{ K}$ .

6. Рассчитываем по (8.23) диаметр отверстия седла клапана, для чего предварительно определяем:

отношение давлений газа после и до отверстия

$$p_2/p_1 = p_{\text{тmin}3}/p_{\text{г от 3}} = 6,47/7,15 = 0,919;$$

(так как это отношение больше критического, истечение газа через отверстие третьего клапана будет находиться в докритической области);

коэффициент  $C = 0,269$ ;

$p_{T \min}$ , МПа	$p_{T \max}$ , МПа	$\Delta p_i$ , МПа	$\sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i$ , МПа	$p_c$ , МПа	$C_T$	$p_{c ст}$ , МПа	$p_{tar}$ , МПа
3,87	4,80	0,062	—	6,49	1,034	6,28	6,70
5,60	5,87	0,018	0,062	6,85	1,048	6,54	6,92
6,47	—	—	0,080	7,01	1,055	6,65	7,09

диаметр отверстия седла клапана

$$d_{\text{от}} = \sqrt{0,0532 \cdot 0,0694 \cdot \frac{0,1}{273} \frac{(0,974 \cdot 309)^{0,5}}{7,15 \cdot 0,85 \cdot 0,269}} = \\ = 3,79 \cdot 10^{-3} \text{ м (3,79 мм).}$$

7. Выбираем по табл. 8.1 типоразмер клапана. Рассматриваемым условиям, так же как и в предшествующих случаях, удовлетворяет клапан КС с  $d_{\text{от}} = 5$  мм и  $K_k = 0,067$ .

8. Определяем давление в сильфоне рабочего клапана на глубине его установки по (8.13)

$$p_{c3} = (7,13 - 0,062 - 0,018 + 6,47 \cdot 0,067) / 1,067 = 7,01 \text{ МПа.}$$

9. Рассчитываем тарировочные параметры клапана:  
температурный коэффициент  $C_{T3} = 309/293 = 1,055$ ;  
давление зарядки по (8.15)  $p_{c ст3} = (7,13 - 0,062 - 0,018 + 6,47 \cdot 0,067) / (1,067 \cdot 1,055) = 6,65 \text{ МПа};$   
номинальное давление тарировки (8.16)  $p_{tar3} = 6,65 \cdot 1,067 = 7,09 \text{ МПа.}$

Результаты расчетов сведены в табл. 8.2.

## 9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ СКВАЖИННЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Наиболее общая задача проектирования эксплуатации скважин штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ) формулируется следующим образом:

выбрать компоновку основного насосного оборудования и режим его работы для конкретной скважины (или группы скважин) таким образом, чтобы обеспечивался заданный плановый отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации.

Такая задача решается при проектировании системы разработки и эксплуатации нового нефтяного месторождения или при переводе скважин на насосную эксплуатацию с других способов.

При оптимизации работы уже эксплуатируемых установок решаются более узкие задачи, связанные с подбором только некоторых узлов установки и режимных параметров. В качестве критерия оптимальности при сопоставлении возможных вариантов компоновки оборудования может быть использован минимум условных приведенных затрат на подъем нефти из скважины в части, зависящей от типоразмера и режима работы ШСНУ.

При проектировании эксплуатации скважины штанговым скважинным насосом выбирают типоразмеры станка-качалки и электродвигателя, тип и диаметр скважинного насоса, конструкцию колонны подъемных труб и рассчитывают следующие параметры: глубину спуска насоса, режим откачки, т. е. длину хода и число качаний, конструкцию штанговой колонны.

Для осложненных условий эксплуатации дополнительно подбирают газовые или песочные якори или другие специальные приспособления.

Основные исходные данные для нескольких расчетных вариантов приведены в табл. 9.1. Первый вариант характерен для откачки малообводненной легкой нефти с высоким газовым фактором, второй — для обводненной нефти со средним по величине газовому фактором, а третий — для высоковязкой нефти. Известно, что высоковязкие нефти, как правило, содержат мало растворенного газа. Поэтому в последнем варианте для упрощения расчетов условно принято, что газовый фактор равен нулю. Кроме того, для всех вариантов принято, что содержание механических примесей мало и не превышает 0,05 % по объему.

Физические свойства компонентов добываемой продукции в функции давления и температуры могут быть рассчитаны по зависимостям, приведенным в гл. 1.

Для расчета физических свойств продукции используют следующие приближенные зависимости.

Количество растворенного в нефти газа  $\Gamma_0(p)$  определяют по формуле

$$\Gamma_0(p) = \Gamma_0(p_{\text{нас}}) [(p - p_0)/(p_{\text{нас}} - p_0)]^c, \quad (9.1)$$

где  $\Gamma_0(p_{\text{нас}})$  — количество газа, растворенного в 1 м<sup>3</sup> нефти при давлении насыщения  $p_{\text{нас}}$ , приведенное к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $p$ ,  $p_0$  — соответственно текущее ( $p_{\text{нас}} \leq p \leq p_0$ ) и атмосферное давление, МПа,  $c$  — эмпирический коэффициент, значение которого для дальнейших расчетов в соответствии с номерами вариантов принимаем равным  $c_1 = c_2 = 0,5$ .

Объемные коэффициенты нефти  $b_n(p)$  и жидкости  $b_w(p)$  рассчитывают по следующим формулам:

$$b_n(p) = 1 + (b_n - 1) [(p - p_0)/(p_{\text{нас}} - p_0)]^{0,25}, \quad (9.2)$$

$$b_w(p) = b_n(p) (1 - \beta_w) + b_n(p) \beta_w, \quad (9.3)$$

где  $b_n$ ,  $b_w(p)$  — объемный коэффициент нефти при  $p = p_{\text{нас}}$  и воды соответственно. В дальнейших расчетах принято, что  $b_w(p) = 1$ .

Таблица 9.1. Исходные данные для расчетов

Параметр	Обозна- чение	Численные значения для варианта		
		I	II	III
Глубина скважины, м	$L_c$	2000	1600	800
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	$D_{\text{эк}}$	150	150	150
Забойное давление, МПа	$p_{\text{заб}}$	10,5	8,4	
Планируемый дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{жд}}$	$2,9 \times 10^{-4}$	$2,9 \times 10^{-4}$	$2,9 \times 10^{-4}$
Объемная обводненность продукции	$B_v$	0,20	0,55	0
Плотность дегазированной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{\text{нд}}$	820	850	920
Плотность пластовой воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_w$	1100	1100	—
Плотность газа (при стандартных условиях), $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{\text{г ст}}$	1,2	1,4	1,6
Вязкость воды, $\text{м}^2/\text{с}$	$v_w$	$10^{-6}$	$10^{-6}$	
Вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$	$v_n$	$2 \times 10^{-6}$	$3 \times 10^{-6}$	$5 \times 10^{-4}$
Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$\Gamma_0$	110	60	—
Давление насыщения нефти	$p_{\text{нас}}$	13,0	9,0	—
Устьевое давление, МПа	$p_u$	1,5	1,5	1,5
Средняя температура скважины, к	$T_{\text{ск}}$	315	303	303
Объемный коэффициент нефти (при $p = p_{\text{нас}}$ )	$b_n$	1,28	1,16	1,0

Ниже приведены часто используемые формулы для расчета характеристик газожидкостного потока при текущем давлении  $p$ : расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$

$$Q_j(p) = Q_{\text{нд}} b_j(p) (1 - \beta_v); \quad (9.4)$$

расход свободного газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$V_{\text{гв}}(p) = [\Gamma_0(p_{\text{нас}}) - \Gamma_0(p)] z p_0 T_{\text{ск}} Q_{\text{нд}} / (p T_0); \quad (9.5)$$

расход газожидкостной смеси,  $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$Q_{\text{см}}(p) = Q_j(p) + V_{\text{гв}}(p); \quad (9.6)$$

плотность газонасыщенной нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$

$$\rho_n(p) = [\rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{г ст}} \Gamma_0(p)] / b_n(p), \quad (9.7)$$

где  $Q_{\text{нд}} = Q_{\text{жд}} (1 - \beta_v)$  — дебит дегазированной нефти,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $T_0 = 273$  К;  $T_{\text{скв}}$  — средняя температура в стволе скважины, К;  $z$  — коэффициент сверхжимаемости газа, величина которого в дальнейших расчетах этой главы принята  $z = 1$ .

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОМПОНОВКИ ШСНУ

Вариант компоновки ШСНУ включает следующие параметры: глубину спуска скважинного штангового насоса (ШСН)  $L_n$ , диаметр  $D_{\text{пл}}$  и тип ШСН, конструкцию колонны насосно-компрессорных труб.

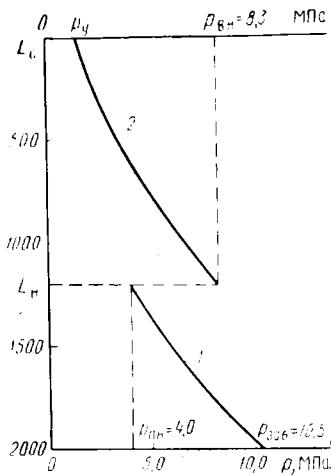


Рис. 9.1. Распределение давления в стволе скважины (1) и в колонне НКТ (2) для 1-го расчетного варианта

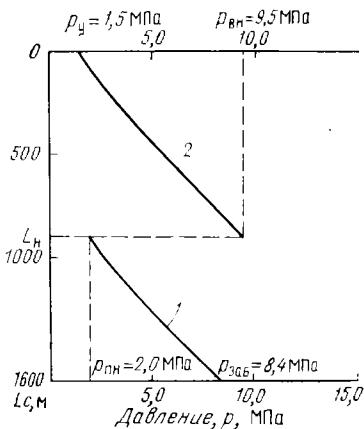


Рис. 9.2. Распределение давления в стволе скважины (1) и в колонне НКТ (2) для 2-го расчетного варианта

Расчетный вариант компоновки ШСНУ выбираем следующим образом.

1. По одной из методик, изложенных в гл. 5, рассчитываем распределение давления в стволе скважины, начиная от забоя и до глубины, где  $p = 0,2\text{--}0,5$  МПа (рис. 9.1, 9.2).

2. Определяем глубину спуска насоса.

Глубина спуска насоса  $L_h$  и, следовательно, давление на его приеме  $p_{nh}$  должны быть, с одной стороны, достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения, с другой — по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме ШСН зависит в первую очередь от содержания свободного газа в потоке откачиваемой газо-жидкостной смеси.

Если свободного газа в откачиваемой смеси мало, что наблюдается, например, при высокой (свыше 80 %) обводненности жидкости или низком газовом факторе, то необходимое давление на приеме насоса обусловлено в первую очередь гидравлическими потерями во всасывающем клапане. Согласно практическим рекомендациям А. Н. Адонина [1] для этого случая при дебите скважины менее  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$  и вязкости жидкости не более  $10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$  ШСН может быть погружен под динамический уровень на глубину 20—60 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно  $0,15\text{--}0,50$  МПа.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой смеси оказывается весьма сложным заранее обосновать оптимальное давление на приеме насоса. На основании опыта эксплуатации

скважин, оборудованных ШСН, для месторождений каждого нефтяного района устанавливают конкретные пределы оптимального давления на приеме насоса. Так, для условий девонских месторождений Татарии и Башкирии оптимальное давление на приеме на скважинах составляет 2,0—2,5 МПа, для угленосных, типа Арланского, около 3,0 МПа.

Г. Н. Суханов считает целесообразным принимать:

$$p_{\text{пп}} \approx 0,3 p_{\text{нас}}. \quad (9.8)$$

Использование перечисленных практических рекомендаций для условий новых малоизученных месторождений может привести к значительным ошибкам. Поэтому при проектировании ШСНУ рекомендуется проводить расчеты для нескольких различных глубин спуска насоса.

Следует учитывать, что на конкретном месторождении возможный диапазон глубин спуска насосов может быть ограничен по тем или иным причинам технологического или технического характера, например из-за отложений солей или парафина, различной кривизны ствола скважины и т. д.

**Задача 9.1.** Выбрать компоновку ШСНУ.

**Решение.** В соответствии с вышеизложенными рекомендациями выбираем следующие давления на приеме насоса:

для откачки смеси с высоким газосодержанием (1-й расчетный вариант)  $p_{\text{пп}1} \approx 0,3 p_{\text{нас}} = 0,3 \cdot 13 \approx 4$  МПа;

для откачки обводненной жидкости с относительно невысоким содержанием газа (2-й расчетный вариант) принимаем  $p_{\text{пп}2} = 2,0$  МПа;

для откачки высоковязкой нефти с низким газовым фактором (3-й расчетный вариант) принимаем  $p_{\text{пп}3} = 0,5$  МПа.

По соответствующим графикам (см. рис. 9.1, 9.2, линии 1) распределения давления по стволу скважины для каждого из расчетных вариантов определяем глубину, на которой давление соответствует выбранному на приеме насоса для каждого расчетного варианта:  $L_{\text{пп}1} = 1200$  м,  $L_{\text{пп}2} = 900$  м.

Для третьего варианта глубина спуска оказалась равной  $L_{\text{пп}3} = 600$  м.

3. Определяем расход газожидкостной смеси при давлении  $p_{\text{пп}}$  по (9.1) — (9.8).

Для 1-го варианта:

$$Q_{\text{нд}1} = 2,9 \cdot 10^{-4} (1 - 0,2) = 2,32 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$b_n(p_{\text{пп}1}) = 1 + (1,28 - 1)[(4,0 - 0,1)/(13,0 - 0,1)]^{0,25} = 1,208;$$

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{пп}1}) = 1,208 \cdot (1 - 0,2) + 1 \cdot 0,2 = 1,166;$$

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{пп}1}) = 1,166 \cdot 2,32 \cdot 10^{-4} / (1 - 0,2) = 3,38 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$G_0(p_{\text{пп}1}) = 110 [(4,0 - 0,1)/(13,0 - 0,1)]^{0,5} = 60,5 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{\text{гсв}}(p_{\text{пп}1}) = (110 - 60,5) \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 315 \cdot 2,32 \cdot 10^{-4} / (4,0 \cdot 273) = 3,31 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{пп}1}) = 3,38 \cdot 10^{-4} + 3,31 \cdot 10^{-4} = 6,69 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 57,8 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Аналогичные расчеты, выполненные для 2-го и 3-го расчетных вариантов, дали следующие результаты:

$$Q_{\text{см}} (\rho_{\text{пп 2}}) = 5,38 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 46,5 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$Q_{\text{см}} (\rho_{\text{пп 3}}) = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 25,0 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

4. Выбираем диаметр скважинного насоса. Для этой цели используем диаграмму А. Н. Адонина [21, 24, 32].

По диаграмме А. Н. Адонина для станков-качалок выбираем: для 1-го варианта при  $Q_{\text{см}} (\rho_{\text{пп 1}}) \approx 58 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $L_{\text{н 1}} = 1200 \text{ м}$  насос диаметром  $D_{\text{пл 1}} = 55 \text{ мм}$ ;

для 2-го варианта при  $Q_{\text{см}} (\rho_{\text{пп 2}}) \approx 46,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $L_{\text{н 2}} = 900 \text{ м}$  насос  $D_{\text{пл 2}} = 43 \text{ мм}$ ;

для 3-го варианта при  $Q_{\text{см}} (\rho_{\text{пп 3}}) = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $L_{\text{н 3}} = 600 \text{ м}$  насос  $D_{\text{пл 3}} = 43 \text{ мм}$ .

В последнем случае учтено также, что насос будет откачивать жидкость высокой вязкости.

5. Тип скважинного насоса выбираем с учетом свойств откачиваемой жидкости, наличия в ней газа и песка, дебита скважины, а также требуемой глубины спуска насоса.

При выборе типа насоса следует руководствоваться данными, приведенными в табл. 9.2.

Насосы НСН, НСНА, НСВ предназначены для откачки жидкости с вязкостью не более 25 мПа·с и содержанием механических примесей не более 0,05 % по объему; насосы НСВ1В — с вязкостью не более 15 мПа·с и механических примесей не более 0,2 % по объему; насосы НСВГ — с вязкостью 100 мПа·с и механическими примесями не более 0,05 % по объему. Для всех типоразмеров насосов устанавливают также предельную минерализацию воды — 200 мг/л; объемное содержание сероводорода — не более 0,1 % и  $pH$  — не менее 6,8.

Для эксплуатации скважин с различной геологопромысловской характеристикой и глубиной подвески насоса выделяются следующие 4 группы посадки [24].

Группа посадки	0	I	II	III
Зазор на сторону, мкм	0—22,5	10—35	35—60	60—85

Насосы с группой посадки 0 и I применяют для откачки маловязкой нефти при глубине спуска выше 1200 м в скважинах с повышенными устьевыми давлениями; насосы II группы посадки — для откачки жидкости малой и средней вязкости с глубины до 1200 м и средней температуре; насосы III группы посадки — для откачки высоковязкой жидкости или с высокой температурой, а также с повышенным содержанием асфальто-смолопарафиновых веществ и песка.

При повышенных скоростях откачки  $Sn > 34 \text{ м} \cdot \text{мин}^{-1}$  или высокой вязкости жидкости необходимо выбирать насосы с клапанными узлами увеличенного проходного сечения. Здесь  $S$  — длина хода полированного штока, м;  $n$  — число качаний балансира,

**Таблица 9.2. Области применения штанговых скважинных насосов основных типов**

Насос	Условный размер насоса, мм	Максимальная идеальная подача при $n = 10$ мин, м <sup>3</sup> /сут	Максимальная длина хода плунжера, мм	Максимальная глубина спуска, м
1	2	3	4	5
HCH1	28	8,0	900	1200
	32	10,5		
	43	19,0		
HCH2	55	31,0		1000
	32	35,0	3000	1200
	43	94,5	4500	2200
	55	155,0	4500	1800
	68	235,0	4500	1600
HCHA	93	440,0	4500	800
	43	73,5	3500	1500
	55	120,0	3500	1200
	68	235,0	4500	1000
	93	440	4500	800
HCB1	28	31,0	3500	2500
	32	41,0	3500	2200
	38	98,5	6000	3500
	43	125,5	6000	1500
	55	207,0	6000	1200
HCB2	32	41,0	3500	3500
	38	98,5	6000	3500
	43	125,5	6000	3000
	55	207,0	6000	2500
	32	41,0	3500	2200
HCB1B	38	57,5	3500	2000
	43	73,5	3500	1500
	55	120,0	3500	1200
	38/55	64,0	3500	1200
	55/43	73,5	3500	1200

мин<sup>-1</sup>. В соответствии с вышеизложенным для рассматриваемых расчетных вариантов могут быть выбраны следующие насосы.

Для 1-го варианта пригодны насосы HCH2-55 и HCB2-55 (см. табл. 9.2). Однако, учитывая что насос будет спущен на значительную глубину, целесообразнее выбрать вставной насос, так как это ускорит и облегчит подземные ремонты. Окончательно выбираем насос HCB2-55 с I группой посадки и клапанными узлами обычного исполнения.

Для 2-го варианта выбираем насос HCH2-43 со II группой посадки и клапанными узлами обычного исполнения.

Для 3-го варианта выбираем насос HCH2-43 с III группой посадки и клапанными узлами с увеличенным проходным сечением.

6. Выбираем колонны насосно-компрессорных труб.

При насосной эксплуатации применяют насосно-компрессорные трубы (НКТ) (табл. 9.3).

Диаметр НКТ выбирают в зависимости от типа и условного размера ШСН согласно табл. 9.4.

В соответствии с табл. 9.4 для 1-го варианта выбираем НКТ с условным диаметром 89 мм, для 2-го с условным диаметром 60 мм.

При откачке высоковязкой жидкости для снижения гидродинамического трения штанг целесообразно выбирать НКТ с условным диаметром на 1—2 размера большим, чем рекомендуемый в табл. 9.4. С учетом этого для 3-го варианта выбираем НКТ с условным диаметром 73 мм.

**Т а б л и ц а 9.3. Характеристика насосно-компрессорных труб**

Диаметр трубы, мм			стен- ки, мм	площадь сече- ния тела трубы по металлу, см <sup>2</sup>	Предельные глубины спуска одноразмер- ных колонн НКТ в насосные скважины, м				
услов- ный D	наруж- ный D <sub>TH</sub>	внутрен- ний D <sub>T</sub>			Группа прочности стали				
					Д	К	Е	Л	М
Трубы гладкие									
48	48,3	40,3	4,0	5,6	1100	1400	1600	1800	2100
60	60,3	50,3	5,0	8,7	1200	1650	1850	2100	2400
73	73,0	62,0	5,5	11,6	1300	1700	1900	2200	2500
73	73,0	59,0	7,0	14,5					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	1400	1900	2050	2400	2750
102	101,6	88,6	6,5	19,5	1250	1600	1800	2050	2400
114	114,3	100,3	7,0	24,0	1250	1650	1800	2100	2450
Трубы с высаженными наружу концами									
33	33,4	26,4	3,5	2,3	500	700	750	900	1050
42	42,2	35,2	3,5	4,2	400	550	600	700	800
48	48,3	40,3	4,0	5,6	1900	2250	2800	3200	3700
60	60,3	50,3	5,0	8,7	1900	2650	2900	3250	3750
73	73,0	62,0	5,5	11,6	1950	2600	2850	3200	3700
73	73,0	59,0	7,0	14,5					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	1950	2700	2950	3300	3800
89	88,9	73,0	8,0	20,2					
102	101,6	88,6	6,5	19,5	2000	2600	2900	3350	3900
114	114,3	100,3	7,0	24,0	1950	2600	2900	3300	3800

**Т а б л и ц а 9.4. Таблица соответствия размеров НКТ типоразмерам скважинных насосов**

Насос	Условный размер насоса, мм	Условный диаметр НКТ, мм	Насос	Условный размер насоса, мм	Условный диаметр НКТ, мм
HCH1, HCH2	28	48	HCB1, HCB2, HCB1B	28	60
	32	48		32	60
	43	60		38	73
	55	73		43	73
	68	89		55	89
	93	114			
HCHA	43	48	HCBГ	55/43	89
	55	60			
	68	73			
	93	89			

Во всех расчетных вариантах могут быть использованы трубы гладкие или с высаженными наружу концами из стали группы прочности Д (см. табл. 9.3).

### Расчет коэффициента сепарации газа у приема насоса

**Задача 9.2.** Рассчитать коэффициент сепарации газа у приема насоса.

**Решение.** Коэффициент сепарации газа у приема ШСН определяем по приближенной формуле

$$\sigma_c = \frac{1 - (D_{th}/D_{ek})^2}{1 + 0,93Q_{ж}(p_{ph})/(w_s D_{ek}^2)}, \quad (9.9)$$

где  $D_{ek}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины, м;  $D_{th}$  — наружный диаметр насосно-компрессорных труб на уровне приема насоса, м;  $w_s$  — относительная скорость движения газа на участке приема насоса.

Если экспериментальные данные отсутствуют, то в первом приближении может быть использована следующая зависимость [21]:

$$w_s = \begin{cases} 0,02 \text{ м/с при } B \leqslant 0,5, \\ 0,17 \text{ м/с при } B > 0,5. \end{cases} \quad (9.10)$$

Вследствие сепарации части свободного газа у приема насоса изменяется газовый фактор жидкости, поступающей в насос и НКТ (так называемый «трубный» газовый фактор), который определяют по формуле

$$\Gamma'_0 = \Gamma_0(p_{ нас}) - [\Gamma_0(p_{ нас}) - \Gamma_0(p_{ ph})] \sigma_c. \quad (9.11)$$

Предполагая состав газа неизменным, скорректированное значение давления насыщения  $p_{ нас}$ , соответствующее «трубному» газовому фактору, определяется из условия

$$\Gamma'_0 = \Gamma_0(p'_{ нас}) \quad (9.12)$$

или по следующей формуле:

$$p'_{ нас} = (\Gamma'_0/\Gamma_0(p_{ нас}))^{1/c} \cdot (p_{ нас} - p_0) + p_0. \quad (9.13)$$

Затем рассчитаем расход свободного газа  $V'_{\text{гв}}(p_{ ph})$  и газожидкостной смеси  $Q'_{\text{см}}(p_{ ph})$ , поступающих в насос, т. е. с учетом коэффициента сепарации

$$V'_{\text{гв}}(p_{ ph}) = V_{\text{гв}}(p_{ ph}) \cdot (1 - \sigma_c), \quad (9.14)$$

$$Q'_{\text{см}}(p_{ ph}) = Q_{\text{ж}}(p_{ ph}) + V'_{\text{гв}}(p_{ ph}). \quad (9.15)$$

Подставим в формулы (9.9) — 9.15) числовые значения величин для 1-го расчетного варианта:

$$\sigma_{c1} = [1 - (88,9/150)^2]/[1 + 0,93 \cdot 3,38 \cdot 10^{-4}/[0,02 \cdot (150^{-3})^2]] = 0,38;$$

$$\Gamma'_0 = 110 - (110 - 60,5) \cdot 0,38 = 91,2 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$p'_{ нас} = (91,2/110)^{1/0,5} \cdot (13,0 - 0,1) + 0,1 = 8,97 \text{ МПа};$$

$$V'_{\text{гв}}(\rho_{\text{пп1}}) = 3,31 \cdot 10^{-4} \cdot (1 - 0,38) = 2,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q'_{\text{см}}(\rho_{\text{пп1}}) = 3,38 \cdot 10^{-4} + 2,05 \cdot 10^{-4} = 5,43 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 46,9 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для 2-го варианта  $\sigma_{\text{с2}} = 0,78$ :

$$V'_{\text{гв}}(\rho_{\text{пп2}}) = 0,51 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q'_{\text{см}}(\rho_{\text{пп2}}) = 3,55 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 30,7 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для 3-го варианта  $\sigma_{\text{с3}} = 0$ :

$$\Gamma'_0 = \Gamma_0(\rho_{\text{нас}}) = 0;$$

$$Q'_{\text{см}}(\rho_{\text{пп3}}) = Q_{\text{ж}}(\rho_{\text{пп3}}) = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 25,0 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ВЫХОДЕ НАСОСА

Распределение давления по длине колонны НКТ может быть рассчитано по одной из методик, приведенных в гл. 5; при этом необходимо учесть, что продукция движется по кольцевому зазору между трубами и насосными штангами.

На рис. 9.1 и 9.2 представлены графики распределения давления в колонне НКТ (кривые с индексом «2») для первых двух расчетных вариантов, полученные по методике Пойттмана—Карпентера, в которой присутствие колонны штанг учтено введением эквивалентного гидравлического канала согласно Баксенделлу [23].

**Задача 9.3.** Определить давление на выходе насоса.

**Решение.** Давление на глубине спуска насоса  $L_n$ , определяемое по соответствующей кривой распределения, принимаем за давление на выходе насоса;  $p_{\text{вн1}} = 8,3 \text{ МПа}$ ,  $p_{\text{вн2}} = 9,5 \text{ МПа}$ ,  $p_{\text{вн3}} = 7,3 \text{ МПа}$ .

Далее рассчитываем характеристики продукции, поступающей из насоса в колонну НКТ при ходе нагнетания, т. е. при  $\rho_{\text{вн}i}$ , по (9.1) — (9.8), аналогично тому, как это было сделано ранее для давления  $p_{\text{пп}i}$ .

Для 1-го варианта  $p_{\text{вн1}} < p'_{\text{нас}}$ , следовательно в продукции имеется свободный газ:

$$b_n(\rho_{\text{вн1}}) = 1 + (1,28 - 1)[(8,3 - 0,1)/(13,0 - 0,1)]^{0,25} = 1,25;$$

$$b_{\text{ж}}(\rho_{\text{вн1}}) = 1,25(1 - 0,2) + 1 \cdot 0,2 = 1,2;$$

$$Q_{\text{ж}}(\rho_{\text{вн1}}) = 1,2 \cdot 2,32 \cdot 10^{-4}/(1 - 0,2) = 3,48 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Gamma_0(\rho_{\text{вн1}}) = 110[(8,3 - 0,1)/(13,0 - 0,1)]^{0,5} = 87,7 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V'_{\text{гв}}(\rho_{\text{вн1}}) = 2,32 \cdot 10^{-4} (91,2 - 87,7) \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 315/(8,3 \cdot 273) =$$

$$= 0,11 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q'_{\text{см}}(\rho_{\text{вн1}}) = (3,48 + 0,11) \cdot 10^{-4} = 3,59 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 31 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Для 2-го варианта  $p_{\text{вн}2} > p'_{\text{нас}}$  и свободный газ в продукции отсутствует:

$$b_{\text{н}}(p_{\text{вн}2}) = b_{\text{н}}(p'_{\text{нас}}) = 1 + (1,16 - 0,1) [(3,09 - 0,1)/(9,0 - 0,1)]^{0,25} = \\ = 1,12;$$

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{вн}2}) = 1,12 \cdot (1 - 0,55) + 1 \cdot 0,55 = 1,05;$$

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{вн}2}) = 1,05 \cdot 1,305 \cdot 10^{-4} / (1 - 0,55) = 3,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Gamma_0(p_{\text{вн}2}) = \Gamma_0(p'_{\text{нас}}) = 34,8 \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad V_{\text{гв}}(p_{\text{вн}2}) = 0;$$

$$Q'_{\text{см}}(p_{\text{вн}2}) = Q_{\text{ж}}(p_{\text{вн}2}) = 3,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 26,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Для 3-го варианта, очевидно,

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{вн}3}) = Q_{\text{нд}} = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 25,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В КЛАПАННЫХ УЗЛАХ

Расчет максимального перепада давления  $\Delta p_{\text{кл}}$ , возникающего при движении откачиваемой продукции через клапанные узлы насоса, основан на результатах работ А. М. Пирвердяна и Г. С. Степановой [15]. В расчетах принято, что при наличии в потоке жидкости свободного газа в качестве расчетной используется максимальная абсолютная скорость течения смеси через отверстие седла клапана, а при откачке обводненной смеси не образуется высоковязкая эмульсия.

Расчет потерь давления  $\Delta p_{\text{кл}}$  ведется в следующем порядке.

Расходы газожидкостной смеси через всасывающий  $Q'_{\text{см}}(p_{\text{пп}1})$  и нагнетательный  $Q'_{\text{см}}(p_{\text{вн}1})$  клапаны определены в задачах 9.2 и 9.3:

$$Q_{\text{кл вс}} = Q'_{\text{см}}(p_{\text{пп}}); \quad Q_{\text{кл н}} = Q'_{\text{см}}(p_{\text{вн}}).$$

Максимальная скорость движения продукции  $v_{\text{max}}$  в отверстии седла клапана с учетом неравномерности движения плунжера и соответствующее этой скорости число Рейнольдса  $Re_{\text{кл}}$  равны соответственно

$$v_{\text{max}} = 4Q_{\text{кл}}/d_{\text{кл}}^2; \tag{9.16}$$

$$Re_{\text{кл}} = v_{\text{max}} d_{\text{кл}} / v_{\text{ж}}, \tag{9.17}$$

где  $d_{\text{кл}}$  — диаметр отверстия в седле клапана, м (табл. 9.5);  $v_{\text{ж}}$  — кинематическая вязкость жидкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ . В качестве  $v_{\text{ж}}$  выбирается вязкость того из компонентов, содержание которого в откачиваемой продукции наибольшее.

**Задача 9.4.** Определить потери давления в клапанных узлах.

**Решение.** Для 1-го варианта

$$Q_{\text{кл вс}} = 5,43 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}, \quad Q_{\text{кл н}} = 3,59 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$v_{\text{max вс}} = 4 \cdot 5,43 \cdot 10^{-4} / (0,03)^2 = 2,41 \text{ м/с};$$

$$v_{\text{max н}} = 4 \cdot 3,59 \cdot 10^{-4} / (0,025)^2 = 2,29 \text{ м/с};$$

$$Re_{\text{кл вс}} = 2,41 \cdot 0,03 / (2 \cdot 10^{-6}) = 3,6 \cdot 10^4;$$

$$Re_{\text{кл н}} = 2,29 \cdot 0,025 / (2 \cdot 10^{-6}) = 2,9 \cdot 10^4.$$

Таблица 9.5. Размеры клапанов штанговых скважинных насосов

Насос	Условный диаметр насоса, мм	Диаметр отверстия седла клапана, мм			
		обычного		с увеличенным проходным сечением	
		всасываю- щего $d_{\text{кл в}}$	нагнетатель- ного $d_{\text{кл н}}$	всасываю- щего $d'_{\text{кл в}}$	нагнетатель- ного $d'_{\text{кл н}}$
Невставной	28	11	11	14	14
	32	14	14	18	18
	43	20	20	22,5	22,5
	55	25	25	30	30
	68	30	30	35,5	35,5
	93	40	40	48	48
Вставной	28	20	11	22,5	14
	32	20	14	22,5	18
	38	25	18	30	20
	43	25	20	30	22,5
	55	30	25	35,5	30

По графикам Г. С. Степановой определяем коэффициент расхода клапана  $\xi_{\text{кл}}$  в зависимости от числа Рейнольдса, вычисленного по (9.17) (рис. 9.3 кривая 1)  $\xi_{\text{кл вс}} = \xi_{\text{кл н}} = 0,4$ .

Перепад давления в клапане рассчитываем по формуле

$$\Delta p_{\text{кл}} = v_{\text{max}}^2 \rho_{\text{жд}} / (2 \xi_{\text{кл}}^2), \quad (9.18)$$

где  $\rho_{\text{жд}}$  — плотность дегазированной жидкости.

$$\rho_{\text{жд}} = \rho_{\text{нд}}(1 - \beta_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}}\beta_{\text{в}} = 820(1 - 0,2) + 1100 \cdot 0,2 = 876 \text{ кг/м}^3; \quad (9.19)$$

$$\Delta p_{\text{кл вс}} = (2,41)^2 \cdot 876 / (2 \cdot 0,4^2) = 1,6 \cdot 10^4 \text{ Па} \approx 0,02 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_{\text{кл н}} = (2,29)^2 \cdot 876 / (2 \cdot 0,4^2) = 1,44 \cdot 10^4 \text{ Па} \approx 0,01 \text{ МПа}.$$

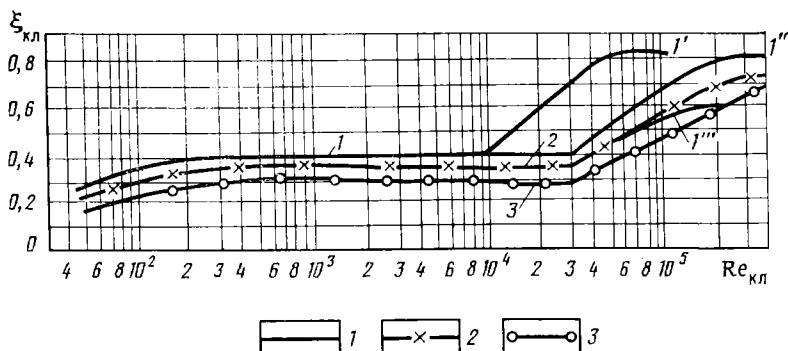


Рис. 9.3. Зависимость коэффициента расхода клапана  $\xi_{\text{кл}}$  от числа Рейнольдса: 1 — с одним шариком и с окнами:  $I' - d_{\text{кл}} = 14 \text{ мм}$ ;  $II' - d_{\text{кл}} = 25 \text{ мм}$ ;  $III' - d_{\text{кл}} = 30 \text{ мм}$ ; 2 — с одним шариком и со стаканом; 3 — с двумя шариками

Затем рассчитываем давления в цилиндре насоса при всасывании и нагнетании:

$$p_{\text{вс ц}} = p_{\text{пн}} - \Delta p_{\text{кл вс}} = 4,0 - 0,02 = 3,98 \text{ МПа}; \quad (9.20)$$

$$p_{\text{нц}} = p_{\text{вн}} + \Delta p_{\text{кл н}} = 8,3 + 0,01 = 8,31 \text{ МПа}. \quad (9.21)$$

Аналогичные расчеты, выполненные для 2-го и 3-го вариантов, дали следующие результаты.

Для 2-го варианта:

$$Q_{\text{кл вс}} = Q'_{\text{см}} (p_{\text{пн 2}}) = 3,55 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{кл н}} = Q_{\text{ж}} (p_{\text{вн 2}}) = 3,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$p_{\text{вн 2}} = 9,5 \text{ МПа} > p'_{\text{нвс}} = 3,09 \text{ МПа};$$

$$d_{\text{кл вс}} = d_{\text{кл н}} = 2 \cdot 10^{-2} \text{ м (см. табл. 9.5);}$$

$$v_{\text{max вс}} = 3,55 \text{ м/с}; \quad v_{\text{max н}} = 3,05 \text{ м/с}; \quad Re_{\text{кл вс}} = 7,1 \cdot 10^4;$$

$$Re_{\text{кл н}} = 6,1 \cdot 10^4; \quad \xi_{\text{кл вс}} = \xi_{\text{кл н}} = 0,4;$$

$$\rho_{\text{жд}} = 988 \text{ кг/м}^3; \quad \Delta p_{\text{кл вс}} \approx 0,04 \text{ МПа}; \quad \Delta p_{\text{кл н}} \approx 0,03 \text{ МПа},$$

$$p_{\text{вс ц}} = 1,96 \text{ МПа}; \quad p_{\text{нц}} = 9,53 \text{ МПа}.$$

Для 3-го варианта:

$$Q_{\text{кл вс}} = Q_{\text{кл н}} = Q_{\text{ж}} (p_{\text{пн 3}}) = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$d'_{\text{кл вс}} = d'_{\text{кл н}} = 22,5 \text{ мм} = 2,25 \cdot 10^{-2} \text{ м}$$

(в насосе НСН2-43 использованы клапанные узлы с увеличенным проходным сечением)

$$v_{\text{max}} = 2,3 \text{ м/с}; \quad Re_{\text{кл}} = 103; \quad \xi_{\text{кл}} = 0,31; \quad \rho_{\text{жд}} = 920 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta p_{\text{кл}} = 0,025 \text{ МПа}; \quad p_{\text{вс ц}} = 0,475 \text{ МПа}; \quad p_{\text{нц}} \approx 7,33 \text{ МПа}.$$

## РАСЧЕТ УТЕЧЕК В ЗАЗОРЕ ПЛУНЖЕРНОЙ ПАРЫ

На стадии проектирования штанговой насосной эксплуатации, когда еще не известен режим откачки, утечки в зазоре плунжерной пары нового (неизношенного) насоса рассчитываем по формуле А. М. Пирвердяна [15]

$$q_{\text{ут}} = 0,262 \left(1 + 1,5C_3^2\right) \frac{D_{\text{пл}} \delta^3 (p_{\text{вн}} - p_{\text{вс ц}})}{\rho_{\text{ж}} v_{\text{ж}} l_{\text{пл}}}, \quad (9.22)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$ ,  $v_{\text{ж}}$  — плотность и кинематическая вязкость откачиваемой жидкости;  $l_{\text{пл}}$  — длина плунжера, м (для серийных насосов  $l_{\text{пл}} = 1,2 \text{ м}$ );  $\delta$  — зазор между плунжером и цилиндром при их концентричном расположении, м;  $C_3$  — относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре, т. е. отношение расстояния между их центрами к величине  $\delta$  ( $0 \leq C_3 \leq 1$ ).

Формула (9.22) справедлива для ламинарного режима течения жидкости в зазоре, причем условие сохранения этого режима согласно [15] имеет следующий вид:

$$Re = q_{\text{ут}} / (D_{\text{пл}} v_{\text{ж}}) \leq Re_{\text{кр}} = 10^3, \quad (9.23)$$

где  $Re_{\text{кр}}$  — критическое значение числа Рейнольдса.

При турбулентном режиме течения жидкости в зазоре утечки можно приближенно определить по следующей зависимости:

$$q_{yt} = 4,7\pi D_{pl} [\delta^3 (p_{vn} - p_{vc}) / (l_{pl}\rho_{jk})]^{4/7} \cdot 1/v_{jk}^{1/7}. \quad (9.24)$$

После выбора режима откачки, когда известны длина хода плунжера  $S_{pl}$  и число двойных ходов плунжера в секунду  $N$ , можно уточнить объем утечек по следующей формуле:

$$q_{yt} = q_{yt} - 1,57\delta D_{pl} S_{pl} N. \quad (9.25)$$

Оценим утечки для каждого из расчетных вариантов. Предварительно принимаем:  $C_3 = 0,5$  — среднее значение для всех вариантов;  $\delta_1 = 0,25 \times 10^{-4}$  м,  $\delta_2 = 0,5 \times 10^{-4}$  м,  $\delta_3 = 0,75 \times 10^{-4}$  м в соответствии с выбранной в задаче 9.1 настоящего раздела группой посадки насоса;  $v_{jk1} = v_{vn}$ ;  $v_{jk2} = v_{v2}$ , так как вследствие сепарационных процессов в полости НКТ над насосом накапливается вода,  $v_{jk3} = v_n$ .

**Задача 9.5.** Рассчитать утечки в зазоре плунжерной пары.

**Решение.** Для 1-го варианта

$$q_{yt1} = 0,262 (1 + 1,5 \cdot 0,5^2) \frac{5,5 \cdot 10^{-2} (0,25 \cdot 10^{-4})^3 (8,3 - 3,98) \cdot 10^6}{876 \cdot 10^{-6} \cdot 1,2} = \\ = 0,13 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Проверим характер течения в зазоре

$$Re_1 = \frac{q_{yt}}{\pi D_{pl} v_{jk}} = \frac{0,13 \cdot 10^{-5}}{3,14 \cdot 5,5 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-6}} = 8 < Re_{kp}.$$

Следовательно, режим течения жидкости в зазоре — ламинарный.

Для 2-го и 3-го вариантов

$$q_{yt2} = 1,22 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}; \quad q_{yt3} = 0,81 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Проверка по критерию Рейнольдса показывает, что режим течения жидкости в зазоре ламинарный и для этих вариантов.

## РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА НАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИННОГО НАСОСА

Влияние свободного газа, поступающего в цилиндр насоса, на его подачу оценивают коэффициентом наполнения  $\eta_{nap}$

$$\eta_{nap} = V_{jk} (p_{nh}) / V, \quad (9.26)$$

где  $V_{jk} (p_{nh})$  — объем жидкости, поступающей в цилиндр насоса из скважины в течение хода всасывания при давлении  $p_{nh}$ ;  $V = F_{pl} S_{pl}$  — объем, описываемый плунжером при всасывании;  $F_{pl}$  — площадь поперечного сечения плунжера;  $S_{pl}$  — длина хода плунжера.

При решении практических и научных задач советскими исследователями используются зависимости, приведенные в работах [1, 11, 24]. В настоящее время наиболее полная расчетная схема процессов, протекающих в цилиндре скважинного насоса, разработана М. М. Глоговским и И. И. Дунюшкиным [24]. Она включает

6 предельных случаев изменения характеристик газожидкостной смеси в цилиндре при работе насоса в зависимости от предполагаемого течения процессов фазовых переходов и сегрегации фаз.

В дальнейшем изложении индекс  $i$  соответствует номеру рассматриваемого случая схемы ( $i = 0—5$ ), а индекс  $j$  — номеру расчетного варианта (см. табл. 9.1).

Расчет коэффициента наполнения в соответствии с этой схемой рекомендуется выполнять в следующем порядке.

1.  $i = 0$ . При  $p_{\text{вс}\,\text{ц}} \geq p_{\text{нас}}$  свободный газ в цилиндре насоса отсутствует и коэффициент наполнения определяют по формуле

$$\eta_{\text{нап}\,0j} = 1 - l_{\text{ут}}, \quad (9.27)$$

$$l_{\text{ут}} = q_{\text{ут}}/[2Q_{\text{ж}}(p_{\text{нас}})]. \quad (9.28)$$

Множитель 2 в знаменателе (9.28) обусловлен тем, что утечка жидкости в зазоре плунжерной пары происходит только при ходе плунжера вверх, т. е. в течение половины времени работы насоса.

2. При  $p_{\text{вс}\,\text{ц}} < p'_{\text{нас}}$ , где  $p'_{\text{нас}}$  — давление насыщения, определенное с учетом сепарации газа у приема насоса, в цилиндре насоса в течение крайней мере части хода всасывания имеется свободный газ.

В общем случае зависимость для расчета коэффициента наполнения  $\eta_{\text{нап}}$  имеет следующий вид для  $i = 1, \dots, 5$ :

$$\eta_{\text{нап}\,ij} = (1 - l_{\text{ут}})/(1 + R) - \delta_{ij}, \quad (9.29)$$

где

$$l_{\text{ут}} = q_{\text{ут}}/[2Q_{\text{см}}(p_{\text{вс}\,\text{ц}})]; \quad (9.30)$$

$$R = V'_{\text{г}\,\text{св}}(p_{\text{вс}\,\text{ц}})/[Q_{\text{ж}}(p_{\text{вс}\,\text{ц}})]; \quad (9.31)$$

$$\delta_{ij} = m_{\text{вр}} \cdot K_{\eta\,ij}/(1 + R), \quad (9.32)$$

$m_{\text{вр}}$  — отношение объема вредного пространства насоса к объему, описываемому плунжером; коэффициент  $K_{\eta\,ij}$  зависит от характера фазовых переходов и сегрегационных процессов. Ниже рассмотрены возможные предельные варианты поведения газожидкостной смеси в цилиндре насоса при его работе согласно [24].

3.  $i = 1$ . Процесс растворения газа неравновесный, т. е. растворимостью газа в нефти при увеличении давления в цилиндре от  $p_{\text{вс}\,\text{ц}}$  до  $p_{\text{нас}}$  можно пренебречь. Скорость сегрегации фаз такова, что к концу хода плунжера вниз вредное пространство насоса заполнено только жидкостью.

$$K_{\eta\,ij} = 0, \quad \delta_{ij} = 1, \quad \eta_{\text{нап}\,ij} = (1 - l_{\text{ут}})/(1 + R). \quad (9.33)$$

Величина  $\eta_{\text{нап}\,1j}$  определяет верхнюю границу значений коэффициента наполнения, когда снижение объемной подачи насоса по жидкости обусловлено только наличием свободного газа в откачиваемой газожидкостной смеси.

4.  $i = 2$ . Процесс растворения газа — неравновесный. Одновременно отсутствует сегрегация фаз, т. е. нефть, свободный газ и вода равномерно распределены в объеме цилиндра насоса.

В этом случае

$$K_{\eta\,2j} = (1 + R)/[1 + Rp_{\text{вс}\,\text{ц}}/p_{\text{нас}}] - 1. \quad (9.34)$$

5.  $i = 3$ . Процессы растворения и выделения газа — равновесные, т. е. количество растворенного в нефти газа при произвольном давлении в цилиндре  $p$  определяется зависимостью (9.1), и сегрегация фаз отсутствует. В этом случае при  $p_{\text{нц}} \geq p'_{\text{нас}}$  к моменту открытия нагнетательного клапана весь газ растворится в нефти и коэффициент  $K_{\eta_{3j}}$  определится по формуле

$$K_{\eta_{3j}} = b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) [1 - R/(1 - \beta_{\text{в}})] / [b_{\text{ж}}(p'_{\text{нас}})] - 1. \quad (9.35)$$

6.  $i = 4$ . Если в (9.29) и (9.35) принять соответственно  $l_{\text{ут}} = 0$ ;  $\beta_{\text{в}} = 0$ ;  $b_{\text{ж}}(p) \equiv 1$ , то получим общеизвестную формулу [1, 11]

$$\eta_{\text{нап } 4j} = (1 - m_{\text{ап}} R) / (1 + R). \quad (9.36)$$

7.  $i = 5$ . Если  $p_{\text{нц}} < p'_{\text{нас}}$ , то это означает, что за время нагнетания не весь свободный газ растворился в нефти. В этом случае

$$K_{\eta_{5j}} = \frac{(1 + R)}{\frac{b_{\text{ж}}(p_{\text{нц}})}{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})} + R \frac{p_{\text{вс ц}}}{p'_{\text{нас}}} - [\Gamma_0(p_{\text{нц}}) - \Gamma_0(p_{\text{вс ц}})] \frac{(1 - \beta_{\text{в}}) p_0}{b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) p_{\text{нц}}]} - 1. \quad (9.37)$$

Выше рассмотрены предельные случаи поведения газожидкостной смеси. Однако реальные процессы, протекающие в цилиндре насоса, им редко соответствуют.

Используя методику [24], можно с достаточной степенью достоверности указать интервалы значений, в которых должен находиться фактический коэффициент наполнения. Как было указано ранее, верхней границей для всех возможных случаев будет значение  $\eta_{\text{нап } 1j}$ , а нижняя граница будет изменяться в зависимости от того, к какому процессу — равновесному или неравновесному — будет ближе реальное поведение газожидкостной смеси в насосе. Для каждого из рассмотренных случаев можно определить средний вероятный коэффициент наполнения  $\bar{\eta}_{\text{нап } ij}$ , а также максимальное абсолютное отклонение  $\delta_i$  реального коэффициента от вероятного среднего

$$\bar{\eta}_{\text{нап } ij} = 0,5 (\eta_{\text{нап } 1j} + \eta_{\text{нап } ij}); \quad (9.38)$$

$$\delta_i = \pm 0,5 \delta \eta_{ij}, \quad (9.39)$$

где  $i = 2, \dots, 5$ .

Задача 9.5. Рассчитать коэффициент наполнения для выбранных вариантов.

Решение. Для 1-го варианта.

При  $p_{\text{вс ц}} = 3,98$  МПа,  $p'_{\text{нас}} = 8,97$  МПа, т. е.  $p_{\text{вс ц}} < p'_{\text{нас}}$  и в цилиндре насоса при всасывании имеется свободный газ.

Для заданных давлений  $p_{\text{вс ц}}$ ,  $p_{\text{нц}}$  и  $p'_{\text{нас}}$  по (9.1) — (9.6) предварительно рассчитаем:

$$b_{\text{н}}(p_{\text{вс ц}}) = 1,207; \quad b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) = 1,166; \quad \Gamma_0(p_{\text{вс ц}}) = 60,3 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V'_{\text{гв}}(p_{\text{вс ц}}) = 2,08 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{ж}(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 3,38 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}; \quad Q_{см}(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 5,46 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}; \\ b_{ж}(\rho_{нц}) = 1,25; \quad b_{ж}(\rho'_{нас}) = 1,20; \quad \Gamma_0(\rho_{нц}) = 87,75 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Затем расчет выполняем в следующем порядке:

$$\iota_{yt} = 0,13 \cdot 10^{-5} / (2 \cdot 5,46 \cdot 10^{-4}) = 0,001;$$

$$R = 2,08 \cdot 10^{-4} / (3,38 \cdot 10^{-4}) = 0,615;$$

$$\eta_{нап\ 11} = (1 - 0,001) / (1 + 0,615) = 0,619;$$

$$K_{\eta\ 21} = (1 + 0,615) / (1 + 0,615 \cdot 3,98 / 8,31) - 1 = 0,248.$$

Для всех вариантов принимаем  $m_{вр} = 0,2$ .

$$\delta\eta_{21} = 0,2 \cdot 0,248 / (1 + 0,615) = 0,031;$$

$$\eta_{нап\ 21} = 0,619 - 0,031 = 0,588.$$

При  $\rho_{нц} = 8,31 \text{ МПа}$ , а  $\rho'_{нас} = 8,97 \text{ МПа}$ , т. е.  $\rho_{нц} < \rho'_{нас}$  и не весь газ растворяется в нефти в течение хода нагнетания. Для этого случая

$$K_{\eta\ 51} = \frac{(1 + 0,615)}{\frac{1,2}{1,166} + 0,615 \frac{3,98}{8,97} - [87,75 - 60,3] \frac{(1 - 0,2) \cdot 0,1}{1,166 \cdot 8,31}} - 1 = \\ = \frac{1,615}{1,029 + 0,273 - 0,227} - 1 = 0,50; \quad \delta\eta_{51} = \frac{0,2 \cdot 0,50}{1 + 0,615} = 0,062; \\ \eta_{нап\ 51} = 0,619 - 0,062 = 0,557.$$

Следовательно, фактический коэффициент наполнения заключен в интервале:  $0,557 \leq \eta_{нап} \leq 0,619$ .

Средний коэффициент наполнения для рассматриваемого варианта равен  $\bar{\eta}_{нап} = (0,557 + 0,619) / 2 = 0,588 \approx 0,59$ , а максимальное относительное отклонение от вычисленного среднего  $(\Delta\eta_{нап})_{max} = (\eta_{нап\ 1} - \bar{\eta}_{нап}) 100 \% / \bar{\eta}_{нап} = 5,3 \%$ .

Окончательно принимаем для 1-го расчетного варианта  $\eta_{нап} = 0,59$ .

Для 2-го расчетного варианта.

При  $\rho_{вс\ \text{ц}} < \rho'_{нас}$  и в цилиндре при всасывании имеется свободный газ:

$$b_{ж}(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 1,05; \quad \Gamma_0(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 27,4 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V'_{г\ в}(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 0,55 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}; \quad Q_{ж}(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 3,04 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{см}(\rho_{вс\ \text{ц}}) = 3,59 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}; \quad b_{ж}(\rho'_{нас}) = 1,055;$$

$$\iota_{yt} = 0,017; \quad R = 0,18; \quad \eta_{нап\ 12} = 0,833; \quad \eta_{нап\ 22} = 0,81;$$

$$\eta_{нап\ 32} = 0,766; \quad \eta_{нап\ 42} = 0,816.$$

Фактический коэффициент наполнения заключен в интервале  $0,766 \leq \eta_{нап} \leq 0,833$ , средний  $\bar{\eta}_{нап} = (0,766 + 0,833) / 2 = 0,80$ , а максимальное относительное отклонение от вычисленного среднего составляет  $\approx 5 \%$ .

Окончательно принимаем для 2-го расчетного варианта  $\eta_{\text{нап}} = 0,80$ .

Для 3-го расчетного варианта характерно отсутствие свободного газа, поэтому коэффициент наполнения рассчитываем (9.27), предварительно определив  $l_{\text{ут}}$  по (9.28):

$$l_{\text{ут}} = 0,81 \cdot 10^{-7} / (2 \cdot 2,9 \cdot 10^{-4}) = 1,4 \cdot 10^{-4};$$

$$\eta_{\text{нап 03}} = 1 - 1,4 \cdot 10^{-4} = 0,99986 \approx 1.$$

## РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА УСАДКИ НЕФТИ

Коэффициент  $\eta_{\text{пр}}$ , учитывающий уменьшение объема нефти при снижении давления  $p_{\text{вс ц}}$  до давления в сепарирующем устройстве за счет выделения растворенного газа, рассчитывают по следующей формуле:

$$\eta_{\text{пр}} = 1 - [b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) - 1](1 - \beta_b) / [b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})]. \quad (9.40)$$

**Задача 9.6.** Рассчитать коэффициент усадки нефти.

**Решение.** Для рассматриваемых расчетных вариантов этот коэффициент равен соответственно:

$$\eta_{\text{пр 1}} = 1 - (1,166 - 1)(1 - 0,2) / 1,166 = 0,89;$$

$$\eta_{\text{пр 2}} = 1 - (1,05 - 1)(1 - 0,55) / 1,05 = 0,98; \quad \eta_{\text{пр 3}} = 1.$$

## РАСЧЕТ ТРЕБУЕМОЙ ПОДАЧИ НАСОСА И СКОРОСТИ ОТКАЧКИ

Подача насоса  $W_{\text{нас}}$  для обеспечения запланированного отбора жидкости при получившемся коэффициенте наполнения определяется по формуле

$$W_{\text{нас}} = Q_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) / \eta_{\text{нап}}. \quad (9.41)$$

С другой стороны, требуемая подача насоса равна

$$W_{\text{нас}} = F_{\text{пл}} S_{\text{пл}} N, \quad (9.42)$$

где  $F_{\text{пл}}$ ,  $S_{\text{пл}}$ ,  $N$  — соответственно площадь поперечного сечения плунжера,  $\text{м}^2$ ; длина его хода, м; число двойных ходов,  $\text{s}^{-1}$ . При известном диаметре насоса необходимую скорость откачки определяют по формуле

$$S_{\text{пл}} N = W_{\text{нас}} / F_{\text{пл}}, \quad (9.43)$$

после чего, задаваясь одним из сомножителей ( $S_{\text{пл}}$  и  $N$ ), можно вычислить второй.

**Задача 9.7.** Рассчитать подачу насоса и скорость откачки.

**Решение.** Для рассматриваемых расчетных вариантов по (9.41) — (9.43) получим.

Для 1-го варианта

$$W_{\text{нас}} = 3,38 \cdot 10^{-4} / 0,59 = 5,73 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 49,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При  $D_{\text{пл}} = 55 \text{ мм}$  и  $F_{\text{пл}} = 2,376 \times 10^{-3} \text{ м}^2$

$$(S_{\text{пл}} N)_1 = 5,73 \cdot 10^{-4} / (23,8 \cdot 10^{-4}) = 0,241 \text{ м}/\text{с} = 14,5 \text{ м}/\text{мин.}$$

В качестве первого приближения задаем:  $S_{\text{пл}} = 2,1 \text{ м}$ , тогда  $N = 0,24 / 2,1 = 0,115 \text{ 1/c}$  или  $n = N \cdot 60 = 6,9 \text{ кач/мин.}$

Для 2-го варианта

$$W_{\text{нас}} = 3,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 32,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При  $D_{\text{пл}} = 43 \text{ мм}$  и  $F_{\text{пл}} = 14,5 \text{ см}^2$

$$(S_{\text{пл}} \cdot N)_2 = 3,8 \cdot 10^{-4} / (14,5 \cdot 10^{-4}) = 0,262 \text{ м}/\text{с} = 15,7 \text{ м}/\text{мин.}$$

Принимаем  $S_{\text{пл}} = 2,4 \text{ м}$ , тогда  $n = 6,54 \text{ 1}/\text{мин.}$

Для 3-го варианта

$$W_{\text{нас}} = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 25 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При  $D_{\text{пл}} = 43 \text{ мм}$  и  $F_{\text{пл}} = 14,5 \text{ см}^2$

$$(S_{\text{пл}} \cdot N)_3 = 2,9 \cdot 10^{-4} / (14,5 \cdot 10^{-4}) = 0,2 \text{ м}/\text{с} = 12 \text{ м}/\text{мин.}$$

Принимаем  $S_{\text{пл}} = 2,4 \text{ м}$ , тогда  $n = 5 \text{ 1}/\text{мин.}$

## ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ

Конструирование штанговой колонны (ШК) предполагает выбор марки материала штанг, определение необходимого числа ступеней, диаметра и длины штанг каждой ступени. Выбранная конструкция колонны должна обеспечить безаварийную работу насосной установки с запланированной подачей и при минимальных затратах.

При проектировании штанговой насосной эксплуатации скважины наиболее простым и оперативным способом является подбор конструкции штанговой колонны по специальным таблицам. В настоящее время наибольшее распространение получили таблицы АзНИПИнефти [21, 24], для пользования которыми необходимо знать только диаметр и глубину спуска скважинного насоса.

Однако штанговая колонна, выбранная по этим таблицам, может оказаться неравнопрочной, и поэтому при дальнейшем расчете ее конструкция должна быть уточнена.

Задача 9.7. Выбрать конструкцию колонны штанг.

Решение. Для каждого из рассматриваемых расчетных вариантов по таблицам АзНИПИнефть выбираем конструкцию ШК.

1-й вариант.  $D_{\text{пл}} = 55 \text{ мм}$ ,  $L_n = 1200 \text{ м}$ .

Для этих условий по таблицам [21] выбираем двухступенчатую колонну штанг из легированной стали марки 20НМ нормализованной. Диаметр штанг нижней ступени  $d_{\text{шт I}} = 22 \text{ мм}$ , верхней —  $d_{\text{шт II}} = 25 \text{ мм}$ , а соотношение длин ступеней  $l_1 : l_{\text{II}} = 60 : 40$ . Предельная глубина спуска для насоса диаметром 55 мм на этой колонне составляет 1230 м.

2-й вариант. Для  $D_{\text{пл}} = 43 \text{ мм}$ ,  $L_n = 900 \text{ м}$ .

Для этих условий выбираем двухступенчатую колонну штанг из легированной стали 20НМ, нормализованной  $d_{\text{шт I}} = 16 \text{ мм}$ ,  $d_{\text{шт II}} = 19 \text{ мм}$ ,  $l_1 : l_{\text{II}} = 45 : 55$ . Предельно допустимая глубина спуска насоса диаметром 43 мм в этом случае составляет 1180 м.

3-й вариант.  $D_{\text{пл}} = 43 \text{ мм}$ ,  $L_n = 600 \text{ м}$ .

Для этих условий по таблицам [21] выбираем одноступенчатую колонну штанг нормализованных из углеродистой стали диаметром

Таблица 9.6. Геометрические и весовые характеристики насосных штанг

Показатель	Диаметр штанг $d_{шт}$ , мм			
	16	19	22	25
Площадь поперечного сечения, $\text{см}^2$	2,01	2,83	3,80	4,91
Наружный диаметр муфты, мм	38	42	46	55
Вес 1 м штанги с муфтой в воздухе, Н	17,5	23,5	31,4	41,0

$d_{шт} = 19$  мм. Предельная глубина спуска насоса для этих условий 860 м.

Геометрические и весовые характеристики насосных штанг, необходимые для дальнейших расчетов, приведены в табл. 9.6.

### РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ХОДА ПЛУНЖЕРА И ДЛИНЫ ХОДА ПОЛИРОВАННОГО ШТОКА

При работе ШСНУ колонны штанг и труб периодически подвергаются упругим деформациям от веса жидкости, действующей на плунжер, кроме того, на колонну штанг действуют динамические нагрузки и силы трения, вследствие чего длина хода плунжера может существенно отличаться от длины хода полированного штока.

Режимы работы ШСНУ принято делить на статические и динамические по критерию динамического подобия (критерий Коши)

$$\mu_d = \omega L_h / a, \quad (9.44)$$

где  $a$  — скорость звука в штанговой колонне,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $\omega = 2\pi N$  — частота вращения вала кривошипа,  $\text{с}^{-1}$ ;  $L_h$  — длина колонны штанг, м.

При  $\mu_d \leq 0,3$ — $0,4$  режим работы установки считается статическим, при больших  $\mu_d$  — динамическим. Для статических режимов силы инерции не оказывают практического влияния на длину хода плунжера.

Для статического режима работы длину хода полированного штока вычисляют по следующей формуле:

$$S = S_{пл} + \lambda, \quad (9.45)$$

$$\text{где } \lambda = \lambda_{шт} + \lambda_{тр} \quad (9.46)$$

представляет собой сумму упругих деформаций штанг ( $\lambda_{шт}$ ) и труб ( $\lambda_{тр}$ ), вызванные действием гидростатической нагрузки на плунжер и вычисляемые по следующим формулам:

$$\lambda_{шт} = \left[ \sum_{i=1}^n (\varepsilon_i / f_{шт i}) \right] (p_{ви} - p_{вс и}) F_{пл} L_h / E, \quad (9.47)$$

$$\lambda_{тр} = (p_{ви} - p_{вс и}) F_{пл} L_h / (E f'_{тр}), \quad (9.48)$$

где  $\varepsilon_i$  — доля длины штанг с площадью поперечного сечения  $f_{шт i}$  в общей длине штанговой колонны  $L_h$ ;  $f'_{тр}$  — площадь попереч-

ногого сечения по телу подъемных труб,  $\text{м}^2$ ;  $E$  — модуль упругости материала штанг,  $E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ .

Если колонна насосно-компрессорных труб заякорена у насоса, то  $\lambda_{\text{тр}} = 0$ .

При динамическом режиме работы ШСНУ длину хода полированного штока можно определить по следующим формулам.

Формула АзНИПИнефть

$$S = (S_{\text{пл}} + \lambda) / [1 + m (\mu_d)^2 / 2], \quad (9.49)$$

где  $m$  — коэффициент, учитывающий влияние силы энергии массы столба жидкости на упругие деформации штанг. Значения коэффициента  $m$ , рассчитанные А. Н. Адониным, приведены ниже.

Условный диаметр насоса, мм . . . . .	$\leq 43$	55	68	93
Коэффициент $m$ . . . . .	1	1,5	2,0	3,0

Формула (9.49) справедлива при  $\mu_d \leq 0,5$ .

Формула А. С. Вирновского для двухступенчатой колонны штанг, учитывающая вынужденные колебания последней, вызванные периодическим приложением и снятием нагрузки от веса жидкости

$$S = (S_{\text{пл}} + \lambda) [\cos \mu_{dI} \cdot \cos \mu_{dII} - \sin \mu_{dI} \cdot \sin \mu_{dII} f_{\text{штII}} / f_{\text{штI}}], \quad (9.50)$$

где  $\mu_{dI, II} = \omega l_{I, II} / a$ ;  $l_I, l_{II}$  — длины ступеней колонны с площадями штанг  $f_{\text{штI}}$  и  $f_{\text{штII}}$  соответственно. Для частного случая колонны штанг постоянного сечения (т. е. одноступенчатой) формула (9.50) переходит в формулу Л. С. Лейбензона

$$S = (S_{\text{пл}} + \lambda) \cdot \cos \mu_d. \quad (9.51)$$

Формулы (9.50) и (9.51) могут применяться для  $0,2 \leq \mu_d \leq 1,1$ .

Длину хода плунжера для ступенчатой колонны штанг можно рассчитать по (9.49) и по (9.51) — для одноступенчатой колонны, если соответственно изменить величину скорости звука  $a$ , входящую в зависимость (9.44). В одноразмерной колонне штанг  $a = 4600 \text{ м/с}$ , а более высокая жесткость ступенчатых колонн может быть учтена, если принять  $a = 4900 \text{ м/с}$  для двухступенчатой колонны и  $a = 5300 \text{ м/с}$  для трехступенчатой.

Все приведенные формулы не учитывают влияния гидродинамического трения на ход плунжера. Этого недостатка лишена формула А. С. Вирновского

$$S = (S_{\text{пл}} + \lambda) \sqrt{\cos^2 \mu_d + \operatorname{sh}^2(hL_h/a)} . \quad (9.52)$$

где  $h$  — константа трения,  $\text{с}^{-1}$ , обычно  $h = 0,2—1,0 \text{ с}^{-1}$ .

Задача 9.8. Рассчитать потери хода плунжера и длину хода полированного штока.

Решение. Потери хода плунжера и длины хода полированного штока рассчитывают в следующем порядке (на примере 1-го варианта).

1. Определяют частоту вращения  $\omega$  и параметр динамического подобия  $\mu_d$ :

$$\omega = 2\pi N = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,115 = 0,722 \text{ с}^{-1}, \quad \mu_d = 0,722 \cdot 1200 / 4900 \approx 0,18.$$

Скорость звука в двухступенчатой штанговой колонне принимают  $a = 4900$  м/с.

$\mu_d = 0,18 < 0,3$ , следовательно, режим откачки — статический и потери хода плунжера рассчитывают по (9.47) и (9.48):

$$\lambda_{шт} = \frac{(8,30 - 3,98) \cdot 2,376 \cdot 10^{-3} \cdot 1200}{2 \cdot 10^5 \cdot 10^{-4}} \left( \frac{0,6}{3,80} + \frac{0,4}{4,91} \right) = 0,147 \text{ м};$$

$$\lambda_{тр} = (8,30 - 3,98) \cdot 2,376 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 / (2 \cdot 10^5 \cdot 16,7 \cdot 10^{-4}) = 0,037 \text{ м}.$$

Согласно (9.45) и (9.46) получают

$$\lambda = 0,147 + 0,037 = 0,184 \text{ м}; \quad S = 2,10 + 0,18 = 2,28 \text{ м}.$$

Проверяют погрешность, получаемую из-за того, что не учтены динамические процессы. Для этого рассчитывают  $S$  по (9.51)

$$S = (2,10 + 0,18) \cdot \cos 0,18 = 2,24 \text{ м}.$$

Таким образом, расхождение расчетных величин составило 0,04 м, или менее 2 %. Таким расхождением можно пренебречь.

Для 2-го варианта получают следующие результаты:

$$\omega = 0,684 \text{ с}^{-1}, \mu_d = 0,13, \text{ режим откачки — статический, } \lambda_{шт} = 0,206 \text{ м, } \lambda_{тр} = 0,057 \text{ м, } \lambda = 0,26 \text{ м, } S = 2,66.$$

С учетом поправки на динамические процессы принимают для дальнейших расчетов  $S = 2,65$  м.

Для 3-го варианта:

$$\omega = 0,52 \text{ с}^{-1}, \mu_d = 0,07 \text{ и, следовательно, режим откачки — статический, } \lambda_{шт} = 0,105 \text{ м, } \lambda_{тр} = 0,026 \text{ м, } \lambda = 0,13 \text{ м, } S = 2,53 \text{ м.}$$

Оценивают для условий данного примера влияние повышенной вязкости откачиваемой жидкости на длину хода полированного штока, рассчитав  $S$  по (9.52), где принятая константа трения равной  $h = 1 \text{ с}^{-1}$

$$S = (2,4 + 0,13) \sqrt{\cos^2(0,07) + \sin^2(1 \cdot 600/4600)} = 2,54 \text{ м.}$$

Следовательно, для данного случая неточность расчета, обусловленная влиянием даже очень высокой вязкости жидкости на длину хода, не превысила 1 %.

Можно отметить, что ощутимое влияние на длину хода повышенная вязкость оказывает только при большой длине штанговой колонны.

## РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ШТАНГОВУЮ КОЛОННУ

В течение цикла работы скважинного насоса на колонну насосных штанг действуют нагрузки как постоянные по величине и направлению на протяжении всего цикла или значительной части его, так и переменные.

К постоянным или статическим нагрузкам принято относить собственный вес колонны штанг в жидкости  $P'_{шт}$  и в воздухе,  $P_{шт}$  и гидростатическую нагрузку, обусловленную разницей давлений жидкости над и под плунжером при ходе его вверх  $P_{ж}$ .

К переменным нагрузкам относятся следующие:  
 инерционная, вызванная переменной по величине и направлению скоростью движения системы штанга—плунжер  $P_{ин}$ ;  
 вибрационная, обусловленная колебательными процессами в колонне штанг вследствие приложения и снятия гидростатической нагрузки на плунжер  $P_{вib}$ ;  
 все силы сопротивления, возникающие при работе ШСНУ.  
 Статические нагрузки определяют по следующим формулам:

$$P_{шт} = L_h \left( \sum_{i=1}^n q_{шт,i} \cdot \varepsilon_i \right); \quad (9.53)$$

$$P'_{шт} = K_{арх} \cdot P_{шт}; \quad (9.54)$$

$$P_{ж} = (\rho_{вн} - \rho_{вс,п}) \cdot F_{пл}; \quad (9.55)$$

где  $q_{шт,i}$  — вес 1 м штанг  $i$ -й ступени в воздухе, Н/м;  $K_{арх}$  — коэффициент плавучести штанг,

$$K_{арх} = (\rho_{шт} - \rho_{см,т}) / \rho_{шт}; \quad (9.56)$$

$\rho_{шт}$ ,  $\rho_{см,т}$  — плотности материала штанг и газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{шт} = 7850$  кг/м<sup>3</sup>,

$$\rho_{см,т} = (\rho_{вн} - p_y) / (L_h \cdot g). \quad (9.57)$$

Динамические нагрузки, к которым относятся вибрационная  $P_{вib}$  и инерционная  $P_{ин}$ , с наибольшей точностью рассчитывают по формулам А. С. Вирновского.

Для хода вверх

$$P_{вib,в} = \alpha_1 m_\omega \sqrt{(a_1 \psi - \lambda_{шт}/S) P_{шт} P_{ж}}; \quad (9.58)$$

$$P_{ин,в} = \alpha_1^2 \cdot m_\omega^2 [a_1 - 2\lambda_{шт}/(\psi S)] P_{шт} / 2. \quad (9.59)$$

Вибрационную и инерционную нагрузки для хода вниз получают из вышеприведенных формул заменой в них коэффициентов  $\alpha_1$  и  $a_1$  соответственно коэффициентами  $\alpha_2$  и  $a_2$ . В (9.58) и (9.59) использованы следующие обозначения:

$$m_\omega = \sqrt{\omega^2 S/g}, \quad \psi = \lambda_{шт}/(\lambda_{шт} + \lambda_{тр}), \quad (9.60)$$

$\alpha_1$  ( $\alpha_2$ ),  $a_1$  ( $a_2$ ) — кинематические коэффициенты, учитывающие отклонения истинных характеристик перемещения точки подвеса штанг от законов гармонического движения. Значения этих коэффициентов для применяемых в настоящее время станков-качалок приведены в [24]. Для приближенных практических расчетов можно принять  $a_1 = a_2 = \alpha_1 = \alpha_2 = 1$ .

Для повышения точности А. Н. Адонин и М. Я. Мамедов предложили ввести в формулы А. С. Вирновского для расчета динамических нагрузок при ходе вверх  $P_{дин,в}$  и вниз  $P_{дин,н}$  поправочные коэффициенты соответственно  $K_{дин,в}$  и  $K_{дин,н}$ , определенные на

основании статистической обработки фактических нагрузок в точке подвеса штанг:

$$P_{\text{дин в}} = K_{\text{дин в}} (P_{\text{вib в}} + P_{\text{ин в}}), \quad (9.61)$$

$$P_{\text{дин н}} = K_{\text{дин н}} (P_{\text{вib н}} + P_{\text{ин н}}). \quad (9.62)$$

Численные значения коэффициентов приведены ниже.

$D_{\text{пл}}$	0,032	0,038	0,043	0,055	0,068	0,093
$K_{\text{дин в}}$	1,0	0,97	0,94	0,89	0,85	0,80
$K_{\text{дин н}}$	0,99	0,95	0,91	0,84	0,79	0,72

В настоящее время отсутствует универсальная методика расчета экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг (максимальной  $P_{\text{max}}$  и минимальной  $P_{\text{min}}$ ), в которой были бы учтены все перечисленные выше составляющие нагрузки, действующие на колонну штанг. Однако экспериментальные исследования в стендо-вых скважинах и статистическая обработка фактических промысловых данных позволили установить, что для широкого диапазона условий эксплуатации насосных установок и режимов их работ в нормальных скважинах наиболее точными являются формулы А. С. Вирновского:

$$P_{\text{max}} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{дин в}}, \quad (9.63)$$

$$P_{\text{min}} = P'_{\text{шт}} - P_{\text{дин н}}, \quad (9.64)$$

где динамические нагрузки при ходе вверх и вниз рассчитывают по (9.58) и (9.59) или (9.61) и (9.62).

Для статических режимов откачки при  $\mu_d \leq 0,3-0,4$  А. Н. Адонин предложил рассчитывать  $P_{\text{дин в}}$  и  $P_{\text{дин н}}$  для (9.63) и (9.64) по следующей упрощенной зависимости:

$$P_{\text{дин в}} = P_{\text{дин н}} = D_{\text{пл}} \cdot m_{\omega} P_{\text{шт}} \sqrt{\psi - \lambda_{\text{шт}}/S} / (3d_{\text{шт ср}}) + 1000, \quad (9.65)$$

где  $d_{\text{шт ср}}$  — средний диаметр штанг в ступенчатой колонне;

$$d_{\text{шт ср}} = 1,128 \sqrt{\sqrt{n} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_i/f_{\text{шт т}})}. \quad (9.66)$$

Приведенные выше зависимости (9.58) — (9.65) используются, как правило, при решении научных задач, когда требуется высокая точность и достоверность результатов. На практике часто применяют более простые, хотя и менее точные зависимости, так называемые упрощенные формулы.

### Упрощенные формулы для определения максимальной нагрузки

При статическом режиме работы ШСНУ, т. е. при  $\mu_d \leq (0,30-0,40)$ , достаточную для практики точность обеспечивают следующие зависимости:

формула И. М. Муравьева

$$P_{\text{max}} = P_{\text{шт}} (K_{\text{арх}} + Sn^2/1440) + P_{\text{ж}}, \quad (9.67)$$

где  $n = N \cdot 60$  — число ходов плунжера,  $\text{мин}^{-1}$ ;

формула И. А. Чарного

$$P_{\max} = P_{\text{шт}} (K_{\text{арх}} + Sn^2/1790 \cdot \operatorname{tg} \mu_d/\mu_d) + P_{\text{ж}}; \quad (9.68)$$

формула Д. С. Слоннеджера

$$P_{\max} = (P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}) (1 + Sn/137). \quad (9.69)$$

Погрешность расчета по перечисленным приближенным формулам находится в пределах 10—20 % от  $P_{\max}$ .

Известны также и другие зависимости для расчета максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, которые по существу не отличаются от приведенных приближенных формул.

### Упрощенные формулы для определения минимальной нагрузки:

формула К. Милса

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} (1 - Sn^2/1790); \quad (9.70)$$

формула Д. Джонсона

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} (K_{\text{арх}} - Sn^2/1790). \quad (9.71)$$

По данным Н. Д. Дрэготеску, надежность приближенных формул для определения минимальной нагрузки  $P_{\min}$  обычно заметно ниже надежности аналогичных формул для  $P_{\max}$ .

При работе штанговой насосной установки возникают различные силы сопротивления. Наиболее существенное влияние на силовые и энергетические показатели и надежность установки оказывают следующие силы:

механического трения колонны штанг о стенки НКТ  $P_{\text{тр мх}}$ ,  
гидродинамического трения штанг  $P_{\text{тр г}}$ ,  
трения плунжера о стенки цилиндра  $P_{\text{тр пл}}$ ,  
гидравлического сопротивления от перепада давления в нагнетательном клапане насоса  $P_{\text{кл н}}$ .

Абсолютная величина каждой из этих сил, а также энергия, которую необходимо затратить на их преодоление, и степень относительного их влияния на показатели эксплуатации ШСНУ сильно зависят от физических свойств добываемой продукции, конструкции скважины, компоновки и режима работы оборудования.

Ниже приведены зависимости, используемые для расчета сил сопротивления.

Механическое трение штанг обусловлено тем, что вследствие отклонения ствола скважины от вертикали колонна штанг с определенной силой прижимается к стенкам колонны НКТ.

В большинстве случаев профиль скважины может быть схематизирован плоской кривой, имеющей несколько интервалов с различными (но постоянными в пределах данного интервала) углами наклона. В этом случае для расчета силы механического трения

штанг может быть использована зависимость, предложенная А. А. Песляком и упрощенная А. Х. Шариповым

$$P_{\text{тр мх}} = C_{\text{шт}} \sum_{i=1}^n \Delta L_i (q'_{\text{шт}} \cdot \sin \alpha_i + P_{i-1} \cdot \Delta \alpha_i / \Delta L_i), \quad (9.72)$$

где  $C_{\text{шт}}$  — коэффициент трения штанг о трубы;  $\Delta L_i$  — длина  $i$ -го участка с отклонением  $\alpha_i$  от вертикали, м;  $P_{i-1}$  — текущая суммарная нагрузка от веса жидкости штанг и сил трения, приложенная к нижнему сечению  $i$ -го участка, Н;  $\alpha_i$  — угол отклонения  $i$ -го участка ствола скважины от вертикали, рад.

Коэффициент трения  $C_{\text{шт}}$ , по данным ряда авторов, колеблется в широких пределах: от 0,1 до 0,7 и зависит от свойств жидкости, заполняющей подъемные трубы, в первую очередь от ее вязкости и содержания воды. В. М. Троицкий рекомендует принимать при расчетах следующие средние значения коэффициента трения  $C_{\text{шт}}$ :

для обводненной нефти с вязкостью  $10^{-6}$ — $10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с  $C_{\text{шт}} = 0,25$ ,

для легкой нефти с вязкостью менее  $3 \times 10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с  $C_{\text{шт}} = 0,20$ ,  
то же более  $3 \times 10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с  $C_{\text{шт}} = 0,16$ .

Формулу (9.72) можно упростить, если принять постоянным угол отклонения ствола скважины от вертикали во всем интервале подвески насоса и равным максимальному его значению: тогда учитывая, что при  $\alpha \leq 15^\circ$ ,  $\sin \alpha \approx \alpha$  окончательно получают

$$P_{\text{тр мх}} = C_{\text{шт}} \alpha_{\text{макс}} (P_{\text{ж}} + P'_{\text{шт}}). \quad (9.73)$$

Для расчета силы сопротивления движению штанговой колонны в потоке вязкой жидкости, т. е. силы гидродинамического трения  $P_{\text{тр г}}$  предложено большое число приближенных формул, отличающихся друг от друга упрощающими допущениями и степенью учета различных факторов. А. М. Пирвердян получил формулу для расчета  $P_{\text{тр г}}$  для гладкой, т. е. безмуфтовой, штанговой колонны и при отсутствии потока жидкости в подъемных трубах, т. е. когда трубы заглушены на нижнем конце

$$P_{\text{тр г}} = 2\pi^2 L_{\text{н}} \cdot v_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot S N M_{\text{шт}}, \quad (9.74)$$

$$\text{где } M_{\text{шт}} = 1/[(m^2 + 1) \cdot \ln m / (m^2 - 1) - 1], \quad m = D_{\text{тв}} / d_{\text{шт}}. \quad (9.75)$$

Рассчитать  $P_{\text{тр г}}$  с учетом движения жидкости в насосно-компрессорных трубах можно по следующей формуле:

$$P_{\text{тр г}} = 2\pi v_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} L_{\text{н}} (\pm \pi N S \cdot A_1 - U B_1), \quad (9.76)$$

где знак + соответствует ходу штанг вверх, а знак — ходу вниз;  $A_1$ ,  $B_1$  — числовые коэффициенты, зависящие от размеров кольцевого сечения между штангами и подъемными трубами;

$$A_1 = \frac{(m^2 - 1) + 4 \ln m / (m^2 - 1) - 2}{(m^2 + 1) \ln m - (m^2 - 1)} ;$$

$$B_1 = \frac{(m^2 - 1) - 2 \ln m}{(m^2 + 1) \ln m - (m^2 - 1)} ; \quad (9.77)$$

$$U = 8Q_{\text{н.д}} / [\pi (1 - \beta_{\text{в}}) (D_{\text{тв}}^2 - d_{\text{шт}}^2)].$$

Общую силу гидродинамического трения для ступенчатой колонны определяют суммированием величин, полученных по (9.74) и (9.76) для каждой из ступеней.

Сила трения плунжера о стенки цилиндра согласно рекомендациям А. Н. Адонина может быть приближенно оценена по эмпирическим формулам В. И. Сердюка.

При смазке водой

$$P_{\text{тр пл}} = 0,92 \cdot D_{\text{пл}} / \delta - 137. \quad (9.78)$$

При смазке трансформаторным маслом

$$P_{\text{тр пл}} = 0,82 \cdot D_{\text{пл}} / \delta - 127.$$

По (9.78) можно с достаточной для практики точностью оценить силу трения плунжера в поверхностных условиях.

Однако в реальных условиях эксплуатации сила трения в насосе, работающем в скважине, может оказаться больше рассчитанной по (9.78) вследствие наличия песка в откачиваемой жидкости, отложения парафино-смолистых веществ в зазоре плунжерной пары и др.

Сила гидравлического сопротивления  $P_{\text{кл н}}$  обусловлена перепадом давления  $\Delta p_{\text{кл н}}$ , возникающем при движении добываемой жидкости через нагнетательные клапаны насоса и может быть определена по формуле

$$P_{\text{кл н}} = \Delta p_{\text{кл н}} \cdot F_{\text{пл}}. \quad (9.79)$$

Потери давления в клапане  $\Delta p_{\text{кл н}}$  рассчитываются в задаче 9.4.

Силы сопротивления при определении экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг учитывают следующим образом.

Сосредоточенные у плунжера силы  $P_{\text{тр пл}}$  и  $P_{\text{кл н}}$  не влияют на динамические нагрузки и поэтому могут входить как отдельные слагаемые с соответствующим знаком в формулы для расчета экстремальных нагрузок.

Силу механического трения  $P_{\text{тр мех}}$  также можно учитывать в этих формулах как отдельное слагаемое, хотя она распределена по длине колонны штанг и, очевидно, влияет на динамические нагрузки, несколько уменьшая их.

Формулы для расчета экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг с учетом сил сопротивления при откачивании маловязкой жидкости имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} P_{\text{max}} &= P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{дин н}} + P_{\text{тр мех}} + P_{\text{тр пл}}, \\ P_{\text{min}} &= P'_{\text{шт}} - P_{\text{дин н}} - P_{\text{тр мех}} - P_{\text{тр пл}} - P_{\text{кл н}}. \end{aligned} \quad (9.80)$$

При подъеме из скважин высоковязких жидкостей действие гидродинамического трения штанг приводит к изменению отдельных составляющих нагрузок на них и соответствующему изменению экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг  $P_{\text{max}}$  и  $P_{\text{min}}$ .

Так, при откачке высоковязких жидкостей наблюдается быстрое

затухание колебаний нагрузки, возникающих при смене направлений движения плунжера. При ходе штанг вверх нагрузка от гидродинамического трения последних максимальна приблизительно в середине хода и может превысить динамические нагрузки, возникающие в начале хода.

Усилия от гидродинамического трения штанг в средней части хода вниз существенно превышают динамическую нагрузку, возникающую в начале этого хода. В некоторых случаях сила гидродинамического трения штанг оказывается настолько большой, что происходит отставание движения полированного штока от движения головки балансира с последующим резким ударом, что приводит к обрыву канатной подвески или штанговой колонны.

Максимальная и минимальная нагрузки в точке подвеса штанг при откачке жидкости высокой вязкости могут быть приближенно оценены по следующим формулам:

$$P_{\max} = P'_{шт} + P_{ж} + P_{тр\ гв} + P_{тр\ пл}; \quad (9.81)$$

$$P_{\min} = P'_{шт} - P_{тр\ гв} - P_{кл\ н} - P_{тр\ пл},$$

где нагрузки гидродинамического трения штанг при ходе вверх  $P_{тр\ гв}$  и вниз  $P_{тр\ гн}$  рассчитываются по (9.74) — (9.76).

В (9.81) принято, что нагрузки от гидродинамического трения штанг в середине хода превышают динамические нагрузки, возникающие в начальные периоды хода.

В настоящее время отсутствуют расчетные формулы, которые позволили бы учесть одновременно влияние колебательных процессов в штангах и гидродинамического трения на величины экстремальных нагрузок. Поэтому при отсутствии фактических промысловых данных об их величинах можно рассчитать для заданных условий эксплуатации скважины динамические нагрузки

$$P_{дин} = P_{вib} + P_{ин} \quad (9.82)$$

для ходов вверх и вниз, например по (9.58) — (9.59), и сравнить с нагрузкой от сил гидродинамического трения, вычисленной по одной из формул настоящей главы.

В зависимости от того, какая из нагрузок окажется большей — динамическая или гидродинамического трения, расчет экстремальных величин усилия в точке подвеса следует проводить по (9.64), (9.65) и (9.80) или (9.81).

**Задача 9.9.** Рассчитать нагрузки на штанги.

**Решение.** Нагрузки на штанги определяют в следующем порядке.

1. Определяют статические и динамические нагрузки соответственно по (9.53) — (9.57), (9.58) — (9.66) для 1-го расчетного варианта:

$$P_{шт} = 1200(0,6 \cdot 31,4 + 0,4 \cdot 41,0) = 42,3 \text{ кН};$$

$$P_{ж} = (8,3 - 3,98) \cdot 10^6 \cdot 2,376 \cdot 10^{-3} = 10,3 \text{ кН};$$

$$\rho_{см\ т} = (8,3 - 1,5) \cdot 10^6 / (1200 \cdot 9,81) = 578 \text{ кг/м}^3;$$

$$K_{apx} = 1 - 578/7850 = 0,93; \quad P'_{шт} = 42,3 \cdot 0,93 = 39,3 \text{ кН}.$$

При расчетах динамических нагрузок по формулам А. С. Вирновского принимают:

$$\alpha_1 = \alpha_2 = a_1 = a_2 = 1; \quad m_\omega = \sqrt{0,72^2 \cdot 2,281 / 9,81} = 0,348;$$

$$\psi = 0,147 / 0,184 = 0,80; \quad \lambda_{\text{шт}} / S = 0,147 / 2,28 = 0,064;$$

$$P_{\text{вib в}} = P_{\text{вib н}} = 0,348 \sqrt{(0,80 - 0,064) \cdot 42,3 \cdot 10,3} = 6,2 \text{ кН};$$

$$P_{\text{ин в}} = P_{\text{ин н}} = 0,5 \cdot 0,348^2 (1 - 2 \cdot 0,064 / 0,8) 42,3 = 2,1 \text{ кН}.$$

Выбирают по справочным данным поправочные коэффициенты  $K_{\text{дин в}} = 0,89$ ;  $K_{\text{дин н}} = 0,84$  и рассчитывают уточненные динамические нагрузки:

$$P_{\text{дин в}} = 0,89 (6,2 + 2,1) = 7,4 \text{ кН}; \quad P_{\text{дин н}} = 0,84 (6,2 + 2,1) = 7,0 \text{ кН}.$$

Динамическая нагрузка, рассчитанная по формуле А. Н. Адонина (9.65)

$$d_{\text{шт ср}} = 1,128 / \sqrt{0,6 / 3,8 + 0,4 / 4,91} = 2,3 \text{ см};$$

$$P_{\text{дин в}} = P_{\text{дин н}} = 42,3 (0,8 - 0,064) \cdot 0,055 \cdot 0,348 / (3 \cdot 0,023) + 1,0 = 9,6 \text{ кН}.$$

Динамические нагрузки, рассчитанные по различным формулам, достаточно близки.

2. Определяют максимальную и минимальную нагрузки по (9.63) и (9.64) при определении динамических нагрузок по уточненным формулам А. С. Вирновского (9.61) и А. Н. Адонина (9.65):

$$P'_{\text{max}} = 39,3 + 10,3 + 7,4 = 57,0 \text{ кН}; \quad P'_{\text{min}} = 39,3 - 7,0 = 32,3 \text{ кН};$$

$$P''_{\text{max}} = 39,3 + 10,3 + 9,6 = 59,2 \text{ кН}; \quad P''_{\text{min}} = 39,3 - 9,6 = 29,7 \text{ кН}.$$

3. Оценивают экстремальные нагрузки по упрощенным формулам (9.67) — (9.71):

формуле И. М. Муравьева

$$P_{\text{max}} = 42,3 (0,93 + 2,28 \cdot 6,9^2 / 1440) + 10,3 = 52,8 \text{ кН};$$

формуле И. А. Чарного

$$P_{\text{max}} = 42,3 [0,93 + \operatorname{tg} 0,18 \cdot 2,28 \cdot 6,9^2 / (1790 \cdot 0,18)] + 10,3 = 52,2 \text{ кН};$$

формуле Д. С. Слоннеджера

$$P_{\text{max}} = (42,3 + 10,3) (1 + 2,28 \cdot 6,9 / 137) = 58,6 \text{ кН};$$

формуле К. Н. Милса

$$P_{\text{min}} = 42,3 (1 - 2,28 \cdot 6,9^2 / 1790) = 39,7 \text{ кН};$$

формуле Д. О. Джонсона

$$P_{\text{min}} = 42,3 (0,93 - 2,28 \cdot 6,9^2 / 1790) = 36,8 \text{ кН}.$$

Как видим, все формулы дают достаточно близкие результаты.

4. Определяют силы сопротивления.

Силу механического трения штанг рассчитывают, предполагая, что угол отклонения ствола скважины от вертикали постоянен по всей длине и равен  $\alpha_{\text{max}} = 5^\circ = 0,087$  рад, и профиль скважины может быть представлен плоской прямой.

Тогда, по (9.73), где в соответствии с рекомендациями В. М. Троицкого принято  $C_{шт} = 0,25$ , получают

$$P_{тр\text{ мех}} = 0,25 \cdot 0,087 (10,3 + 39,3) = 1,1 \text{ кН.}$$

Гидродинамическое трение штанг оценивают по формуле А. М. Пирвердяна (9.74).

Предварительно вычисляют:

для первой ступени штанговой колонны

$$m_I = 76/22 = 3,45; \quad M_{шт\text{ I}} = \frac{1}{(3,45^2 + 1) \cdot \ln 3,45/(3,45^2 - 1) - 1} = \\ = 2,14$$

для второй ступени

$$m_{II} = 76/25 = 3,04; \quad M_{шт\text{ II}} = \frac{1}{(3,04^2 + 1) \cdot \ln 3,04/(3,04^2 - 1) - 1} = 2,63.$$

Общая сила гидродинамического трения

$$P_{тр\text{ г}} = 2 \cdot 3,14^2 \cdot 1200 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 820 \cdot 2,28 \cdot 0,115 (0,6 \cdot 2,14 + 0,4 \cdot 2,63) = 0,02 \text{ кН.}$$

Силу трения плунжера определяют по второй из (9.78) из условия смазки нефтью трущейся пары

$$P_{тр\text{ пл}} = 0,82 \cdot 0,055 / (0,25 \cdot 10^{-4}) - 127 = 1,7 \text{ кН.}$$

Сила гидравлического сопротивления, определяемая по (9.79), равна

$$P_{кл\text{ н}} = 0,01 \cdot 10^6 \cdot 2,376 \cdot 10^{-3} = 23,8 \text{ Н} = 0,02 \text{ кН.}$$

Расчеты показывают, что силы гидравлических сопротивлений значительно меньше, чем механических. По этой причине расчет экстремальных нагрузок осуществим по (9.80):

$$P_{max} = 39,3 + 10,3 + 7,4 + 1,1 + 1,7 = 59,8 \text{ кН};$$

$$P_{min} = 39,3 - 7,0 - 1,1 - 1,7 = 29,5 \text{ кН.}$$

Для 2-го расчетного варианта:

статические нагрузки

$$P_{шт} = 18,7 \text{ кН}; \quad P_{ж} = 10,9 \text{ кН}; \quad K_{апx} = 0,884; \quad P'_{шт} = 16,5 \text{ кН};$$

динамические нагрузки:

по формулам А. С. Вирновского без корректировки

$$P_{вib} = 4,3 \text{ кН}; \quad P_{нн} = 0,9 \text{ кН};$$

по формулам А. С. Вирновского с корректировкой

$$P_{дин\text{ в}} = 5,0 \text{ кН}; \quad P_{дин\text{ н}} = 4,7 \text{ кН.}$$

Экстремальные нагрузки, рассчитанные по точным формулам без учета сил сопротивлений

$$P_{max} = 32,4 \text{ кН}; \quad P_{min} = 11,8 \text{ кН.}$$

Силы сопротивления

$$P_{тр\text{ мех}} = 0,6 \text{ кН} (\text{при } C_{шт} = 0,25, \quad \alpha_{max} = 0,087 \text{ рад});$$

$P_{\text{тр г}}$  не рассчитывали ввиду ее очевидной малости;  $P_{\text{тр пл}} = 0,65 \text{ кН}$  (при смазке водой);  $P_{\text{кл н}} = 0,04 \text{ кН}$ .

Экстремальные нагрузки с учетом сил сопротивлений рассчитывают по (9.80):  $P_{\max} = 33,6 \text{ кН}$ ;  $P_{\min} = 10,5 \text{ кН}$ .

Для 3-го расчетного варианта:

статические нагрузки

$$P_{\text{шт}} = 14,1 \text{ кН}; \quad P_{\text{ж}} = 9,9 \text{ кН}; \quad K_{\text{апx}} = 0,87; \quad P'_{\text{шт}} = 12,3 \text{ кН};$$

динамические нагрузки:

по скорректированным формулам А. С. Вирновского

$$P_{\text{дин в}} = 2,9 \text{ кН}, \quad P_{\text{дин н}} = 2,8 \text{ кН}.$$

Поскольку откачивают жидкость высокой вязкости, целесообразно рассчитать нагрузки от гидродинамического трения по формуле А. М. Пирвердяна и формуле (9.76).

По формуле А. М. Пирвердяна (9.20):

$$P_{\text{тр г}} = 2,6 \text{ кН};$$

по формулам (9.76): (предварительно рассчитаем величины  $A_1$ ,  $B_1$  и  $U$  по формулам (9.77))

$$m = 62/19 = 3,26;$$

$$A_1 = \frac{(3,26^2 - 1) + 4 \cdot \ln 3,26 / (3,26^2 - 1) - 2}{(3,26^2 + 1) \cdot \ln 3,26 - (3,26^2 - 1)} = 2,0;$$

$$B_1 = \frac{(3,26^2 - 1) - 2 \cdot \ln 3,26}{(3,26^2 + 1) \cdot \ln 3,26 - (3,26^2 - 1)} = 1,8;$$

$$U = 8 \cdot 2,9 \cdot 10^{-4} / [3,14 (62^2 - 19^2) (10^{-3})^2] = 0,21 \text{ м/с}.$$

Сила гидродинамического трения по (9.76):  
при ходе вверх

$$P_{\text{тр гв}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 10^{-4} \cdot 920 \cdot 600 (3,14 \cdot 0,083 \cdot 2,53 \cdot 2 - 0,21 \cdot 1,8) = \\ = 1,6 \text{ кН};$$

при ходе вниз:

$$P_{\text{тр гн}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 10^{-4} \cdot 920 \cdot 600 (-3,14 \cdot 0,083 \cdot 2,53 \cdot 2 - 0,21 \cdot 1,8) = \\ = -2,9 \text{ кН}.$$

Сила механического трения (при  $C_{\text{шт}} = 0,16$ ,  $\alpha_{\max} = 0,087 \text{ рад}$ )

$$P_{\text{тр mech}} = 0,16 \cdot 0,087 (9,9 + 12,3) = 0,3 \text{ кН}.$$

Сила трения плунжера в цилиндре (при смазке маслом)

$$P_{\text{тр пл}} = 0,82 \cdot 0,043 / (0,75 \cdot 10^{-4}) - 127 = 0,34 \text{ кН}.$$

Сила гидравлического сопротивления в клапане

$$P_{\text{кл н}} = 0,025 \cdot 10^6 \cdot 14,5 \cdot 10^{-4} = 0,04 \text{ кН}.$$

Перед окончательным расчетом экстремальных нагрузок сравним динамические нагрузки и силы гидродинамического трения штанг:

для хода вверх  $P_{\text{дин в}} = 2,9 > P_{\text{тр гв}} = [1,6] \text{ кН}$ ; следовательно  $P_{\max} = 12,3 + 9,9 + 2,9 + 0,3 + 0,34 = 25,7 \text{ кН}$ ;

для хода вниз  $P_{\text{дин н}} = 2,8 \text{ кН} < P_{\text{тр гн}} = 2,9 \text{ кН}$ ;  
следовательно по (10.81)  $P_{\min} = 12,3 - 2,9 - 0,04 - 0,34 = 9,0 \text{ кН}$ .

## РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В ШТАНГАХ

Усилия и напряжения, действующие в произвольном поперечном сечении штанговой колонны, циклически изменяются. Для характеристики цикла изменения напряжения используются следующие величины:

максимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\max} = P_{\max i} / f_{\text{шт } i}; \quad (9.83)$$

минимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\min} = P_{\min i} / f_{\text{шт } i}; \quad (9.84)$$

амплитудное и среднее напряжения

$$\sigma_a = (\sigma_{\max} - \sigma_{\min})/2; \quad \sigma_{cp} = (\sigma_{\max} + \sigma_{\min})/2 \quad (9.85)$$

Здесь индекс  $i$  означает, что напряжения рассчитывают для произвольного поперечного сечения колонны.

При работе штанговых колонн цикл изменения напряжения в произвольном поперечном сечении, как правило, несимметричен, т. е.  $\sigma_a \neq 0$ . В этом случае надежность работы колонны определяют не только максимальным напряжением, но и амплитудой его изменения.

В качестве единой характеристики цикла изменения напряжения используют условную величину, приведенное напряжение цикла  $\sigma_{\text{пр}}$ , для расчета которого в штангах насосных установок используются следующие формулы:

формулу И. А. Одинга

$$\sigma_{\text{пр О}} = \sqrt{\sigma_{\max} \cdot \sigma_a}; \quad (9.86)$$

формулу М. П. Марковца

$$\sigma_{\text{пр М}} = \sigma_a + 0,2\sigma_{cp}; \quad (9.87)$$

формулу, полученную на основе модифицированной диаграммы Д. Гудмена

$$\sigma_{\text{пр Г}} = \sigma_{\max} - 0,56\sigma_{\min}. \quad (9.88)$$

Следует отметить, что использование последних двух формул позволяет разработать достаточно простые методики расчета конструкции штанговой колонны.

При расчете конструкций штанговых колонн используются предельно допускаемые значения приведенного напряжения для различных марок штанг (табл. 9.7).

Задача 9.10. Рассчитать приведенные напряжения в точке подвеса штанг.

Таблица 9.7. Предельно допускаемые приведенные напряжения  $[\sigma_{\text{пр}}]$

Группа насосов	Марка стали	Термообработка	$[\sigma_{\text{пр} O}]$ для формулы (9. 86)	$[\sigma_{\text{пр} M}]$ для формулы (9. 87)
I	40	Нормализация	70	57
I	20НМ	»	90	74
I	40	Закалка ТВЧ	120	98
II	40	То же	100	82
I	20НМ	»	130	106
II	20НМ	»	110	90

Приложение. Группа насосов I — диаметры 28, 32, 38, 43 мм; группа насосов II — диаметры 55, 68, 93 мм.

Решение. Рассчитаем приведенные напряжения в точке подвеса штанг.

#### 1-й вариант

$$\sigma_{\max} = 59,8 \cdot 10^3 / (4,91 \cdot 10^{-4}) = 12,2 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^2 = 122 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\min} = 29,5 \cdot 10^7 / (4,91) = 60 \text{ МПа}; \quad \sigma_a = 0,5 (122 - 60) = 31 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{cp} = 0,5 (122 + 60) = 91 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\text{пр} O} = \sqrt{122 \cdot 31} = 61,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр} M} = 31 + 0,2 \cdot 91 = 49,2 \text{ МПа}.$$

Полученное  $\sigma_{\text{пр} O} = 61,5$  МПа свидетельствует о возможности использовать в качестве материала для штанг углеродистую сталь, нормализованную с предельно допускаемым приведенным напряжением  $[\sigma_{\text{пр} O}] = 70$  МПа. Однако в этом случае запас усталостной прочности может оказаться недостаточным. В подобных случаях окончательный выбор материала штанг делают после оценки показателей надежности штанговой колонны.

Для остальных расчетных вариантов получены следующие результаты.

#### 2-й вариант

$$\sigma_{\max} = 118,7 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\min} = 37,1 \text{ МПа}; \quad \sigma_a = 40,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{cp} = 77,9 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\text{пр} O} = 69,6 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\text{пр} M} = 56,4 \text{ МПа}.$$

Расчет приведенного напряжения подтвердил правильность выбора в качестве материала штанг легированной стали 20НМ с  $[\sigma_{\text{пр} O}] = 90$  МПа, так как нормализованная углеродистая сталь имеет  $(\sigma_{\text{пр} O}) = 70$  МПа и не обеспечивает практически никакого запаса усталостной прочности.

#### 3-й вариант

$$\sigma_{\max} = 90,8 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\min} = 31,8 \text{ МПа}; \quad \sigma_a = 29,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{cp} = 61,3 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\text{пр} O} = 51,8 \text{ МПа}; \quad \sigma_{\text{пр} M} = 41,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр} O} = 51,8 \text{ МПа} < [\sigma_{\text{пр} O}] = 70 \text{ МПа}$$

что свидетельствует о правильности выбора материала штанговой колонны.

## УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ

Конструкцию штанговой колонны можно выбирать с использованием таблиц АзНИПИнефть. Однако при расчете упомянутых таблиц были приняты средние условия эксплуатации, которые, как правило, значительно отличаются от конкретных условий.

Более точно рассчитать конструкцию равнопрочной штанговой колонны можно, используя аналитические зависимости. В качестве примера ниже описана методика МИНХиГП, в которой учтено влияние на прочность колонны статических и динамических нагрузок, сил сопротивления, сосредоточенных у плунжера, и силы гидродинамического трения.

Расчет ведется исходя из условий обеспечения:

усталостной прочности во всех поперечных сечениях колонны  
 $\sigma_{\text{пр}i} \leq [\sigma_{\text{пр}}];$  (9.89)

равнопрочности ступеней, т. е. равенства приведенных напряжений в наиболее нагруженных сечениях каждой из ступеней

$$\sigma_{\text{пр}I} = \sigma_{\text{пр}II} = \sigma_{\text{пр}III}, \quad (9.90)$$

где индексы I, II, III относятся к верхним сечениям соответствующих ступеней.

Расчет по методике МИНХиГП выполняют в следующем порядке.

Для заданного диаметра НКТ и предварительно выбранной конструкции колонны штанг вычисляют:

гидростатическую нагрузку на плунжер  $P_{\text{ж}}$  по (9.55) или аналогичной ей;

коэффициент плавучести штанг  $K_{\text{арх}}$  по (9.56);

коэффициент  $M_{\text{шт}}$  по (9.75),

а также следующие вспомогательные коэффициенты:

$$M_{\text{муфт}} = 0,032 / [\ln m (m_m^2 + 1) / (m_m^2 - 1) - 1]; \quad m_m = D_{\text{тв}} / d_{\text{муфт}}; \quad (9.91)$$

$$m_b = S n^2 / 1440; \quad m_h = S n^2 / 1790; \quad (9.92)$$

$$M = 0,2 K_{\text{арх}} + 0,6 m_b + 0,4 m_h. \quad (9.93)$$

где  $d_{\text{муфт}}$  — наружный диаметр штанговой муфты, м.

Необходимые размеры и характеристики штанг приведены в табл. 9.6.

Условия использования одноступенчатой колонны следующие: обеспечение движения штанг вниз без зависания

$$P'_{\text{шт}} \geq P_{\text{тр}r} + P_{\text{кл}n} + P_{\text{тр}pl}, \quad (9.94)$$

причем  $P'_{\text{шт}}, P_{\text{тр}r}, P_{\text{кл}n}, P_{\text{тр}pl}$  предварительно рассчитывают по соответствующим формулам;

обеспечение усталостной прочности

$$\sigma_{\text{пр}} \leq [\sigma_{\text{пр}}], \quad (9.95)$$

причем  $[\sigma_{\text{пр}}]$  определяют по формуле М. П. Марковца (9.87), а  $[\sigma_{\text{пр}}]$  выбирают из табл. 9.7.

Если вследствие больших сил трения оказывается невозможным обеспечить нормальный ход вниз, то следует проверить условие (9.94) для штанг большего диаметра. Если же не выполняется условие обеспечения усталостной прочности, то рассчитывают равнопрочную двухступенчатую колонну штанг, задаваясь диаметрами штанг каждой из ступеней, после чего длину первой от плунжера ступени определяют по следующей зависимости:

$$l_1 = \frac{f_{\text{шт I}}(q_{\text{шт II}}M + q_{\text{тр II}})L_h - 0,6(P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}})\Delta f_{\text{шт}}}{(q_{\text{шт II}}M + q_{\text{тр II}})f_{\text{шт I}} + (q_{\text{шт I}}M + q_{\text{тр I}})\Delta f_{\text{шт}}}, \quad (9.96)$$

где

$$\Delta f_{\text{шт}} = f_{\text{шт II}} - f_{\text{шт I}}, \quad q_{\text{тр } i} = 2\pi^2 v_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} S N (M_{\text{шт } i} + M_{\text{уфт } i}); \quad (9.97)$$

$f_{\text{шт } i}$ ,  $q_{\text{шт } i}$ ,  $q_{\text{тр } i}$  — характеристики штанг  $i$ -й ступени соответственно: площадь поперечного сечения, вес 1 м штанг, сила гидродинамического трения штанги на длине 1 м;  $P_{\text{т шт}}$  — вес утяжеленных штанг в нижней части колонны, который принят равным сумме сопротивлений, сосредоточенных у плунжера

$$P_{\text{т шт}} = P_{\text{кл } \text{ж}} + P_{\text{тр пл}}. \quad (9.98)$$

Длина утяжеленных штанг, предотвращающая продольный изгиб нижней части штанговой колонны, находится по формуле

$$l_{\text{т шт}} = P_{\text{т шт}} / q'_{\text{т шт}}, \quad (9.99)$$

где  $q'_{\text{т шт}}$  — вес в жидкости 1 м утяжеленных штанг, в качестве которого можно применить штанги диаметром 25 мм или, в случае необходимости, утяжеленные штанги конструкции АзНИПИнефть.

Длина второй ступени

$$l_{\text{II}} = L_h - l_1 - l_{\text{т шт}}. \quad (9.100)$$

Полученную конструкцию проверяют по условиям (9.89) и (9.90), и если они оказываются невыполнимыми, то рассчитывают двухступенчатую колонну из штанг большего диаметра.

Из штанг серийно выпускаемых типоразмеров могут быть скомпонованы две конструкции трехступенчатой колонны  $16 \times 19 \times 22$  и  $19 \times 22 \times 25$  мм.

Длины ступеней трехступенчатой колонны рассчитывают по следующим формулам (без учета гидродинамического трения штанг):

$$l_1 = \frac{f_{\text{шт I}} \cdot q_{\text{шт II}} \cdot q_{\text{шт III}} \cdot L_h - A_1 \Delta q_{\text{II}} - A_{\text{II}} q_{\text{шт II}}}{f_{\text{шт III}} \cdot q_{\text{шт I}} \cdot q_{\text{шт II}} + f_{\text{шт I}} \cdot \Delta q_{\text{III}} \cdot q_{\text{шт II}} + \Delta q_{\text{II}} \Delta f_{\text{шт}} \cdot q_{\text{шт I}}}; \quad (9.101)$$

$$l_{\text{II}} = (\Delta f_{\text{шт}} \cdot q_{\text{шт I}} \cdot l_1 + A_1) / (f_{\text{шт I}} \cdot q_{\text{шт II}}); \quad (9.102)$$

$$l_{\text{III}} = L_h - (l_1 + l_{\text{II}}), \quad (9.103)$$

$$\text{где } \Delta q_{\text{II}} = q_{\text{шт II}} - q_{\text{шт III}}; \quad \Delta q_{\text{III}} = q_{\text{шт III}} - q_{\text{шт I}}; \quad (9.104)$$

$$A_1 = 0,6(P_{\text{ж}} + P_{\text{т шт}}\Delta f_{\text{шт}}/M);$$

$$A_{\text{II}} = 0,6(P_{\text{ж}} + P_{\text{т шт}})(f_{\text{шт III}} - f_{\text{шт I}})/M.$$

Если достаточная усталостная прочность не обеспечивается ни одной из конструкций колонны из штанг данной марки, то необходимо расчеты повторить для штанг с более высоким пределом усталостной прочности.

Описанную методику целесообразно использовать для условий эксплуатации нормальных скважин, а также скважин с продукцией повышенной вязкости.

После выбора конструкции штанговой колонны уточняют потери хода плунжера от упругих деформаций штанг и труб,  $\lambda_{шт}$  и  $\lambda_{тр}$ , длину хода полированного штока  $S$  и число качаний  $N$ , а также экстремальные нагрузки в точке подвеса штанг по соответствующим формулам.

В заключение рассчитывают коэффициент подачи насосной установки

$$\eta_{под} = \eta_{нап} \cdot \eta_{пр} S_{п.п.} / S. \quad (9.105)$$

**Задача 9.11.** Рассчитать конструкцию равнопрочной штанговой колонны.

**Решение.** Проверочный расчет конструкции штанговой колонны проводят в такой последовательности (на примере I-го расчетного варианта).

Предварительно вычисляем коэффициенты:

$$m_{M I} = 76/46 = 1,65; \quad M_{мұфт I} = 0,032/[(1,65^2 + 1) \ln 1,65/(1,65^2 - 1)] - 1] = 0,41;$$

$$m_{M II} = 76/55 = 1,38; \quad M_{мұфт II} = 0,032/[(1,38^2 + 1) \ln 1,38/(1,38 - 1)] - 1] = 1,08;$$

$$m_B = 2,28 \cdot 6,9^2 / 1440 = 0,075; \quad m_H = 2,28 \cdot 6,9^2 / 1790 = 0,061;$$

$$M = 0,2 \cdot 0,93 + 0,6 \cdot 0,075 + 0,4 \cdot 0,061 = 0,26;$$

$$q_{тр I} = 2 \cdot 3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 820 \cdot 2,28 \cdot 0,115 (2,14 + 0,41) = 21,6 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от гидродинамического трения штанг  $q_{тр I}$  оказалась более чем в тысячу раз меньшей, чем  $q_{шт I}$  (31,4 Н/м). Поэтому при дальнейших расчетах принимаем  $q_{тр I} = q_{тр II} = 0$ .

С учетом этого допущения по (9.96) получим

$$l_I = \frac{3,80 \cdot 41,0 \cdot 0,26 \cdot 1200 - 0,6 (10,3 + 1,72) \cdot 1,11 \cdot 10^3}{41,0 \cdot 0,26 \cdot 3,80 + 31,4 \cdot 0,26 \cdot 1,11} = 820 \text{ м},$$

$$\text{где } P_{т шт} = 0,02 + 1,7 = 1,72 \text{ кН}; \quad l_{т шт} = 1720 / (41 \cdot 0,93) = 45 \text{ м};$$

$$l_{II} = 1200 - 820 - 45 = 335 \text{ м}; \quad \epsilon_I = 0,68; \quad \epsilon_{II} = 0,28;$$

$$\epsilon_{т шт} = 45/1200 = 0,04.$$

Следовательно, расчетные и табличные соотношения длин ступеней штанговой колонны оказались разными. Это свидетельствует о том, что табличная конструкция колонны неравнопрочна. Однако поскольку различия в соотношениях длин ступеней оказались относительно небольшими, то ранее выбранную конструкцию колонны оставляем без изменения.

В заключение определяют коэффициент подачи ШСНУ

$$\eta_{под} = 2,1 \cdot 0,59 \cdot 0,89 / 2,28 = 0,48.$$

2-й вариант. Принимаем по аналогии с предыдущим вариантом, что нагрузки от сил трения  $q_{\text{тр I}} = q_{\text{тр II}} = 0$ . В этом случае  $P_{\text{шт}} = 0,69 \text{ кН}$ ,  $M = 0,25$ ,  $l_1 = 320 \text{ м}$ .

В качестве утяжеленных штанг можно использовать штанги диаметром 19 мм.

В этом случае

$$l_{\text{шт}} = 700/(23,5 \cdot 0,884) = 34 \text{ м}; \quad l_{\text{II}} = 546 \text{ м}; \quad \varepsilon_I = 0,36; \\ \varepsilon_{\text{II}} = 0,60; \quad \varepsilon_{\text{шт}} = 0,04.$$

Различие в расчетном и табличном соотношениях длин ступеней штанговой колонны относительно невелико, поэтому ранее выбранную по таблице конструкцию оставляем без изменения. Наконец,  $\eta_{\text{под}} = 0,71$ .

3-й вариант. Выбранная по таблице одноступенчатая колонна обеспечивает достаточную усталостную прочность, поэтому уточнять эту конструкцию нет необходимости.

Задача 9.12. Рассчитать крутящий момент на валу редуктора.

Решение. Максимальный крутящий момент на кривошипном валу редуктора можно рассчитать по эмпирической формуле Р. А. Рамазанова

$$M_{\text{кр}} = 300 \cdot S + 0,236 \cdot S (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}). \quad (9.106)$$

Для 1-го расчетного варианта по (9.106)

$$M_{\text{кр I}} = 300 \cdot 2,28 + 0,236 \cdot 2,28 (59\,800 - 29\,500) = 17\,000 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

для 2-го и 3-го вариантов

$$M_{\text{кр 2}} = 15300 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad M_{\text{кр 3}} = 10700 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Задача 9.13. Выбрать типоразмер станка-качалки.

Решение. Станок-качалку подбирают таким образом, чтобы его паспортные характеристики по максимальным нагрузкам в точке подвеса штанг, крутящему моменту на кривошипном валу редуктора и скорости откачки превышали расчетные значения соответствующих показателей для планируемого режима или возможного диапазона режимов эксплуатации скважины.

Станок-качалку подбирают по диаграммам А. Н. Адонина, например [21], или по табл. 9.8.

При использовании диаграмм А. Н. Адонина следует иметь в виду, что построены они для штанг с  $[\sigma_{\text{пп,0}}] = 120 \text{ МПа}$  при неизменном коэффициенте подачи, равном 0,85; кроме того, приняты еще некоторые допущения. По этой причине диаграммы А. Н. Адонина пригодны в основном для приближенных оценочных расчетов, а полученные с их помощью результаты должны проверяться по табл. 9.8 после расчета величин  $P_{\text{max}}$  и  $M_{\text{кр}}$ .

Для 1-го из рассматриваемых вариантов по табл. 9.8 выбирают станок-качалку СК-8-3,5-4000, с превышающими паспортными грузоподъемностью и крутящим моментом над расчетными показателями.

Таблица 9.8. Основные параметры станков-качалок нормального ряда

Типоразмер стакнов-качалок	Максималь- ная нагрузка в точке подвеса штанг, кН	Наибольший крутящий момент на крикошпинном валу редук- тора, кН·м	Длина хода точки подвеса штанг, м						
СК2-0,6-250	20	2,5	0,3	0,45	0,6				
СК3-1,2-630	30	6,3	0,6	0,75	0,9	1,05	1,2		
СК4-2,1-1600	40	16	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1		
СК5-3,0-2500	50	25	1,3	1,8	2,1	2,5	3,0		
СК6-2,1-2500	60	25	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1		
СК8-3,5-4000	80	40	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5		
СК12-2,5-4000	120	40	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5		
СК8-3,5-5600	80	56	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5		
СК10-3,0-5000	100	56	1,5	1,8	2,1	2,5	3,0		
СК10-4,5-8000	100	80	2,3	2,7	3,3	3,9	4,5		
СК12-3,5-8000	120	80	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5		
СК15-3,5-12500	150	125	3,0	3,5	4,5	5,2	6,0		
СК20-4,5-12500	200	125	2,3	2,7	3,8	3,9	4,5		

Примечание. Допустимые числа качаний балансира для всех типоразмеров станков-качалок лежат в пределах 5–15 мин<sup>-1</sup>.

Уточняют длину хода и число качаний. Принимают стандартное значение  $S = 2,5$  м, тогда  $n = 2,28 \cdot 6,9 / 2,5 = 6,3$  мин<sup>-1</sup>.

Аналогично для 2-го варианта выбирают станок-качалку СК5-3,0-2500, чтобы иметь запас по грузоподъемности и крутящему моменту. Принимают  $S = 2,5$  м, тогда  $n = 2,66 \cdot 6,55 / 2,5 = 7$  мин<sup>-1</sup>.

Для 3-го варианта выбирают станок-качалку СК4-2,1-1600,  $S = 2,1$  м,  $n = 6$  мин<sup>-1</sup>.

## РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ШСНУ

Определить мощность  $I_{\text{полн}}$ , потребляемую электродвигателем, можно двумя способами.

Первый из них заключается в последовательном расчете всех составляющих баланса потребляемой мощности по формулам или номограммам; при этом создается возможность учесть реальные условия работы ШСНУ (например, повышенную вязкость откачиваемой жидкости, кривизну ствола скважины и т. д.).

Второй способ — это оценка потребляемой мощности по эмпирическим формулам.

При применении первого из названных способов для расчета составляющих баланса потребляемой мощности используют следующие расчетные формулы:

полезная мощность

$$I_{\text{полезн}} = Q (\rho_{\text{вн}} - \rho_{\text{ни}}) \cdot Q_{\text{нд}} / (1 - \beta_{\text{в}}); \quad (9.107)$$

потери мощности от утечек жидкости

$$\eta_{\text{ут}} = 1/[1 + q_{\text{ут}}(1 - \beta_{\text{в}})/(2Q_{\text{над}})]; \quad (9.108)$$

потери мощности в клапанных узлах

$$I_{\text{кл}} = Q_{\text{над}}(\Delta p_{\text{кл вс}} + \Delta p_{\text{кл н}})/(1 - \beta_{\text{в}}). \quad (9.109)$$

Мощности, расходуемые на преодоление механического и гидравлического трения штанг в трубах и трения плунжера в цилиндре, соответственно равны:

$$I_{\text{тр мех}} = 2C_{\text{шт}} \cdot S \sum_{i=1}^n \Delta L_i (q'_{\text{шт}} \cdot \sin \alpha_i + P_i - 1 \cdot \Delta \alpha_i / \Delta L_i);$$
$$I_{\text{тр мех}} = 2C_{\text{шт}} \cdot SN \alpha_{\text{max}} (P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}) \quad (9.110)$$

или

$$I_{\text{тр г}} = \pi^3 (SN)^2 v_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} L_{\text{н}} \cdot M_{\text{шт}}; \quad (9.111)$$

$$I_{\text{тр пл}} = 2P_{\text{тр пл}} \cdot SN. \quad (9.112)$$

Затраты мощности в подземной части установки  $I_{\text{пч}}$  и к. п. д. подземной части  $\eta_{\text{пч}}$  с учетом приведенных выше составляющих баланса мощности определяют по следующим формулам:

$$I_{\text{пч}} = I_{\text{полезн}}/\eta_{\text{ут}} + I_{\text{кл}} + I_{\text{тр мех}} + I_{\text{тр г}} + I_{\text{тр пл}}; \quad (9.113)$$

$$\eta_{\text{пч}} = I_{\text{полезн}}/I_{\text{пч}}. \quad (9.114)$$

А. Н. Адонин рекомендует оценивать к. п. д. подземной части установки следующей эмпирической формулой:

$$\eta_{\text{пч}} = 0,85 \dots 2,1 \cdot 10^{-4} (Sn)^2. \quad (9.115)$$

полученной при обработке результатов исследований стеновой скважины.

Потери в наземном оборудовании, т. е. в станке-качалке и в электродвигателе, учитываются приближенно. Так, к. п. д. электродвигателя  $\eta_{\text{эд}}$  при циклической нагрузке может быть от 0,65 до 0,88. К. п. д. станка-качалки  $\eta_{\text{ск}}$  при нагрузке в точке подвеса штанг, близкой к номинальной грузоподъемности, лежит в пределах 0,70—0,90 для всех типоразмеров.

Общий к. п. д. ШСНУ и полную мощность, затрачиваемую на подъем жидкости, определяют по следующим формулам:

$$\eta_{\text{шсну}} = \eta_{\text{пч}} \cdot \eta_{\text{ск}} \cdot \eta_{\text{эд}}; \quad (9.116)$$

$$I_{\text{полн}} = I_{\text{полезн}}/\eta_{\text{шсну}}. \quad (9.117)$$

Примером второго способа расчета потребляемой мощности является методика Б. М. Плюща и В. О. Саркисяна [24].

Согласно этой методике потребляемую мощность рассчитывают по формуле

$$I_{\text{полн}} = 10^3 N (K_1 + K_2 \rho_{\text{жд}} S / 9,8) / \eta_{\text{пч}}. \quad (9.118)$$

где  $\eta_p$  — к. п. д. передачи от вала двигателя к валу кривошипа, который учитывает потери в редукторе и клиноременной передаче (принимается равным 0,96—0,98).

Паспортная грузоподъемность станка-							
качалки, т		до 2	2—3	3—5	5—10	Свыше 10	
$K_1$			1,2	2,1	6,0	9,6	13,2

$K_1$  — коэффициент, зависящий от типа станка-качалки, значения которого приведены выше.

$K_2$  — коэффициент, зависящий от режима откачки и диаметра насоса, определяемый по следующей формуле:

$$K_2 = 1,26 \cdot 10^{-2} \sqrt{\eta_{\text{под}}^2 + 0,28 (1 + 3,6 \cdot 10^{-4} S N^2 / D_{\text{пп}}^3)^2}, \quad (9.119)$$

где  $\eta_{\text{под}}$  — вычисляют по (9.105)

После определения потребляемой мощности  $I_{\text{полн}}$  выбирают типоразмер электродвигателя станка-качалки с номинальной мощностью несколько большей, чем  $I_{\text{полн}}$ .

В качестве приводов станков-качалок используются короткозамкнутые асинхронные двигатели в закрытом обдуваемом исполнении единой серии АО модификации с повышенным пусковым моментом АОП, а также закрытые обдуваемые электродвигатели новой серии типа АО2 и модификации АОП2.

Основные технические данные электродвигателей, применяемых в качестве привода станков-качалок, приведены, например, в [21].

В заключение определяют удельный расход энергии на подъем жидкости ( $A_{\text{удж}}$  и  $A'_{\text{удж}}$ ) и нефти  $A'_{\text{удн}}$  по следующим формулам:

$$A_{\text{удж}} = I_{\text{полн}} (1 - \beta_v) / (Q_{\text{нд}} \cdot \rho_{\text{жд}}), \quad \text{Дж/кг}; \quad (9.120)$$

$$A'_{\text{удж}} = A_{\text{удж}} / (3,6 \cdot 10^3), \quad \text{кВт}\cdot\text{ч/т}; \quad (9.121)$$

$$A'_{\text{удн}} = A'_{\text{удж}} / (1 - \beta_v), \quad \text{кВт}\cdot\text{ч/т} \quad (9.122)$$

и суточный расход электроэнергии

$$W_{\text{сут}} = 24 \cdot 10^{-3} I_{\text{полн}}, \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}. \quad (9.123)$$

Задача 9.14. Рассчитать энергетические показатели работы ШСНУ.

Решение. Рассчитаем энергетические показатели для рассматриваемых вариантов.

1-й вариант

$$I_{\text{полез}} = (8,3 - 4,0) \cdot 10^6 \cdot 2,32 \cdot 10^{-4} / (1 - 0,2) = 1250 \text{ Вт};$$

$$\eta_{\text{ут}} = 1 / [1 + 0,13 \cdot 10^{-5} (1 - 0,2) / (2 \cdot 2,32 \cdot 10^{-4})] = 0,998;$$

$$I_{\text{кл}} = (0,02 + 0,01) \cdot 10^6 \cdot 2,32 \cdot 10^{-4} / (1 - 0,2) = 9 \text{ Вт};$$

$$I_{\text{тр мех}} = 2 \cdot 0,25 \cdot 2,5 \cdot 6,3 \cdot 0,087 (39,3 + 10,3) \cdot 10^3 / 6,0 = 570 \text{ Вт};$$

$$I_{\text{тр г}} = 3,14^3 (2,5 \cdot 0,105)^2 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 820 \cdot 1200 (0,6 \cdot 2,14 + 0,4 \cdot 2,63) = 10 \text{ Вт};$$

$$I_{\text{тр пл}} = 2 \cdot 1700 \cdot 2,5 \cdot 0,105 = 890 \text{ Вт};$$

$$I_{\text{п ч}} = 1250 / 0,998 + 9 + 570 + 10 + 890 = 2730 \text{ Вт};$$

$$\eta_{\text{п ч}} = 1250 / 2730 = 0,46.$$

В соответствии с рекомендациями настоящего раздела принимаем  $\eta_{\text{эд}} = 0,75$ ;  $\eta_{\text{сек}} = 0,80$ .

Тогда

$$I_{\text{шсн}} = 0,46 \cdot 0,75 \cdot 0,80 = 0,276; \quad I_{\text{полн}} = 1250 / 0,276 = 4,5 \text{ кВт}.$$

По методике Б. М. Плюща и В. О. Саркисяна для условий 1-го варианта выбираем  $K_1 = 9,6$ , принимаем  $\eta_{\text{п}} = 0,97$ , рассчитываем

$$K_2 = 1,26 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{0,48^2 + 0,28 [1 + 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 2,5 \cdot (0,105)^2 / (0,055)^3]^2} = \\ = 0,93 \cdot 10^{-2};$$

$$I_{\text{полн}} = \frac{10^3}{0,97} (9,6 + 0,93 \cdot 10^{-2} \cdot 10300 \cdot 2,5 / 9,8) \cdot 0,105 = 3700 \text{ Вт} = \\ = 3,7 \text{ кВт}.$$

Расхождение результатов расчета по двум методикам не превышает 10 % от среднего арифметического их значения.

По таблицам [21] выбираем электродвигатель АОП-52-4 с номинальной мощностью 7 кВт:

$$A_{\text{удж}} = 4530 (1 - 0,2) / (2,32 \cdot 10^{-4} \cdot 876) = 1,8 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг};$$

$$A'_{\text{удж}} = 1,8 \cdot 10^4 / (3,6 \cdot 10^3) = 5 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т}; \quad A'_{\text{удн}} = 5,0 / (1 - 0,2) = \\ = 6,25 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т}; \quad W_{\text{сут}} = 24 \cdot 10^{-3} \cdot 4530 = 109 \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}.$$

Для 2-го варианта:

$$I_{\text{полезн}} = 2170 \text{ Вт}; \quad \eta_{\text{ут}} = 0,98; \quad I_{\text{кл}} = 20 \text{ Вт}; \quad I_{\text{тр мех}} = 350 \text{ Вт}; \\ I_{\text{тр г}} = 0; \quad I_{\text{тр пл}} = 380 \text{ Вт}; \quad I_{\text{пч}} = 2960 \text{ Вт}; \quad \eta_{\text{пч}} = 0,73; \quad I_{\text{эд}} = 0,75; \\ \eta_{\text{сек}} = 0,80; \quad \eta_{\text{шсн}} = 0,44; \quad I_{\text{полн}} = 4940 \text{ Вт} = 4,9 \text{ кВт}.$$

По методике Б. М. Плюща и В. О. Саркисяна

$$K_1 = 6,0; \quad \eta_{\text{п}} = 0,97; \quad K_2 = 1,18 \cdot 10^{-2}; \quad I_{\text{полн}} = 4,7 \text{ кВт};$$

т. е. обе методики дали практически совпадающие результаты. Выбираем электродвигатель АОП-52-4 с номинальной мощностью 7 кВт:

$$A_{\text{удж}} = 1,72 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}; \quad A'_{\text{удж}} = 4,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т}; \quad A'_{\text{удн}} = \\ = 10,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т}; \quad W_{\text{сут}} = 119 \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}.$$

Для 3-го варианта:

$$I_{\text{полезн}} = 1980 \text{ Вт}; \quad \eta_{\text{ут}} = 1; \quad I_{\text{кл}} = 15 \text{ Вт}; \quad I_{\text{тр мех}} = 130 \text{ Вт}; \\ I_{\text{тр г}} = 890 \text{ Вт}; \quad I_{\text{тр пл}} = 140 \text{ Вт}; \quad I_{\text{пч}} = 3150 \text{ Вт}; \quad \eta_{\text{пч}} = 0,63; \\ \eta_{\text{эд}} = 0,75; \quad \eta_{\text{сек}} = 0,8; \quad \eta_{\text{шсн}} = 0,38; \quad I_{\text{полн}} = 5240 \text{ Вт} = 5,2 \text{ кВт}; \\ A_{\text{удж}} = 1,96 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг};$$

$$A'_{\text{удж}} = A'_{\text{удн}} = 5,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т}; \quad W_{\text{сут}} = 126 \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}.$$

## ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ШСНУ

Вероятную частоту обрывов штанговой колонны, вызванных усталостным разрушением материала штанг для средних по глубине спуска и числу качаний режимов эксплуатации, можно оценить по эмпирической формуле А. С. Вирновского

$$\varphi = C'_n (D_{\text{пл}}/d_{\text{шт}})^{3,27K + 0,13} \cdot (L_{\text{н}}/1000)^{2K + 1}, \quad (9.124)$$

где  $\varphi$  — вероятное число обрывов штанг в год;  $C'_n$ ,  $K$  — числовые коэффициенты, зависящие от усталостной прочности материала штанг и свойств откачиваемой жидкости.

При статистической обработке фактических данных было установлено, что  $K$  для штанг из углеродистой стали, работающих в неосложненных условиях эксплуатации, изменяется в пределах 0,75—1,0, а

$$C'_n = 0,533. \quad (9.125)$$

Для больших глубин и высоких чисел качаний, а также при откачке коррозионно-активных жидкостей коэффициента  $K > 1$  и даже  $K = 2$ . Для месторождений, сходных по условиям эксплуатации с девонскими месторождениями Башкирии, можно использовать следующую эмпирическую формулу:

$$\varphi = 0,012^{(B'' - 1)} \cdot A'' (9,8 \cdot \sigma_{\text{пр м}})^{B''} / [(\sigma_{\text{пр м}}) - \sigma_{\text{пр м}}] 9,8, \quad (9.126)$$

где  $A''$ ,  $B''$  — числовые коэффициенты, зависящие от диаметра плунжера, значения которых приведены ниже. Значения приведенных напряжений, подставляемые в формулу (9.126), должны иметь размерность мегапаскаль.

Диаметр насоса $D$ , мм	28	32	38	43	55	68	93
$A''$	0,32	0,36	0,30	0,43	0,29	0,29	0,37
$B''$	1,52	2,48	1,41	1,37	1,64	1,65	2,0

Зависимость (9.126) более удобна для использования и сравнения различных режимов работы ШСНУ, чем формула А. С. Вирновского (9.124), так как  $\sigma_{\text{пр}}$  — обобщающий показатель, зависящий от основных параметров режима откачки, глубины спуска, диаметра насоса и конструкции штанговой колонны. Формула (9.126) обеспечивает приемлемую точность при  $\sigma_{\text{пр м}} \leq 60$ —70 МПа.

После определения по одной из приведенных формул вероятной частоты обрывов штанговой колонны  $\varphi$  рассчитывают: общее число ремонтов в год  $N_{\text{рем}}$ , время простоя скважины  $T_{\text{рем}}$ , связанное с проведением подземных ремонтов скважины (ПРС), межремонтный период работы ШСНУ  $T_{\text{мрп}}$  и коэффициент эксплуатации скважины,  $\eta_{\vartheta}$ , по следующим формулам:

$$N_{\text{рем}} = \varphi + n_{\text{пр}}; \quad (9.127)$$

$$T_{\text{рем}} = t_{\text{р1}} \varphi + t_{\text{р2}} n_{\text{пр}} + t_{\text{ож}} N_{\text{рем}}; \quad (9.128)$$

$$T_{\text{мрп}} = (T_{\kappa} - T_{\text{рем}})/N_{\text{рем}}; \quad (9.129)$$

$$\eta_{\vartheta} = 1 - (T_{\text{рем}} + t_{\text{ож}})/T_{\kappa}, \quad (9.130)$$

где  $n_{\text{пр}}$  — число подземных ремонтов скважины, не связанных с ликвидацией обрыва штанг, рем/год;  $t_{p_1}$ ,  $t_{p_2}$ ,  $t_{\text{ож}}$  — время, затрачиваемое соответственно на ремонт по ликвидации обрыва штанг; на ремонт, не связанный с ликвидацией обрывов штанг; на ожидание ремонта, ч;  $T_k$ ,  $T_{\text{рем}}$ ,  $t_{\text{опр}}$  — время, соответственно календарное, простоя, связанного с ожиданием и проведением капитального или текущего ремонта скважины и оборудования, оргпростоя, не связанного с проведением ремонта, ч.

Величины  $n_{\text{пр}}$ ,  $t_{p_1}$ ,  $t_{p_2}$ ,  $t_{\text{ож}}$  и  $t_{\text{опр}}$  определяют по фактическим отчетным материалам эксплуатации штангового насосного оборудования на данном месторождении или рассчитывают по нормативам.

В заключение расчета определяют годовой отбор нефти из скважины  $Q_{\text{н год}}$  с учетом коэффициента эксплуатации

$$Q_{\text{н год}} = 365 \cdot Q_{\text{жд}} (1 - \beta_{\text{в}}) \cdot \eta_{\text{э}} \cdot \rho_{\text{нд}}. \quad (9.131)$$

**Задача 9.15.** Оценить показатели надежности ШСНУ.

**Решение.** Оценим показатели надежности работы ШСНУ по вышеприведенным формулам.

1-й вариант.

В формуле А. С. Вирновского [9.124] принимаем согласно рекомендациям настоящего раздела:  $C_n = 0,533$ ,  $K = 0,75$ , учитывая, что применяемый в настоящее время материал штанг характеризуется более высокой усталостной прочностью, чем во время создания формулы

$$\varphi_1 = 0,533 \cdot \left( \frac{0,055}{0,025} \right)^{3,27-0,75+0,13} \cdot \left( \frac{1200}{1000} \right)^{2-0,75+1} = 0,533 \cdot 7,66 \times \\ \times 1,58 = 6,4 \text{ обр/год.}$$

Оценим число обрывов по (9.126). Находим:  $A'' = 0,29$ ;  $B'' = 1,64$ . Вначале определим  $\varphi$  для штанг из углеродистой стали с  $[\sigma_{\text{пр м}}] = 57$  МПа. В этом случае, учитывая, что  $\sigma_{\text{пр м}} = 49,2$  МПа, получаем

$$\varphi = \frac{0,012^{(1,64-1)} \cdot 0,29 \cdot (9,8 \cdot 49,2)^{1,64}}{9,8 (57 - 49,2)} = \frac{0,059 \cdot 0,29 \cdot 26863}{80} = \\ = 5,75 \text{ обр/год.}$$

Для штанг из легированной стали 20НМ с  $[\sigma_{\text{пр м}}] = 74$  МПа получим аналогично

$$\varphi = \frac{0,012^{1,64-1} \cdot 0,29 \cdot 502^{1,64}}{755 - 502} = \frac{0,059 \cdot 0,29 \cdot 26863}{253} = \frac{459,6}{253} = \\ = 1,8 \text{ обр/год.}$$

Для штанг из углеродистой стали расчет по обеим формулам дал приблизительно одинаковые результаты. Для штанг из легированной стали вероятное число обрывов не превышает двух и более чем в 3 раза меньше, чем аналогичный показатель для штанг из углеродистой стали. Это убедительно свидетельствует о целесооб-

разности использования штанг из легированной стали для условий 1-го расчетного варианта.

Задаем числовые значения следующих показателей:  $n_{\text{рем}} = 1$  рем/год;  $t_{p_1} = t_{p_2} = 20$  ч,  $t_{\text{ож}} = t_{\text{опр}} = 30$  ч. Тогда:

$$\begin{aligned}N_{\text{рем}} &= 1,8 + 1,0 = 2,8 \text{ рем/год}; \quad T_{\text{рем}} = 20 \cdot 1,8 + 20 \cdot 1,0 + 30 \cdot 2,8 = \\&= 140 \text{ ч}; \quad T_{\text{мрп}} = (8760 - 140)/2,8 = 3079 \text{ ч} = 128 \text{ сут}; \quad \eta_3 = 1 - \\&= (140 + 30)/8760 = 0,98; \quad Q_{\text{н год}} = 365 \cdot 25 (1 - 0,2) \cdot 0,98 \cdot 820 = \\&= 5,87 \cdot 10^6 \text{ кг/год} = 5870 \text{ т/год}.\end{aligned}$$

2-й вариант.

По формуле А. С. Вирновского  $\varphi = 3,4$  обр/год.

По формуле (9.126)  $\varphi = 2,8$  обр/год.

Принимаем  $n_{\text{рем}} = 1$  рем/год;

$t_{p_1} = t_{p_2} = 15$  ч;  $t_{\text{ож}} = t_{\text{опр}} = 30$  ч.

Тогда:

$$\begin{aligned}N_{\text{рем}} &= 2,8 + 1,0 = 3,8 \text{ рем/год}; \quad T_{\text{рем}} = 15 \cdot 2,8 + 15 \cdot 1,0 + 30 \cdot 3,8 = \\&= 171 \text{ ч}; \quad T_{\text{мрп}} = (8760 - 171)/3,8 = 2260 \text{ ч} = 94 \text{ сут}; \quad \eta_3 = 1 - \\&= (171 + 30)/8760 = 0,98; \\Q_{\text{н год}} &= 365 \cdot 25 (1 - 0,55) \cdot 0,98 \cdot 850 = 3,42 \cdot 10^6 \text{ кг/год} = 3420 \text{ т/год}.\end{aligned}$$

3-й вариант.

По формуле А. С. Вирновского (9.124)  $\varphi = 1,2$  обр/год.

По формуле (9.126)  $\varphi = 2,1$  обр/год.

Принимая численные значения величин  $n_{\text{рем}}$ ,  $t_{p_1}$ ,  $t_{p_2}$ ,  $t_{\text{ож}}$  и  $t_{\text{опр}}$  из 2-го варианта, получим соответственно  $N_{\text{рем}} = 3,1$  рем/год;  $T_{\text{рем}} = 140$  ч;  $T_{\text{мрп}} = 116$  сут;  $\eta_3 = 0,89$ ;  $Q_{\text{н год}} = 8230$  т/год.

## 10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЦЭН

Процесс подбора установок ЦЭН для различных условий эксплуатации добывающих скважин связан, с одной стороны, с расчетом целого ряда характеристик, общих для любого способа эксплуатации, с другой стороны, обусловленных только этим способом эксплуатации. Ниже излагается ряд задач, освещающих наиболее важные стороны данной проблемы.

### РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО, ДОПУСКАЕМОГО И ПРЕДЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЙ НА ПРИЕМЕ ЦЭН

Задача 10.1. Рассчитать и сопоставить с фактическими оптимальное, допускаемое и предельное давления на приеме ЦЭН для условий Туймазинского нефтяного месторождения: давление насыщения  $p_{\text{нас}} = 9,6$  МПа, вязкость пластовой нефти  $\mu_{\text{н пл}} = 2,7$  мПа·с, дегазированной  $\mu_{\text{нд}} = 9$  мПа·с.

Результаты экспериментальных исследований представлены ниже.

Подача жидкости $Q_ж$ , м <sup>3</sup> /сут . . . . .	236,9	213,7	201,8	221,8	209,2	146,7
Давление на приеме $p_{при}$ , МПа . . . . .	11,01	9,52	7,88	5,84	4,19	3,07
К. п. д. насоса . . . . .	0,117	0,167	0,143	0,141	0,079	0,005

Под оптимальным давлением на приеме ЦЭН понимается давление, при котором в продукции имеется такое количество свободного газа, попадание которого в насос не приводит к практическому отклонению реальных характеристик насоса от стендовых при работе без свободного газа и максимальном к. п. д. насоса.

Как показали исследования, оптимальное давление зависит от давления насыщения, вязкости откачиваемой нефти и обводненности продукции. Для оценки оптимального давления на приеме ЦЭН  $p_{опт}$  могут быть использованы следующие зависимости:

$$\text{при } n_o \leq 0,6 \quad p_{опт} = p_{нас} (0,325 - 0,316 \cdot n_o) \mu_{нд}/\mu_{н пл}, \quad (10.1)$$

$$\text{при } n_o \geq 0,6 \quad p_{опт} = p_{нас} (6,97 \cdot n_o - 4,5 \cdot n_o^2 - 2,43) \mu_{нд}/\mu_{н пл}, \quad (10.2)$$

где  $n_o$  — объемная обводненность продукции.

Под допускаемым давлением на приеме ЦЭН  $p_{доп}$  понимается давление, при котором в продукции имеется такое количество свободного газа, попадание которого в насос хотя и приводит к значительному отклонению реальных характеристик насоса от стендовых при работе без свободного газа, но сохраняет устойчивую работу насоса при его допустимых к. п. д.

Для оценки допускаемого давления на приеме ЦЭН  $p_{доп}$  могут быть использованы следующие зависимости:

$$\text{при } n_o \leq 0,6 \quad p_{доп} = p_{нас} (0,198 - 0,18 \cdot n_o) \mu_{нд}/\mu_{н пл}, \quad (10.3)$$

$$\text{при } n_o \geq 0,6 \quad p_{доп} = p_{нас} (2,62 \cdot n_o - 1,75 \cdot n_o^2 - 0,85) \mu_{нд}/\mu_{н пл}. \quad (10.4)$$

Под предельным давлением на приеме ЦЭН  $p_{пред}$  понимается такое давление, при котором в продукции имеется значительное количество свободного газа, попадание которого в насос приводит к нестабильной его работе или к срыву подачи. При этом к. п. д.=0.

Для оценки предельного давления на приеме  $p_{пред}$  можно использовать следующую зависимость, справедливую во всей области объемного водосодержания  $n_o = 0 — 1$ :

$$p_{пред} = p_{нас} (0,125 - 0,115 \cdot n_o) \mu_{нд}/\mu_{н пл}. \quad (10.5)$$

Следует заметить, что зависимости (10.1—10.5) справедливы для случая, когда коэффициент сепарации газа на приеме насоса равен 0, т. е. весь свободный газ, имеющийся на приеме при данном давлении, попадает в насос. Исходя из этого,  $p_{опт}$ ,  $p_{доп}$  и  $p_{пред}$ , рассчитанные по (10.1—10.5), будут максимальными.

Для условий рассматриваемого примера объемная обводненность  $n_o = 0,152$ .

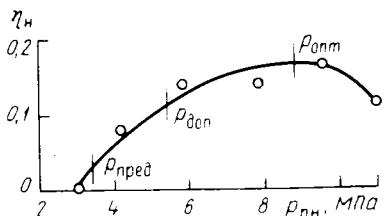


Рис. 10.1. Зависимость к. п. д. насоса от давления на приеме

По результатам промысловых исследований строим зависимость к. п. д. насоса от давления на приеме (рис. 10.1). Как видно, расчетные величины достаточно хорошо согласуются с экспериментальными.

### ВЛИЯНИЕ СЕПАРАЦИИ ГАЗА НА ОПТИМАЛЬНОЕ, ДОПУСКАЕМОЕ И ПРЕДЕЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЯ

Зависимость объемного коэффициента нефти от давления представлена на рис. 10.2.

Для расчета коэффициента сепарации у приема ЦЭН воспользуемся следующей формулой

$$\sigma_{\text{п}} = 1 / [1 + 0,75 q_{\text{ж}} / (\omega_0 f'_3)], \quad (10.6)$$

где  $q_{\text{ж}}$  — объемный расход жидкости в условиях приема насоса,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $f'_3$  — площадь кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и погружным насосом,  $\text{м}^2$ .

$$f'_3 = \pi (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) / 4, \quad (10.7)$$

$\omega_0$  — относительная скорость газовых пузырьков,  $\text{м}/\text{с}$ .

При  $n_0 \leq 0,5$   $\omega_0 = 0,02 \text{ м}/\text{с}$ , при  $n_0 > 0,5$   $\omega_0 = 0,17 \text{ м}/\text{с}$ .

Рассчитаем площадь поперечного сечения кольцевого зазора  $f'_3$ .

$$f'_3 = 3,14 \cdot [(0,1503)^2 - (0,114)^2] / 4 = 0,00754 \text{ м}^2.$$

Задача 10.2. Для условий предыдущей задачи оценить влияние сепарации газа у приема ЦЭН на оптимальное, допускаемое и предельное давления на приеме, принимая во внимание следующие данные: внутренний диаметр скважины  $D_{\text{вн}} = 0,1503 \text{ м}$ ; наружный диаметр насоса  $d_{\text{нар}} = 0,114 \text{ м}$ ; содержание азота в газе однократного разгазирования  $N_{N_2} = 10 \%$ .

Рассчитаем соответствующие давления на приеме:

$$p_{\text{опт 1}} = 9,6 \cdot 9 \cdot (0,325 - 0,316 \times 0,152) / 2,7 = 8,85 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{доп 1}} = 9,6 \cdot 9 \cdot (0,198 - 0,18 \times 0,152) / 2,7 = 5,45 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{пред 1}} = 9,6 \cdot 9 \cdot (0,125 - 0,115 \times 0,152) / 2,7 = 3,44 \text{ МПа}.$$

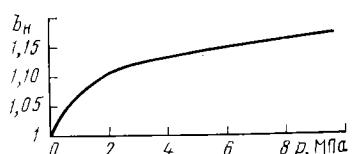
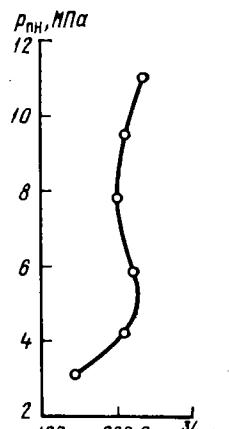


Рис. 10.2. Зависимость объемного коэффициента нефти от давления. Туймазинское месторождение

Решение. Для расчета подачи  $q_{\text{ж}}$  в условиях приема насоса построим предварительно зависимость подачи насоса по жид-

Рис. 10.3. Экспериментальная зависимость подачи установки до приема



кости  $Q_{ж}$  от давления на приеме  $p_{прием}$ . Для построения этой зависимости используем табличные экспериментальные данные, приведенные в предыдущей задаче (рис. 10.3). Используя эту зависимость, определим подачу жидкости при соответствующих рассчитанных давлениях на приеме: при  $p_{опт\ 1} = 8,85$  МПа  $Q_{ж\ 1} = 210$  м<sup>3</sup>/с; при  $p_{доп\ 1} = 5,45$  МПа  $Q_{ж\ 2} = 227$  м<sup>3</sup>/с; при  $p_{пред\ 1} = 3,44$  МПа  $Q_{ж\ 3} = 167$  м<sup>3</sup>/с.

По известной обводненности  $n_o = 0,152$  рассчитываем для каждой подачи содержание нефти в продукции

$$Q_n = Q_{ж} (1 - n_o). \quad (10.8)$$

В результате получаем для соответствующих давлений на приеме:  $Q_{n\ 1} = 178,08$  м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{n\ 2} = 192,496$  м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{n\ 3} = 141,616$  м<sup>3</sup>/сут.

Для соответствующих давлений на приеме (см. рис. 10.2) определяем объемные коэффициенты нефти:  $b_{n\ 1} = 1,165$ ;  $b_{n\ 2} = 1,14$  и  $b_{n\ 3} = 1,125$ .

Рассчитываем подачу по жидкости в условиях приема насоса (м<sup>3</sup>/с)

$$q_{ж} = [Q_{ж} b_{ж} + (Q_{ж} - Q_n)]/86400. \quad (10.9)$$

Для соответствующих давлений на приеме эти подачи составляют:

$$q_{ж\ 1} = [178,08 \cdot 1,165 + (210 - 178,08)]/86400 = 0,00277 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_{ж\ 2} = [192,496 \cdot 1,14 + (227 - 192,496)]/86400 = 0,00295 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_{ж\ 3} = [141,616 \cdot 1,125 + (167 - 141,616)]/86400 = 0,00214 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Так как обводненность продукции меньше 0,5, то при расчете коэффициента сепарации принимаем  $w_o = 0,02$  м/с. Определяем соответствующие коэффициенты сепарации:

$$\sigma_{ц1} = 1/[1 + 0,75 \cdot 0,00277/(0,02 \cdot 0,00754)] = 0,068;$$

$$\sigma_{ц2} = 1/[1 + 0,75 \cdot 0,00295/(0,02 \cdot 0,00754)] = 0,064;$$

$$\sigma_{ц3} = 1/[1 + 0,75 \cdot 0,00214/(0,02 \cdot 0,00754)] = 0,086.$$

Для оценки влияния коэффициента сепарации на вычисленные в предыдущей задаче оптимальное, допускаемое и предельное давления воспользуемся следующей формулой:

$$p' = p \left\{ 1 - \sigma \left[ 1 - \left( \frac{p - 0,1}{p_{нас} - 0,1} \right)^{\frac{1,5 + 0,32N_{N_2}^2}{1,567 + N_{N_2}^2}} \right] \right\} \frac{1,567 + N_{N_2}^2}{1,5 + 0,32N_{N_2}^2}, \quad (10.10)$$

где  $p$  — давление, соответствующее  $\rho_{\text{опт}}$ ,  $\rho_{\text{доп}}$  и  $\rho_{\text{пред}}$  и вычисляемое по формулам (10.1—10.5);  $N_{N_2}$  — содержание азота в попутном газе, %.

Рассчитываем влияние сепарации газа на оптимальное давление. При обводненности  $n_o = 0,152$  расчетное оптимальное давление составляет  $\rho_{\text{опт}1} = 8,85$  МПа, расчетный коэффициент сепарации  $\sigma_{\text{ц}1} = 0,068$ . Содержание азота по условиям задачи  $N_{N_2} = 10\%$ .

Подставляем исходные данные в (10.10)

$$\rho'_{\text{опт}} = 8,85 \left\{ 1 - 0,068 \left[ 1 - \left( \frac{8,85 - 0,1}{9,6 - 0,1} \right)^{\frac{1,5 + 0,32 \cdot 10^2}{1,567 + 10^2}} \right] \right\}^{\frac{1,567 + 10^2}{1,5 + 0,32 \cdot 10^2}} = \\ = 8,8 \text{ МПа.}$$

Для допускаемого давления на приеме  $\rho_{\text{доп}1} = 5,45$  МПа,  $\sigma_{\text{ц}2} = 0,064$ ,  $N_{N_2} = 10\%$ .

Подставляем данные в (10.10)

$$\rho'_{\text{доп}1} = 5,45 \left\{ 1 - 0,064 \left[ 1 - \left( \frac{5,45 - 0,1}{9,6 - 0,1} \right)^{\frac{1,5 + 0,32 \cdot 10^2}{1,567 + 10^2}} \right] \right\}^{\frac{1,567 + 10^2}{1,5 + 0,32 \cdot 10^2}} = \\ = 5,27 \text{ МПа.}$$

Для предельного давления на приеме  $\rho_{\text{пред}1} = 3,44$  МПа,  $\sigma_{\text{ц}3} = 0,086$ ,  $N_{N_2} = 10\%$ .

Подставляем данные в (10.10)

$$\rho'_{\text{пред}} = 3,44 \left\{ 1 - 0,086 \left[ 1 - \left( \frac{3,44 - 0,1}{9,6 - 0,1} \right)^{\frac{1,5 + 0,32 \cdot 10^2}{1,567 + 10^2}} \right] \right\}^{\frac{1,567 + 10^2}{1,5 + 0,32 \cdot 10^2}} = \\ = 3,186 \text{ МПа.}$$

## РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ИНДИКАТОРНОЙ ЛИНИИ СКВАЖИНЫ

**Задача 10.3.** По результатам экспериментальных исследований, изложенных в задаче 10.1, рассчитать забойные давления для всех режимов исследования, построить индикаторную линию скважины и вычислить коэффициент продуктивности скважины, если пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 14,92$  МПа, глубины спуска установки для соответствующих режимов: 1 —  $H_{\text{сп}} = 1682$  м, 2 — 1482 м, 3 — 1282 м, 4 — 1086 м, 5 — 884 м, 6 — 665 м, а глубина скважины  $L_c = 1755$  м. Плотность дегазированной нефти  $\rho_{\text{нд}} = 850$  кг/м<sup>3</sup>, плотность воды  $\rho_{\text{в}} = 1190$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Первоначально проверяем, будет ли полностью выноситься вода из скважины на интервале забой — прием при минимальном дебите скважины, зафиксированном на 6 режиме исследования  $Q_{\text{ж}} = 146,7$  м<sup>3</sup>/сут. Рассчитываем дебит нефти в стандартных условиях по (10.8)

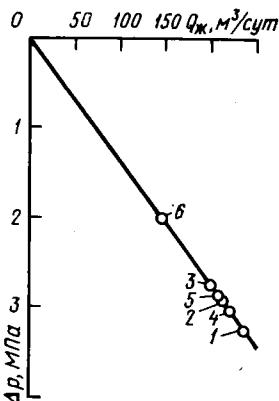
$$Q_{\text{нд}} = 146,7 (1 - 0,152) = 124,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Рис. 10.4. Индикаторная линия скважины (цифры соответствуют режимам исследования)

Так как давление у приема насоса на этом режиме исследования  $p = 3,07 \text{ МПа}$  (см. задачу 10.1), то при данном давлении определяем объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,122$  (см. рис. 10.2).

Рассчитываем число Рейнольдса по нефти  $\text{Re}_n$  [см. уравнение (11.31) в задаче 11.9]

$$\text{Re}_n = 1,274 \cdot Q_{\text{нд}} \cdot b_n(p) / [86400 \cdot D_t \cdot v_n(p)].$$



Из условий задачи 10.2  $D_t = 0,1503 \text{ м}$ . Из результатов исследования нефти вязкость ее при давлении  $p_{nn} = 3,07 \text{ МПа}$  и  $v_n = 7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  (величину  $v_n(p)$  можно рассчитать, зная количество растворенного газа).

$$\text{Тогда } \text{Re}_n = 1,274 \cdot 124,4 \cdot 1,122 \cdot 10^6 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 7) = 1956,1.$$

Предельное число Рейнольдса по нефти при совместном движении нефти и воды составляет  $\text{Re}_{np} = 1600$  (см. задачу 11.9).

В нашем случае  $1956,1 > 1600$ , поэтому в соответствии с (11.33) вода в рассматриваемом интервале не накапливается (т. е. плотность водонефтяной смеси в интервале забой—прием на любом режиме исследования равна плотности водонефтяной смеси в лифте).

Рассчитываем плотность водонефтяной смеси ( $n_o = 0,152$ )

$$\rho_{vn} = \rho_{nd} (1 - n_o) + \rho_v n_o = 850 \cdot (1 - 0,152) + 1190 \cdot 0,152 = 902 \text{ кг/м}^3.$$

Экспериментальными исследованиями установлено, что при  $p_{nn} \geq 0,4 \cdot p_{nas}$  влиянием газовой фазы на плотность водонефтяной смеси в интервале забой — прием можно пренебречь. Рассчитываем минимальное давление на приеме, при котором можно пренебречь влиянием на плотность водонефтяной смеси газовой фазы  $p_{nn} = 0,4 \cdot 9,6 = 3,84 \text{ МПа}$ .

Таким образом, для первых пяти режимов влиянием газа на плотность водонефтяной смеси в интервале забой — прием пренебрегаем.

Рассчитываем забойное давление  $p_{заб}$

$$p_{заб} = p_{np} + (L_c - H_n) \rho_{vn} g \quad (10.11)$$

и депрессию

$$\Delta p = p_{пл} - p_{заб}. \quad (10.12)$$

В результате получаем параметры, приведенные ниже.

Режим	1	2	3	4	5
$p_{\text{пп}}$ , МПа	11,01	9,52	7,88	5,84	4,19
$H_{\text{пп}}$ , м	1682	1482	1282	1086	884
$p_{\text{заб}}$ , МПа	11,67	11,98	12,15	11,87	12,05
$\Delta p$ , МПа	3,25	2,94	2,77	3,05	2,87

По результатам расчета строим индикаторную линию скважины  $Q_{\text{ж}} = f(\Delta p)$  (рис. 10.4). Данные по  $Q_{\text{ж}}$  берем из условий задачи 10.1. Рассчитываем коэффициент продуктивности скважины  $K$

$$K = \frac{(Q_1 - Q_2)}{(\Delta p_1 - \Delta p_2)} = \frac{(236,9 - 100)}{(3,25 - 1,37)} = 72,82 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}.$$

Вычисляем забойное давление для 6 режима

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пп}} - Q/K = 14,92 - 146,7/72,82 = 12,9 \text{ МПа}.$$

Рассчитываем забойное давление для 6 режима, принимая  $\rho_{\text{вн}} = 902 \text{ кг}/\text{м}^3$

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пп}} + (L_c - H_{\text{пп}}) \rho_{\text{вн}} g = 3,07 + (1755 - 665) \cdot 902 \cdot 9,81 \cong 12,72 \text{ МПа}.$$

Таким образом, для 6 режима при  $p_{\text{пп}} = 3,07 \text{ МПа}$  влиянием свободного газа на плотность водонефтяной смеси в интервале забоя — прием также можно пренебречь.

### РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ ПЛАСТ—СКВАЖИНА—НАСОС—ЛИФТ

Задача 10.4. Рассчитать и построить характеристику системы пласт—скважина—насос—лифт для условий, представленных ниже.

Режим работы	1	2	3	4	5	6
Подача системы $Q_{\text{ж}}$ , м <sup>3</sup> /сут	236,9	213,7	201,8	221,8	209,2	146,7
Давление на приеме $p_{\text{пп}}$ , МПа	11,01	9,52	7,88	5,84	4,19	3,07
Глубина спуска насоса $H_{\text{пп}}$ , м	1682	1482	1282	1086	884	665
Давление на устье скважины $p_y$ , МПа	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Температура на устье скважины $t_y$ , °C	19,3	19,9	20,2	20,2	20,1	19,9

Скважина Туймазинского нефтяного месторождения эксплуатируется установкой ЦЭН, состоящей из насоса ЭН-160-750 и электродвигателя ПЭД-35. Установка спущена на НКТ с внутренним диаметром  $d_{\text{вн}} = 0,0503 \text{ м}$ .

Газовый фактор  $\Gamma_0 = 56 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , обводненность продукции объемная  $n_o = 0,152$ , пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 30^\circ\text{C}$ .

Решение. Под условной характеристикой скважины понимается зависимость потребного давления  $p_p$  (напора  $H_p$ ) для подъема заданного объема жидкости  $Q_{\text{ж}}$  из скважины от динамического уровня  $H_{\text{дин}}$  до устья скважины с преодолением противодавления на устье  $p_y(H_y)$  и динамических сопротивлений в подъемной колонне  $\sum p$  ( $\sum H$ ). Если в продукции скважины имеется растворенный или свободный газ, то он, выделяясь и расширяясь в

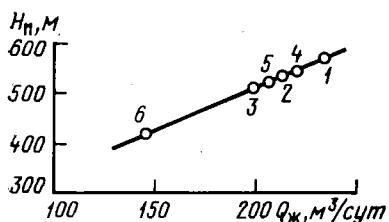


Рис. 10.5. Условная характеристика скважины (цифры соответствуют режимам исследования)

Рис. 10.6. Зависимость газового фактора от давления

подъемнике, совершил определенную работу по подъему жидкости (газлифтный эффект), снижая тем самым давление (напор), создаваемое насосом.

Построим условную характеристику скважины, предполагая отсутствие свободного газа в подъемнике и принимая динамические сопротивления в подъемнике  $\sum H = 0,1 (H_{дин} + H_y)$  здесь  $H_y$  — высота, эквивалентная давлению на устье при плотности, равной плотности продукции скважины, м. Таким образом, потребный напор определяется так

$$H_n = 1,1 [H_{дин} + p_y / (\rho_{вн} g)], \quad (10.13)$$

где  $\rho_{вн}$  — плотность водонефтяной смеси, кг/м<sup>3</sup>.

Динамический уровень рассчитываем по формуле

$$H_{дин} = L_c - p_{заб} / (\rho_{вн} g), \quad (10.14)$$

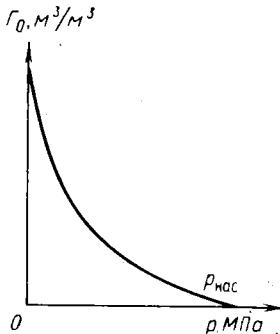
где  $p_{заб}$  — забойное давление. Для условий рассматриваемой задачи значения  $p_{заб}$  для различных режимов работы системы взяты из задачи 10.3,  $\rho_{вн} = 902$  кг/м<sup>3</sup>,  $L = 1755$  м.

Расчетные динамические уровни и потребные напоры для различных режимов работы системы приведены ниже.

Режим системы	1	2	3	4	5	6
Динамический уровень $H_{дин}$ , м	461	427	408	439	419	325
Потребный напор $H_n$ , м	567,6	530,2	509,3	543,4	521,4	418

По данным расчетов строим условную характеристику скважины, т. е. зависимость потребного напора  $H_n$  от расхода жидкости  $Q_{ж}$  при принятых выше ограничениях (рис. 10.5). Совершенно очевидно, что проявление газлифтного эффекта может существенным образом изменить условную характеристику скважины, превратив ее в ломаную линию. При этом мы получаем реальную характеристику системы.

Под характеристикой системы пласт—скважина—насос—лифт понимается зависимость реально потребного давления  $p_n$  (давления, создаваемого насосом  $p_n$ ) для подъема заданного объема жидкости  $Q_{ж}$  при заданных параметрах работы отдельных элементов системы  $p_{пп}$ ,  $p_y$ , диаметр НКТ и др.



Для условий стационарной работы рассматриваемой системы потребное давление  $p_n$  равно давлению, создаваемому насосом на данном режиме работы системы  $p_n$ .

Давление, создаваемое насосом, можно рассчитать по следующей формуле:

$$p_n = p_{vn} - p_{ph}, \quad (10.15)$$

где  $p_{vn}$  — давление на выходе из насоса.

Таким образом, для условий рассматриваемой задачи расчет характеристики системы по существу сводится к расчету  $p_{vn}$  при заданных параметрах работы подъемника, т. е. к расчету кривой распределения давления в НКТ от устья скважины  $p_y$  до глубины спуска насоса  $H_n$  ( $p_{vn}$ ).

Кривые распределения давления  $p = f(H)$  можно рассчитать для соответствующих режимов работы системы по известным методам.

Порядок расчета характеристики искомой системы следующий.

1. Предварительно рассчитывают и строят графическую зависимость газового фактора  $\Gamma_0$  от давления  $p$   $\Gamma_0 = f(p)$ .

Для расчета этой зависимости используют следующее уравнение:

$$\frac{1.5 + 0.32N_{N_2}^2}{1.567 + N_{N_2}^2}, \quad (10.16)$$

$$\Gamma_0(p)/\Gamma_0 = 1 - [(p - 0,1)/(p_{nac} - 0,1)]$$

где  $N_{N_2}$  — содержание азота в попутном газе однократного разгазирования. По условию задачи 10.2  $N_{N_2} = 10\%$ ,  $p_{nac}$  — давление насыщения, МПа. По условию задачи 10.1  $p_{nac} = 9,6$  МПа,  $p$  — текущее давление, изменяющееся от 0,1 до  $p_{nac}$ , МПа,  $\Gamma_0$  — газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,  $\Gamma_0(p)$  — текущий газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$  (рис. 10.6).

2. По (10.6) для каждого режима работы системы рассчитывают коэффициент сепарации газа у приема ЦЭН  $\sigma_{\pi}$ .

3. Для каждого режима работы системы рассчитывают фактический газовый фактор  $\Gamma_0 \text{ факт}$

$$\Gamma_0 \text{ факт} = \Gamma_0 - \Gamma_0^* \pi_{ph}(p_{ph}) \sigma, \quad (10.17)$$

где  $\Gamma_0^* \pi_{ph}(p_{ph})$  — газовый фактор при давлении на приеме  $p_{ph}$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Определяется по зависимости  $\Gamma_0 = f(p)$ .

Таким образом, при расчете кривых распределения давления в НКТ  $p_{vn}$  вместо газового фактора  $\Gamma_0$  необходимо в расчетные формулы подставлять  $\Gamma_0 \text{ факт}$ .

4. Для каждого режима работы системы по известной температуре на устье  $t_y$  рассчитывают температуру на выходе из насоса  $t_{vn}$ , при которой находится продукция скважины в начале своего движения в НКТ. Для расчета  $t_{vn}$  можно воспользоваться следующими зависимостями, полученными из законов распределения температуры вдоль скважины (11.2) и (11.3). При этом принимают:

Рис. 10.7. Характеристика работы системы пласт—скважина—насос—лифт:

1 — элементы пласт—скважина; 2 — элементы насос—лифт

$L_c = H_n, h = H_n, \bar{H} = H_n/1\text{м}, t(h) = t_{\text{пл}} = t_{\text{ви}}, t = t_y$ . С учетом этого расчетные зависимости для  $t_{\text{ви}}$  записывают в виде

$$t_{\text{ви}} = t_y / (1 - \bar{H} [4,31 \cdot 10^{-3} / \ln(Q_M + 33) - 5,4 \cdot 10^{-4}]), \quad (10.18)$$

$$t_{\text{ви}} = t_y / (1 - [0,544 \cdot H_n (623,7 \cdot d_{\text{ви}}/Q_M + 1)/c]). \quad (10.19)$$

5. Для каждого режима работы системы для соответствующих  $\Gamma_0$  факт рассчитывают новые давления насыщения  $p'_{\text{нас}}$  по (11.28).

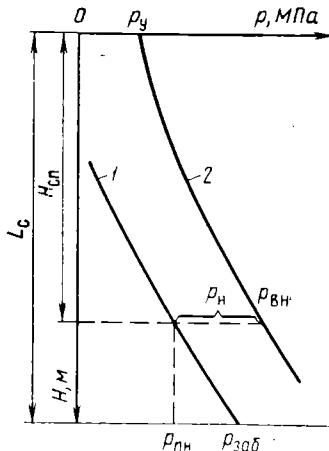
6. При заметном отличии температуры на выходе из установки  $t_{\text{ви}}$  от пластовой температуры  $t_{\text{пл}}$  температуру корректируют на новое давление насыщения  $p'_{\text{нас}}$  (см. задачу 11.8).

7. Используя полученные для каждого режима работы системы величины  $\Gamma_0$  факт,  $p'_{\text{нас}}$ ,  $t_{\text{ви}}$ , а также исходные данные, рассчитывают кривые распределения давления в НКТ или на выходе из насоса  $p_{\text{нас}}$ .

8. Рассчитывают потребное для подъема продукции скважины давление  $p_n$ , равное давлению, создаваемому насосом  $p_n$  и определяемому по (10.15).

9. Странят графическую характеристику системы пласт—скважина—насос—лифт в координатах  $p_n (p_n) = f(Q_{\text{ж}})$ , которая может представлять собой и ломаную линию.

Возможно характеристику изучаемой системы пласт—скважина—насос—лифт представить и в виде кривых распределения давления в разных элементах для соответствующего режима работы системы ( $p_{\text{заб}}, p_{\text{пп}}, Q_{\text{ж}}, p_y, H_n$  и т. д.), показанных на рис. 10.7.



## КОРРЕКТИРОВКА ПАСПОРТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЭН ПРИ РАБОТЕ НА ВОДЕ

Правильный выбор соответствующего типоразмера погружного центробежного насоса для конкретных условий эксплуатации каждой скважины является одной из важнейших задач, так как в конечном итоге определяет экономическую эффективность подъема продукции скважины на поверхность. Под характеристикой центробежного насоса понимают совокупность графических зависимостей напора  $H$ , потребляемой мощности  $N$  и к. п. д.  $\eta$  от подачи  $Q$ . В справочной литературе для каждого типоразмера ЦЭН имеются паспортные характеристики, полученные при испытании насосов на пресной воде.

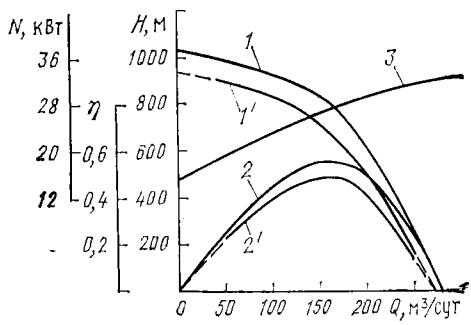


Рис. 10.8. Паспортная и реальная характеристики насоса ЭН-160-750:

1, 2, 3 — паспортные; 1', 2' — реальные; 1 и 1' —  $H = f(Q)$ ; 2, 2' —  $\eta = f(Q)$ ; 3 —  $N = f(Q)$  подачи

Реальные характеристики насосов могут значительно отличаться от паспортных по целому ряду причин, основными из которых являются:

1. Несоответствие геометрии проточных органов насосов и состояния поверхностей номинальным расчетным параметрам, связанное с технологическими отклонениями при выпуске серийной продукции.

2. Отличие вязкости реальной продукции, протекающей через насос, от вязкости пресной воды, на которой получены паспортные характеристики.

3. Наличие в продукции скважины свободного газа, попадающего в насос.

**Задача 10.5.** Скорректировать паспортную характеристику погружного центробежного насоса (для рассматриваемого случая — насос ЭН-160-750) для каждого режима работы системы пласт—скважина—насос—лифт с учетом свойств реальной продукции скважины, движущейся через насос. При расчетах использовать исходные данные задач 10.1—10.4.

**Решение.** Для получения реальной характеристики насоса при работе его на пресной воде необходимы стендовые исследования насоса перед спуском его в скважину. Однако проведение таких исследований не всегда возможно. Поэтому ниже излагается методика расчета реальной характеристики насоса при работе на воде (рис. 10.8).

1. Выбирают ряд подач насоса  $Q = 50, 100, 150, 200$  и  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а также оптимальную подачу  $Q_{\text{опт}}$  (при  $\eta_{\text{max}}$ ).

2. Для выбранных подач с характеристики насоса определяют соответствующие им напоры  $H$  и к. п. д.  $\eta$ . Указанные параметры представлены ниже.

Подача $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	50	100	150	160	200	250
Напор $H, \text{ м}$	990	930	820	790	600	260
К. п. д., $\eta$	0,26	0,45	0,55	0,56	0,50	0,22

3. Рассчитывают снижение напора  $\Delta H$  при соответствующих подачах вследствие несоответствия геометрии проточных органов насоса и состояния поверхностей номинальным расчетным параметрам. Для расчета  $\Delta H$  используют эмпирическую формулу

$$\Delta H = 0,92 \cdot H_{\text{опт}} / (3,9 + 0,023 \cdot Q_{\text{опт}}), \quad (10.20)$$

где  $Q_{\text{опт}}$ ,  $H_{\text{опт}}$  — соответственно паспортные подача и напор на оптимальном режиме работы насоса.

$$\Delta H = 0,92 \cdot 790 / (3,9 + 0,023 \cdot 160) = 95,88 \text{ м.}$$

4. Определяют реальные напор насоса  $H'$  и к. п. д.  $\eta'$  по следующим формулам (при принятых значениях подач  $Q$ ):

$$H' = H - \Delta H; \quad (10.21)$$

$$\eta' = \eta (1 - \Delta H / H). \quad (10.22)$$

Результаты расчета приведены ниже (см. рис. 10.8).

Подача $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	50	100	150	160	200	250
Напор $H$ , м	894,12	834,12	724,12	694,12	504,12	164,12
К. п. д. $\eta$	0,235	0,404	0,486	0,492	0,420	0,139

По полученным расчетным данным строят соответствующие зависимости  $Q-H'$  и  $Q-\eta'$ . Мощностную характеристику  $Q-N$  оставляют без изменений.

Дальнейшая корректировка характеристики на вязкость откачиваемой насосом продукции и на наличие в ней свободного газа должна вестись с использованием расчетных реальных параметров (зависимости  $Q-H'$ ,  $Q-N$  и  $Q-\eta'$ ), а не с использованием паспортных величин [24].

## 11. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

К осложненным условиям эксплуатации добывающих скважин относятся условия, как связанные со свойствами продукции скважин (высокая обводненность, высокая вязкость, отложения твердой фазы и т. д.), что существенно затрудняет глубинные исследования и обуславливает расчетное определение целого ряда параметров, используемых при оптимизации технологических режимов работы скважинного оборудования, так и с используемыми в настоящее время технологическими процессами (поддержание пластового давления, тепловые методы повышения нефтеотдачи и др.) и системами нефтегазосбора (однотрубные герметизированные), требующими повышенных устьевых давлений.

### ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

#### Расчет распределения температуры по глубине добывающей скважины

Распределение температуры по глубине скважины рассчитывается по следующим зависимостям (при  $15 \leq Q_M \leq 800$  т/сут):

$$t(h) = t \pm t_{\text{пл}} \cdot h \cdot [1 - (1 - 0,87e^{-0,003 \cdot Q_M}) \rho_{\text{н. д.}} / \rho_{\text{н. пл}}] / L_c^*; \quad (11.1)$$

$$t(h) = t \pm t_{\text{пл}} \bar{H} [0,00431 / \ln(Q_M + 33) - 5,4 \cdot 10^{-4}]; \quad (11.2)$$

$$t(h) = t \pm t_{\text{пл}} h [0,544 L_c (623,7 \cdot D_{\text{вн}} / Q_M + 1) / c] / L_c, \quad (11.3)$$

\* Зависимость (11.1) может быть использована только для фонтанных и газлифтных скважин.

где  $h$  — глубина, м;  $\bar{H}$  — безразмерная глубина  $\bar{H} = h/1$  м;  $c$  — удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К).

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

Для обводненной продукции скважины удельную теплоемкость жидкости рассчитывают в зависимости от обводненности

$$c = c_n (1 - n_o) + c_w n_o, \quad (11.4)$$

где  $c_n$ ,  $c_w$  — соответственно удельная теплоемкость для нефти (2100 Дж/кг·К) и для воды (4186 Дж/кг·К);  $n_o$  — обводненность продукции.

**Задача 11.1.** Рассчитать пластовую температуру в фонтанной скважине для следующих условий ее эксплуатации: глубина скважины  $L_c = 1700$  м, внутренний диаметр НКТ  $d_{\text{вн}} = 0,062$  м, глубина спуска НКТ  $H_t = 1700$  м, дебит скважины (массовый)  $Q_m = 100$  т/сут, продукция скважины безводная  $n_o = 0$ , температура на устье скважины  $t_y = 11,4^\circ\text{C}$ , плотность пластовой нефти  $\rho_{n,\text{пл}} = 804$  кг/м<sup>3</sup>, плотность дегазированной нефти  $\rho_{n,\text{д}} = 852$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Так как по условиям задачи требуется рассчитать пластовую температуру, то в расчетных формулах  $h = L_c = 1700$  м, а  $\bar{H} = 1700$ .

Рассчитываем  $t_{\text{пл}}$  по (11.1)

$$t_{\text{пл}} = 11,4 + t_{\text{пл}} \frac{1700}{1700} \left[ 1 - (1 - 0,87e^{-0,003 \cdot 100}) \frac{852}{804} \right],$$

$$t_{\text{пл}} = 11,4 / [(1 - 0,87/1,35) 1,06] = 30^\circ\text{C}.$$

По (11.2)

$$t_{\text{пл}} = 11,4 + t_{\text{пл}} 1700 [0,00431 / \ln(100 + 33) - 5,4 \cdot 10^{-4}],$$

$$t_{\text{пл}} = 11,4 / [1 - 1700 (8,81 \cdot 10^{-4} - 5,4 \cdot 10^{-4})] = 27,2^\circ\text{C}.$$

По (11.3)

$$t_{\text{пл}} = 11,4 + t_{\text{пл}} \frac{1700}{1700} \left[ 0,544 \cdot \frac{1700}{2100} \cdot \left( 623,7 \cdot \frac{0,062}{100} + 1 \right) \right],$$

$$t_{\text{пл}} = 11,4 / [1 - (0,544 \cdot 1,013)] = 29,2^\circ\text{C}.$$

Расчет приведен на примере эксплуатации фонтанной скважины на Туймазинском месторождении. Пластовая температура на данном месторождении для пласта  $D_I = 28^\circ\text{C}$ , для пласта  $D_{II} = 30^\circ\text{C}$ .

Таким образом, рассчитанные значения хорошо согласуются с фактическими пластовыми температурами пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  Туймазинского месторождения.

## Расчет температуры на приеме штангового скважинного насоса и на устье скважины

Задача 11.2. Рассчитать по (11.2—11.3) и сопоставить результаты расчета температуры на приеме насоса и устья для скважины, эксплуатируемой ШСНУ со следующей характеристикой: глубина скважины  $L_c = 1300$  м, внутренний диаметр скважины  $D_t = 0,1503$  м, глубина спуска насоса  $H_n = 700$  м, дебит скважины  $Q_m = 26$  т/сут, обводненность  $n_o = 0,25$ , пластовая температура  $t_{пл} = 24$  °C, плотность пластовой нефти  $\rho_{н,пл} = 884$  кг/м<sup>3</sup>, плотность дегазированной нефти  $\rho_{н,д} = 895$  кг/м<sup>3</sup>, диаметр НКТ = = 0,0403.

## Расчет распределения температуры в скважине, эксплуатирующейся УЦЭН

Задача 11.3. Рассчитать распределение температуры в подъемнике (НКТ) и в скважине (ниже приема ЦЭН) для следующих условий: глубина скважины  $L_c = 1780$  м, внутренний диаметр скважины  $D_t = 0,13$  м, глубина спуска УЦЭН  $H_n = 900$  м, внутренний диаметр НКТ  $d_{вн} = 0,0403$  м, температура на устье скважины  $t_y = 20$  °C, пластовая температура  $t_{пл} = 35$  °C, массовый дебит скважины  $Q_m = 130$  т/сут, обводненность продукции  $n_o = 0,80$ , плотность дегазированной нефти  $\rho_{н,д} = 860$  кг/м<sup>3</sup>, плотность пластовой нефти  $\rho_{н,пл} = 825$  кг/м<sup>3</sup>.

## Расчет повышения температуры продукции за счет работы погружного агрегата УЦЭН и влияние этого повышения на вязкость продукции

Задача 11.4. Рассчитать повышение температуры продукции скважины на выходе из установки погружного центробежного электронасоса за счет нагрева ее от работающего погружного агрегата и оценить влияние повышения температуры на вязкость газонасыщенной нефти на выходе из установки. Основные исходные данные следующие: глубина скважины  $L_c = 2000$  м, глубина спуска ЦЭН  $H_n = 1200$  м, внутренний диаметр скважины  $D_t = 0,1503$  м, внутренний диаметр НКТ  $d_{вн} = 0,0503$  м, пластовая температура  $t_{пл} = 50$  °C, температура на устье скважины  $t_y = 14,8$  °C, дебит скважины (массовый)  $Q_m = 50$  т/сут, обводненность  $n_o = 0$ , вязкость дегазированной нефти соответственно при 20 °C  $\mu_{20} = 50$  мПа·с, при 50 °C  $\mu_{50} = 5$  мПа·с, газовый фактор  $\Gamma_0 = 25$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление у приема ЦЭН выше давления насыщения.

Решение. Первоначально рассчитывают температуру в скважине  $t_c$  перед установкой ЦЭН на глубине 1200 м от устья или на расстоянии 800 м от забоя по (11.3)

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

Так как продукция безводная, то  $c = 2100 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$

$$t_c = 50 \left\{ 1 - \frac{(2000 - 1200)}{2000} \left[ 0,544 \frac{2000}{2100} \left( 623,7 \frac{0,1503}{50} + 1 \right) \right] \right\} = \\ = 20,2^\circ \text{ C}.$$

Таким образом, температура в скважине перед установкой ЦЭН составляет  $t_c = 20,2^\circ \text{ C}$ . Для расчета температуры на выходе из установки ЦЭН  $t_{\text{вых}}$  воспользуемся зависимостью (11.3), записанной в виде

$$t(h) = t_y + t(h) \frac{h}{H_h} \left[ 0,544 \frac{H_h}{c} \left( 623,7 \frac{d_{\text{вн}}}{Q_M} + 1 \right) \right]. \quad (11.5)$$

При  $h = H_h$ ,  $t(h) = t_{\text{пл}} = t_{\text{зк}}$ .

$$\text{Гогда } t_{\text{вн}} = t_y / \{ 1 - [0,544 \cdot H_{\text{сп}} (623,7 d_{\text{вн}} / Q_M + 1) / c] \} = 14,8 / \{ 1 - [0,544 \times 1200 / 2100 (623,7 \cdot 0,0503 / 50 + 1)] \} = 29,96^\circ \text{ C}. \quad (11.6)$$

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

$$\Delta t = t_{\text{вн}} - t_c = 29,96 - 20,2 = 9,76^\circ \text{ C}.$$

Рассчитывают вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_{ht}$  при текущей температуре  $t$

$$\mu_{ht} = \exp \left( - 87,24 \cdot 10^{-4} \cdot V_{\text{рп}} + 12,9 \cdot 10^{-6} \cdot V_{\text{рп}}^2 \right) \times \\ \times \left[ \frac{t - 20}{\mu_{20} \left( \frac{\lg \mu_{20}}{\lg \mu_0} \right)^{\frac{30}{20}}} \right] \exp \left( - 47,11 \cdot 10^{-4} \cdot V_{\text{рп}} + 8,3 \cdot 10^{-6} \cdot V_{\text{рп}}^2 \right), \quad (11.7)$$

где  $V_{\text{рп}}$  — количество растворенного в 1 м<sup>3</sup> нефти газа, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при  $p \geq p_{\text{нac}}$ ;  $V_{\text{рп}} = \Gamma_0$ .

При температуре в скважине перед установкой ЦЭН  $t_c = 20,2^\circ \text{ C}$

$$\mu_{ht,20,2} = \exp \left( - 87,24 \cdot 10^{-4} \cdot 25 + 12,9 \cdot 10^{-6} \cdot 25^2 \right) \times \\ \times \left[ \frac{0,2}{50 \left( \frac{\lg 5}{\lg 50} \right)^{\frac{30}{20}}} \right] \exp \left( - 47,11 \cdot 10^{-4} \cdot 25 + 8,3 \cdot 10^{-6} \cdot 25^2 \right) \\ = e^{-0,21004} \times \\ \times 48,84 e^{-0,1126} = 0,81 \cdot 48,84^{0,8935} = 26,15 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

Рассчитывают вязкость газонасыщенной нефти при температуре  $t_{\text{вых}} = 29,96^\circ \text{ C}$

$$\mu_{ht,29,96} = 0,81 \left[ \frac{9,96}{50 \left( \frac{\lg 5}{\lg 50} \right)^{\frac{30}{20}}} \right]^{0,8935} = 0,81 \cdot 18,44^{0,8935} = 10,95 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

Следовательно, за счет нагрева от работающего погружного агрегата вязкость газонасыщенной нефти снизилась с 26,15 до 10,95 мПа·с, т. е. в 2,39 раза.

## РАСЧЕТ МАССОВОГО ДЕБИТА СКВАЖИНЫ

Задача 11.5. Рассчитать массовый дебит фонтанной скважины, основные характеристики которой следующие: глубина скважины  $L_c = 1700$  м, пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 29^\circ\text{C}$ , температура на устье  $t_y = 8^\circ\text{C}$ , внутренний диаметр НКТ (подъемник спущен до забоя)  $d_{\text{вн}} = 0,0503$  м, плотность дегазированной нефти  $\rho_{\text{нд}} = 855 \text{ кг}/\text{м}^3$ , плотность пластовой нефти  $\rho_{\text{п,пл}} = 804 \text{ кг}/\text{м}^3$ , обводненность продукции  $n_0 = 0$ .

Решение. Для расчета массового дебита добывающей скважины можно использовать следующие зависимости:

$$Q_m = 767,6 \cdot \lg \{0,87 / [1 - t_y \cdot \rho_{\text{п,пл}} / (t_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{нд}})]\}; \quad (11.8)$$

$$Q_m = 10^{0.001874 \cdot \bar{H} / (1 - t_y / t_{\text{пл}} + 5.4 \cdot 10^{-4} \cdot \bar{H})} - 33; \quad (11.9)$$

$$Q_m = 339,29 d_{\text{вн}} L_c / [c (1 - t_y / t_{\text{пл}} - 0,544 L_c / c)]. \quad (11.10)$$

Замеренный массовый дебит данной скважины составляет 52 т/сут. Расчет по (11.8) дает  $Q_m = 767,6 \lg [0,87 / (1 - 8 \cdot 804 / (29 \cdot 855))] = 53,7$  т/сут, т. е. по сравнению с замеренным погрешность составляет 3,2 %.

Расчет по (11.9) дает следующий результат (по условиям задачи  $\bar{H} = L_c / 1 \text{ м} = 1700$ ):

$$Q_m = 10^{0.001874 \cdot 1700 / (1 - 8 / 29 + 5.4 \cdot 10^{-4} \cdot 1700)} - 33 = 54 \text{ т/сут},$$

т. е. погрешность по сравнению с замеренным составляет 3,8 %.

Наконец, расчет по (11.10) дает  $Q_m = 339,29 \cdot 0,0503 \cdot 1700 / [2100 (1 - 8 / 29 - 0,544 \cdot 1700 / 2100)] = 48,7$  т/сут, а погрешность составляет минус 6,3 %.

Совершенно очевидно, что рассмотренные зависимости для расчета массового дебита скважин можно использовать в качестве дополнительного контроля эксплуатации добывающих скважин в осложненных условиях, когда по тем или иным причинам не удается измерить дебит с необходимой точностью.

С точки зрения минимальной информации для расчета массового дебита скважины предпочтительна формула (11.9), для пользования которой необходимо измерить температуру на устье (впрочем, равно как и для пользования другими формулами), знать пластовую температуру  $t_{\text{пл}}$  и глубину скважины  $L_c$  ( $\bar{H} = L_c / 1 \text{ м}$ ).

## СЕПАРАЦИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА У ПРИЕМА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### Расчет коэффициента сепарации свободного газа

Задача 11.6. Рассчитать и построить зависимости коэффициента сепарации от дебита скважины для башмака фонтанного лифта, приема ШСН и ЦЭН для следующих условий: внутренний диаметр скважины  $D_{\text{эк}} = 0,13$  м, диаметр фонтанного лифта  $d_{\Phi} = 0,073$  м, условный диаметр НКТ для ШСН  $d_{\text{ш}} = 0,048$  м, условный диаметр НКТ для ЦЭН  $d_{\text{ц}} = 0,060$  м, дебит скважины в по-

верхностных условиях  $Q_{жл} = 10, 50, 100, 150$  и  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , объемный коэффициент нефти в условиях приема  $b_n = 1,1$ , объемный коэффициент воды  $b_w = 1,0$ , плотность нефти в условиях приема  $\rho_n = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$ , плотность газа в условиях приема  $\rho_r = 1,2 \text{ кг}/\text{м}^3$ , динамическая вязкость нефти  $\mu_n = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , коэффициент поверхностного натяжения нефти на границе с газом  $\sigma_{нг} = 2 \cdot 10^{-2} \text{ Н}/\text{м}$ . Скважина вертикальная.

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

Газовый фактор в условиях приема, приведенный к стандартным условиям,  $\Gamma_0 = 35 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Давление у приема скважинного оборудования  $p_{пп} = 5 \text{ МПа}$ , температура  $T_{пп} = 295 \text{ К}$ .

Коэффициентом сепарации газа у приема погружного оборудования  $\sigma$  называется отношение объема газа, ушедшего в затрубное пространство, к общему объему свободного газа у приема насоса при данных термодинамических условиях.

**Решение.** Для расчета коэффициента сепарации воспользуемся следующими зависимостями:

для башмака фонтанного лифта

$$\sigma_\phi = \sigma_0 [1 + 0,7 \cdot q_{ж} / (\omega_0 F_{зк})], \quad (11.11)$$

для приема ШСН

$$\sigma_\psi = \sigma_0 [1 + 1,05 \cdot q_{ж} / (\omega_0 F_{зк})], \quad (11.12)$$

где  $\sigma_0$  — коэффициент сепарации газа на режиме нулевой подачи  $\sigma_0 = 1 - (d_{нар}/D_{зк})^2$ ,  $(11.13)$

$d_{нар}$  — наружный диаметр НКТ, м;  $q_{ж}$  — объемный расход жидкости в условиях приема оборудования,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\omega_0$  — относительная скорость газовых пузырьков,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $F_{зк}$  — площадь поперечного сечения обсадной колонны,  $\text{м}^2$ . Коэффициент сепарации у приема ЦЭН рассчитывают по (10.6).

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

$$\begin{aligned} \omega_0 = 0,3873g^{0,76} \left( \frac{\rho_n - \rho_r}{\mu_n} \right) d_n^{1,28} \left[ \frac{\sigma_{нг} \mu_n}{gd_n^3 (\rho_n - \rho_r)^2 \bar{\omega}_r} \right]^{-0,25} \times \\ \times \left\{ \ln \left[ -0,303 + 1,09 \sqrt{8,07 - 33,9 (\ln \ln Re_n - 1,82)^2} \right] \right\} + \\ + 0,0105 \cdot A^{2,25}, \end{aligned} \quad (11.14)$$

где  $g$  — ускорение силы тяжести, равное  $9,81 \text{ м}/\text{с}^2$ ,  $\sigma_{нг}$  — коэффициент поверхностного натяжения системы нефть—газ,  $\text{Н}/\text{м}$ ;  $d_n$  — диаметр газового пузырька; в расчетах принимают равным  $5 \cdot 10^{-4} \text{ м}$ ;  $\bar{\omega}_r$  — приведенная скорость газовой фазы,  $\text{м}/\text{с}$

$$\bar{\omega}_r = V_r/f, \quad (11.15)$$

$V_r$  — объемный расход газовой фазы при данных термодинамических условиях,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $f$  — площадь сечения трубопровода,  $\text{м}^2$ ;  $Re_n$  — число Рейнольдса для нефти

$$Re_n = \bar{\omega}_n D_{зк} \rho_n / \mu_n, \quad (11.16)$$

Рис. 11.1. Зависимость коэффициента сепарации

1 — у приема ЦЭН; 2 — у приема ШСН (башмака лифта)

$w_n$  — приведенная скорость движения нефти, м/с

$$\bar{w}_n = 4q_n / (\pi D_3^2); \quad (11.17)$$

$D_3$  — эквивалентный диаметр подъемника (м), принимаемый равным внутреннему диаметру трубы круглого сечения и вычисляемый для кольцевых и серповидных сечений по формуле

$$D_3 = \sqrt{D_{\text{эк}}^2 - d_{\text{нап}}^2}, \quad (11.18)$$

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

Для обводненной продукции скважины при  $n_o \leq 0,5$   $\omega_o = 0,02$  м/с, а при  $n_o > 0,5$   $\omega_o = 0,17$  м/с.

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

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

$$V_r = \Gamma_0 (p_{\text{пп}}) Q_{\text{жд}} z p_{\text{ст}} T_{\text{пп}} [1 - n_o (p_{\text{пп}})] / (86400 \cdot \rho_{\text{пп}} T_{\text{ст}}), \quad (11.19)$$

где  $z$  — коэффициент сверхжимаемости газа: для условий данного примера принять  $z = 0,91$ ;  $p_{\text{ст}}$ ,  $T_{\text{ст}}$  — соответственно стандартные давление (0,1 МПа) и температура (293 К);  $n_o$  — объемная обводненность при давлении приема

$$n_o (p_{\text{пп}}) = Q_{\text{вд}} b_v (p_{\text{пп}}) / [Q_{\text{вд}} b_v (p_{\text{пп}}) + Q_{\text{нвд}} b_w (p_{\text{пп}})], \quad (11.20)$$

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

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

$$f = \pi D_{\text{эк}}^2 / 4. \quad (11.21)$$

При эксплуатации скважин УЦЭН

$$f = \pi D_3^2 / 4 = \pi (D_{\text{эк}}^2 - d_{\text{нап}}^2) / 4. \quad (11.22)$$

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

$$\bar{w}_n = 4 Q_{\text{жд}} [1 - n_o (p_{\text{пп}})] b_n (p_{\text{пп}}) / (86400 \pi D_{\text{эк}}^2). \quad (11.23)$$

Находят число Рейнольдса для нефти  $Re_n$  и относительную скорость газовых пузырьков. Затем по соответствующим формулам для каждого дебита рассчитывают коэффициенты сепарации и строят зависимости  $\sigma = f(Q_{ж})$  (рис. 11.1) или  $\sigma = f(q_{ж}/w_o F_{эк})$ .

### Влияние угла наклона скважины на коэффициент сепарации

**Задача 11.7.** Для условий предыдущей задачи оценить влияние угла наклона скважины на коэффициент сепарации. Расчеты провести для случая, когда скважина безводная, а угол наклона составляет  $A = 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20$  и  $22^\circ$ . Сопоставить влияние угла наклона на коэффициент сепарации для различных способов эксплуатации: фонтанного, ШСН и ЦЭН.

### Влияние сепарации на газовый фактор и давление насыщения

**Задача 11.8.** Оценить влияние сепарации газа у приема ШСН на фактический газовый фактор и на давление насыщения для следующих условий: внутренний диаметр скважины  $D_{эк} = 0,1503$  м, наружный диаметр НКТ  $d_{нар} = 0,048$  м, дебит нефти  $Q_n = 40$  м<sup>3</sup>/сут, обводненность продукции  $n_o = 0$ , газовый фактор (стандартные условия)  $\Gamma_0 = 120$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения при пластовой температуре  $p_{нас} = 12$  МПа, пластовая температура  $t_{пл} = 50^\circ\text{C}$ , плотность дегазированной нефти  $\rho_{нд} = 825$  кг/м<sup>3</sup>, газ содержит в своем составе: метана  $N_{C_1} = 12\%$ , азота  $N_{N_2} = 32\%$ , температура у приема насоса  $t_{пн} = 20^\circ\text{C}$ , давление у приема насоса  $p_{пн} = 6$  МПа.

**Решение.** Оценивают влияние температуры на давление насыщения

$$p_{нас\ t} = p_{нас} + 0,1k(t - t_{пл}), \quad (11.24)$$

где  $p_{нас\ t}$  — давление насыщения при температуре  $t$ , МПа;

$$k = \Gamma'_0 (N_{C_1} - 0,8N_{N_2}) / [7018 + 0,9157 \cdot \Gamma''_0 (N_{C_1} - 0,8N_{N_2})], \quad (11.25)$$

$\Gamma'_0$  — газовый фактор однократного разгазирования при  $20^\circ\text{C}$ , приведенный к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/т.

В условиях примера газовый фактор приведен к стандартным условиям. Его пересчитывают для нормальных условий

$$\Gamma'_0 = \Gamma_0 273/293 = 120 \cdot 273/293 = 111,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Выражают газовый фактор в м<sup>3</sup>/т, для чего полученный  $\Gamma'_0$  делят на плотность дегазированной нефти  $\rho'_{нд}$

$$\Gamma'_0 = \Gamma'_0 / \rho'_{нд} = 111,8 / 0,825 = 135,5 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Рассчитывают:

коэффициент  $k$

$$k = 135,5 (12 - 0,8 \cdot 32) / [7018 + 0,9157 \cdot 135,5 (12 - 0,8 \cdot 32)] = -0,346;$$

давление насыщения при температуре на приеме насоса

$$p_{\text{нас 20}} = 12 - 0,1 \cdot 0,346 (20 - 50) = 13 \text{ МПа};$$

коэффициент сепарации газа у приема ШСН

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{\sigma_0}{1 + 1,05q_{\text{ж}} / (\omega_0 F_{\text{эк}})} = \frac{1 - (d_{\text{нап}}/D_{\text{эк}})^2}{1 + 1,05q_{\text{ж}} b_n 4 / (\pi \omega_0 D_{\text{эк}}^2)}.$$

При давлении у приема  $p_{\text{пп}} = 6$  МПа объемный коэффициент нефти  $b_n = 1,2$ . Таким образом, коэффициент сепарации (принимая  $\omega_0 = 0,02$  м/с)

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{1 - (0,048/0,1503)^2}{1 + 1,05 \cdot 4 \cdot 1,2 \cdot 40 / [86400 \cdot 0,02 \cdot 3,14 \cdot (0,1503)^2]} = 0,898/2,645 = 0,34.$$

Совершенно очевидно, что сепарация газа снижает полный газовый фактор после выхода продукции скважины из насоса, а также снижает и давление насыщения. Таким образом, требуется вычислить фактический газовый фактор  $\Gamma_0$  факт и новое давление насыщения  $p'_{\text{нас}}$  для расчета движения продукции скважины в НКТ • после выхода из насоса.

Фактический газовый фактор  $\Gamma_0$  факт вычисляют по (10.17).

Для оценки величины  $\Gamma_0$  пн ( $p_{\text{пп}}$ ) можно воспользоваться следующей зависимостью (при содержании азота до 40 %):

$$\Gamma_0 \text{ пн} (p_{\text{пп}}) = \Gamma_0 \left[ 1 - \left( \frac{p_{\text{пп}} - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right) \frac{\frac{1,5+0,32 \cdot N_{N_2}^2}{1,567+N_{N_2}^2}}{1,567+N_{N_2}^2} \right], \quad (11.26)$$

где  $N_{N_2}$  — содержание азота в нефтяном газе, %.

Таким образом, фактический газовый фактор при частичной сепарации газа у приема погружного оборудования рассчитывают по следующей формуле:

$$\Gamma_0 \text{ факт} = \Gamma_0 \left\{ 1 - \left[ 1 - \left( \frac{p_{\text{пп}} - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right) \frac{\frac{1,5+0,32 \cdot N_{N_2}^2}{1,567+N_{N_2}^2}}{1,567+N_{N_2}^2} \right] \cdot \sigma \right\}. \quad (11.27)$$

Для условий рассматриваемой задачи

$$\Gamma_0 \text{ факт} = 120 \left\{ 1 - \left[ 1 - \left( \frac{6 - 0,1}{13 - 0,1} \right) \frac{\frac{1,5+0,32 \cdot 32^2}{1,567+32^2}}{1,567+32^2} \right] \cdot 0,34 \right\} = 110,95 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, фактический газовый фактор после выхода продукции из насоса равен  $\Gamma_0$  факт = 110,95 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Давление насыщения, соответствующее фактическому газовому фактору  $p'_{\text{нас}}$ , может быть найдено из следующей зависимости

$$p'_{\text{нас}} = p_{\text{нас}} \left\{ 1 - \sigma \left[ 1 - \left( \frac{p_{\text{пп}}}{p_{\text{нас}}} \right) \frac{\frac{1,5+0,32 \cdot N_{N_2}^2}{1,567+N_{N_2}^2}}{1,567+N_{N_2}^2} \right] \right\} \frac{\frac{1,567+N_{N_2}^2}{1,5+0,32 \cdot N_{N_2}^2}}{1,5+0,32 \cdot N_{N_2}^2} \quad (11.28)$$

или для условий задачи

$$p'_{\text{нас}} = 13 \left\{ 1 - 0,34 \left[ 1 - \left( \frac{6}{13} \right)^{\frac{1,5+0,32 \cdot 32^2}{1,567+32^2}} \right] \right\}^{\frac{1,567+32^2}{1,5+0,32 \cdot 32^2}} = 10,2 \text{ МПа.}$$

Следовательно, сепарация газа у приема скважинного оборудования приводит к существенному изменению как газового фактора, так и давления насыщения.

## ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН

### Расчет распределения давления в обводненной скважине на участке забой—прием

- Задача 11.9. Рассчитать и сопоставить с замеренным забойное давление для скважины со следующей характеристикой: дебит жидкости  $Q_{ж} = 32,52 \text{ м}^3/\text{сут}$ , дебит нефти  $Q_{нд} = 21,25 \text{ м}^3/\text{сут}$ , дебит воды  $Q_v = 11,27 \text{ м}^3/\text{сут}$ , объемная обводненность  $n_o = 0,346$ , внутренний диаметр скважины  $D_{зк} = 0,1503 \text{ м}$ , внутренний диаметр НКТ  $d_{вн} = 0,0403 \text{ м}$ , глубина спуска ШСН  $H_n = 1000 \text{ м}$ , плотность дегазированной нефти  $\rho_{нд} = 864 \text{ кг}/\text{м}^3$ , плотность добываемой воды  $\rho_v = 1160 \text{ кг}/\text{м}^3$ , относительная плотность газа  $\bar{\rho}_v = 1,13$ , глубина скважины  $L_c = 1757 \text{ м}$ .

Скважина эксплуатируется на Ромашкинском месторождении. В результате исследования скважины (определение динамического уровня и спуск манометра в затрубное пространство) установлено: давление в затрубном пространстве  $p_{затр} = 0,5 \text{ МПа}$ , динамический уровень жидкости  $H_{дин} = 570 \text{ м}$ , давление у приема  $p_{на} = 3,7 \text{ МПа}$ .

Распределение давления в интервале забой—прием представлено ниже.

Глубина $H$ , м	1000	110	1200	1300	1400	1757
Давление $p$ , МПа	3,7	5,0	6,05	7,2	8,35	12,35

Решение. 1. Рассчитывают погружение насоса под динамический уровень  $h_n = H_n - H_{дин} = 1000 - 570 = 430 \text{ м}$ .

2. По известным погружению и затрубному давлению определяем (рис. 11.2)  $\rho_{см \text{ затр}}/\rho_{ж \text{ затр}} = 0,787$ .

3. Рассчитывают:

плотность жидкости в затрубном пространстве

$$\rho_{ж \text{ затр}} = 1,07 \cdot \rho_{нд} = 1,07 \cdot 864 = 924,48 \text{ кг}/\text{м}^3, \quad (11.29)$$

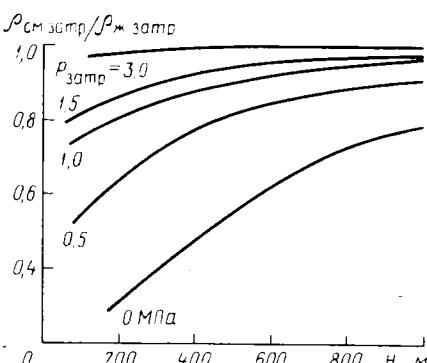
среднюю плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве

$$\rho_{см \text{ затр}} = \rho_{см \text{ затр}} \rho_{ж \text{ затр}} / \rho_{ж \text{ затр}} = 0,787 \cdot 924,48 = 727,56 \text{ кг}/\text{м}^3,$$

давление у приема насоса

$$p_{на} = p_{затр} \exp (0,000114 \bar{\rho}_v H_{дин}) + \rho_{см \text{ затр}} g h_n = 0,5 \exp (0,000114 \cdot 1,13 \times 570) + 727,56 \cdot 9,81 \cdot 430 = 3,67 \text{ МПа.} \quad (11.30)$$

Рис. 11.2. Зависимости относительной плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве от погружения и давления в затрубном пространстве



Замеренное давление у приема насоса равно 3,7 МПа, т. е. погрешность расчетной величины  $p_{\text{пп}}$  менее 0,5 %.

4. Проверяют, осуществляется ли полный вынос воды с интервала забой—прием. Для этого в первую очередь рассчитывают число Рейнольдса для нефти

$$Re_n = 1,274 \cdot Q_{\text{над}} b_n / (86400 \cdot D_{\text{эк}} \cdot v_n), \quad (11.31)$$

где  $b_n$  — объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;  $v_n$  — кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Для Ромашкинского месторождения  $b_n = 1,16$ ;  $v_n = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Так как скважина обводненная, предельное число Рейнольдса по нефти составляет  $Re_{n\text{пр}} = 1600$ . Если  $Re_n < 1600$ , то полного выноса воды с интервала забой—прием не будет, если одновременно с этим не выполняется следующее условие:

$$H_n \geq H'_n = L_c D_{\text{эк}}^2 / (D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{вн}}^2), \quad (11.32)$$

где  $H'_n$  — необходимая глубина спуска колонны НКТ, м;  $H_n$  — фактическая глубина спуска колонны НКТ, м.

Таким образом, для обводненных скважин условия полного выноса воды с интервала забой—прием следующие:

$$\text{а. } Re_n > Re_{n\text{пр}} = 1600 \quad (11.33)$$

вне зависимости от выполнения условия (11.32);

$$\text{б. } Re_n < Re_{n\text{пр}} = 1600;$$

$$H_n \geq H'_n = L_c D_{\text{эк}}^2 / (D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{вн}}^2). \quad (11.34)$$

Условие неполного выноса воды

$$Re_n < Re_{n\text{пр}} = 1600,$$

$$H_n < H'_n = L_c D_{\text{эк}}^2 / (D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{вн}}^2). \quad (11.35)$$

Для рассматриваемой задачи

$$Re_n = 1,274 \cdot 21,25 \cdot 1,16 \cdot 10^6 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 3) = 805,9.$$

Рассчитывают  $H'_n$ :

$$H'_n = (0,1503)^2 \cdot 1757 / [(0,1503)^2 + (0,0403)^2] = 1639,2 \text{ м.}$$

Фактическая глубина спуска насоса  $H_n = 1000$  м. Таким образом  $Re_n = 805,9 < 1600$ ,  $H_n = 1000 < 1639,2$ , т. е. выполняется

условие (11.35), и полного выноса воды в интервале забой — прием не будет.

5. Выбирают шаг по давлению:  $\Delta p = 2 \text{ МПа}$ .

6. Рассчитывают среднее давление  $p_1 = 3,7 + 2/2 = 4,7 \text{ МПа}$ .

7. Рассчитывают число Рейнольдса для нефти  $Re_h$ . Так как скважина эксплуатируется на Ромашкинском месторождении, необходимые для расчета исходные данные берем из [26] при давлении  $p_1 = 4,7 \text{ МПа}$ :  $\rho_n = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $b_n = 1,135$ . Вязкость нефти принимаем равной  $\nu_n = 4,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

$$Re_h = 1,274 \cdot Q_{nd} \cdot b_n (p) / [86400 \cdot D_{vn} \cdot \nu_n (p)], \quad (11.36)$$

$$Re_{h1} = 1,274 \cdot 21,25 \cdot 1,135 \cdot 10^6 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 4,5) = 525,7.$$

Предварительно определяют объемное расходное водосодержание при данном давлении, принимая  $b_v = 1$

$$n_{o1} = \frac{Q_v}{Q_{nd} \cdot b_n + Q_v} = \frac{11,27}{21,25 \cdot 1,135 + 11,27} = 0,318.$$

Этот параметр можно найти и по такой формуле

$$n_{o1} = \frac{n_o}{n_o + b_n (1 - n_o)} = \frac{0,346}{0,346 + 1,135 \cdot 0,654} = 0,318.$$

Плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды в интервале забой — прием  $\rho'_{vn}$  рассчитывают так

$$\rho'_{vn} = \rho_v - \varphi_n (\rho_v - \rho_n). \quad (11.37)$$

где  $\varphi_n$  — истинное нефтесодержание в случае полного выноса воды. Эта величина зависит от  $Re_h$  и  $n_o$ .

При  $0 \leq Re_h \leq 200$

$$\varphi_n = 0,0048 \cdot Re_h (1 - n_o); \quad (11.38)$$

при  $200 \leq Re_h \leq 1600$

$$\varphi_n = (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} \cdot Re_h) (1 - n_o). \quad (11.39)$$

Так как  $200 \leq Re_{h1} \leq 1600$ , то истинное нефтесодержание рассчитывают по формуле

$$\varphi_{n1} = (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} \cdot 525,7) (1 - 0,318) = 0,656.$$

8. Рассчитывают среднюю на данном интервале давлений плотность водонефтяной смеси  $\rho'_{vn}$  при условии полного выноса воды

$$\rho'_{vn} = 1160 - 0,656 (1160 - 800) = 923,84 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

9. Рассчитывают среднюю на данном интервале давлений плотность водонефтяной смеси в скважине  $\rho_{vn,c}$  при неполном выносе воды

$$\rho_{vn,c} = \rho_v - \frac{H_h}{(L_c - H_h)} \cdot \left( \frac{d_{vn}}{D_{ek}} \right)^2 (\rho_v - \rho'_{vn}) = 1160 - \frac{1000}{(1757 - 1000)} \times \\ \times \left( \frac{0,0403}{0,1503} \right)^2 (1160 - 923,84) = 1137,57 \text{ кг}/\text{м}^3. \quad (11.40)$$

Так как  $p_{\text{пп}} = 3,7$  МПа больше  $0,4 \cdot p_{\text{нас}} = 3,6$  МПа, то при расчете распределения давления свободный газ не учитывается.

10. Находят высоту столба водонефтяной смеси в скважине

$$\Delta h = \Delta p / (\rho_{\text{вн}} c g). \quad (11.41)$$

$$\Delta h_1 = 2 \cdot 9,81 \cdot 10^5 / (9,81 \cdot 1137,57) = 175,81 \text{ м.}$$

11. Рассчитывают глубину, соответствующую давлению  $p_1 = p_{\text{пп}} + \Delta p = 3,7 + 2 = 5,7$  МПа.

$$H_1 = H_{\text{н}} + \Delta h_1 = 1000 + 175,81 = 1175,81 \text{ м.}$$

Для второго интервала давлений (при  $\Delta p = 2$  МПа) 5,7—7,7 МПа среднее давление в нем равно  $\bar{p}_2 = 5,7 + 1 = 6,7$  МПа.

Число Рейнольдса для нефти  $Re_{\text{н}2}$  при  $p_2 = 6,7$  МПа с учетом [26]:  $\rho_{\text{н}} = 796 \text{ кг/м}^3$ ,  $b_{\text{н}} = 1,15$ . Вязкость нефти принимают равной  $v_{\text{н}} = 3,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

$$Re_{\text{н}2} = 1,274 \cdot 21,25 \cdot 1,15 \cdot 10^6 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 3,5) = 684,9.$$

Рассчитывают

$$n_{02} = 0,346 / [0,346 + 1,15 (1 - 0,346)] = 0,315.$$

Так как  $Re_{\text{н}2} < 1600$ , то истинное нефтесодержание будет равно  $\varphi_{\text{н}2} = (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} \cdot 684,9) (1 - 0,315) = 0,663$ .

Рассчитывают

$$\rho_{\text{вн}2} = 1160 - 0,663 \cdot (1160 - 796) = 918,67 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{вн}c2} = 1160 - \frac{1000}{(1757 - 1000)} \cdot \left( \frac{0,0403}{0,1503} \right)^2 (1160 - 918,67) = \\ = 1137,07 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta h_2 = 2 \cdot 9,81 \cdot 10^5 / (9,81 \cdot 1137,07) = 175,89 \text{ м.}$$

Определяют глубину, соответствующую давлению 7,7 МПа

$$H_2 = H_1 + \Delta h_2 = 1175,81 + 175,89 = 1351,7 \text{ м.}$$

Для третьего интервала давлений 7,7—9,7 МПа среднее давление равно  $\bar{p}_3 = 7,7 + 1 = 8,7$  МПа.

При  $p_3 = 8,7$  МПа из [26]:  $\rho_{\text{н}} = 795 \text{ кг/м}^3$ ,  $b_{\text{н}} = 1,16$ . Вязкость нефти принимают  $v_{\text{н}} = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Определяют

$$Re_{\text{н}3} = 1,274 \cdot 21,25 \cdot 1,16 \cdot 10^6 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 3) = 805,9;$$

$$n_{03} = 0,346 / [0,346 + 1,16 (1 - 0,346)] = 0,313;$$

$$\varphi_{\text{н}3} = (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} \cdot 805,9) (1 - 0,313) = 0,668;$$

$$\rho_{\text{вн}3} = 1160 - 0,668 (1160 - 795) = 916,18 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{вн}c3} = 1160 - \frac{1000}{(1757 - 1000)} \left( \frac{0,0403}{0,1503} \right)^2 (1160 - 916,18) = 1136,84 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta h_3 = 2 \cdot 9,81 \cdot 10^5 / (9,81 \cdot 1136,84) = 175,93 \text{ м.}$$

$$H_3 = H_2 + \Delta h_3 = 1351,7 + 175,93 = 1527,63 \text{ м.}$$

На следующем интервале давлений все расчетные параметры третьего интервала останутся без изменений (так как  $p > p_{\text{нас}}$ ).

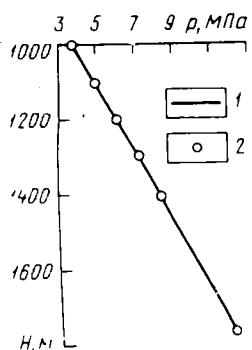


Рис. 11.3. Распределение давления в интервале забой—прием:  
1 — расчет; 2 — эксперимент

Поэтому, используя данные третьего интервала, рассчитывают градиент давления  $\Delta p/\Delta h_3 = 2/175,93 = 0,0113681 \text{ МПа/м}$ .

Данный градиент давления останется неизменным в интервале глубин от 1527,63 до 1757 м.

Рассчитывают разницу глубин  $\Delta h = 1757 - 1527,63 = 229,37 \text{ м}$ .  
Перепад давлений на этой длине составит

$$\Delta p = \Delta p \cdot \Delta h / \Delta h_3 = 0,0113681 \cdot 229,37 = 2,60 \text{ МПа.}$$

Определяют давление на глубине 1757 м, т. е. забойное давление  $p_{заб} = 9,7 + 2,60 = 12,3 \text{ МПа}$ .

Таким образом, расчетное забойное давление составляет 12,3 МПа, а замерное 12,35 МПа. Погрешность менее 1,5 %.

На рис. 11.3 приведено сопоставление экспериментальной и расчетной кривых распределения давления в интервале от  $p_{пп}$  до  $p_{заб}$ . Из рисунка видно хорошее согласование расчетной и экспериментальной зависимостей.

Во многих случаях можно пользоваться упрощенной методикой расчета, суть которой заключается в том, что при  $p_{пп} > 0,4 \text{ } p_{нас}$  расчеты ведутся по свойствам дегазированной нефти. В нашем примере  $p_{нас} = 864 \text{ кг/м}^3$ ,  $b_n = 1$ ,  $n_o = 0,346$ . Вязкость нефти принимается средней между вязкостью в пластовых условиях и дегазированной:  $v_n = 4,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Расчет ведется для одного интервала давлений.

Определяют градиент давления на этом интервале и принимают его одинаковым на всем интервале от  $p_{пп}$  до  $p_{заб}$ .

Рассмотрим это на примере.

Принимаем  $\Delta p = 2 \text{ МПа}$ .

Число Рейнольдса для нефти

$$Re_d = 1,274 \cdot 21,25 \cdot 1 \cdot 10^6 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 4,6) = 463,2.$$

Истинное нефтесодержание на этом интервале

$$\varphi_n = (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} \cdot 463,2) (1 - 0,346) = 0,628.$$

Плотность водонефтяной смеси  $\rho'_{вн}$  при полном выносе воды

$$\rho'_{вн} = 1160 - 0,628 (1160 - 864) = 974,11 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность водонефтяной смеси в скважине  $\rho_{вн\ c}$  при неполном выносе воды

$$\rho_{вн\ c} = 1160 - \frac{1000}{(1757 - 1000)} \left( \frac{0,0403}{0,1503} \right)^2 (1160 - 974,11) = 1142,34 \text{ кг/м}^3.$$

Высота столба смеси

$$\Delta h = 2 \cdot 9,81 \cdot 10^5 / (9,81 \cdot 1142,34) = 175,08 \text{ м.}$$

Градиент давления

$$\Delta p / \Delta h = 2 / 175,08 = 0,0114233 \text{ МПа/м.}$$

Общие перепад давления на участке ( $L_c - H_n$ )

$$\Delta p_c = \Delta p (L_c - H_n) / \Delta h = 0,0114233 (1757 - 1000) = 8,65 \text{ МПа.}$$

Забойное давление

$$p_{заб} = p_{пп} + \Delta p_c = 3,7 + 8,65 = 12,35 \text{ МПа.}$$

Таким образом, расчетное и замерное давления одинаковы.

Задача 11.10. Рассчитать давление у башмака фонтанного лифта, а также забойное давление для следующих условий (добывающая скважина Туймазинского месторождения,  $D_1$ ): дебит жидкости  $Q_{ж} = 26,27 \text{ м}^3/\text{сут}$ , объемная обводненность  $n_o = 0,0845$ , внутренний диаметр скважины  $D_{шк} = 0,1503 \text{ м}$ , внутренний диаметр НКТ  $d_{вн} = 0,0503 \text{ м}$ , плотность дегазированной нефти  $\rho_{нф} = 852 \text{ кг}/\text{м}^3$ , плотность добываемой воды  $\rho_w = 1190 \text{ кг}/\text{м}^3$ , глубина скважины  $L_c = 1700 \text{ м}$ , глубина спуска НКТ  $H_n = 1580 \text{ м}$ , давление в затрубном пространстве  $p_{затр} = 0$ .

В результате исследования скважины: определения динамического уровня и спуска скважинного манометра в НКТ установлены динамический уровень  $H_{дин} = 120 \text{ м}$ , давление у башмака лифта  $p_b = 11,9 \text{ МПа}$ .

Изменение давления в интервале башмак лифта—забой, замеренное манометром, представлено ниже.

Глубина $H$ , м	1580	1680	1700
Давление $p$ , МПа	11,9	12,8	13,05

Решение. 1. Рассчитывают погружение башмака лифта под динамический уровень  $h_n = H_n - H_{дин} = 1580 - 120 = 1460 \text{ м}$ .

2. Рассчитывают среднюю плотность нефти в затрубном пространстве; так как давление у башмака  $p_b = 11,9 \text{ МПа}$  больше давления насыщения  $p_{нас} = 9 \text{ МПа}$ , то свободного газа в затрубном пространстве не будет

$$\rho_{н. затр} = (\rho_{нф} + \rho_{вд}) / 2. \quad (11.42)$$

Из [26]  $\rho_{пп} = 804 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $v_n = 3,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $b_n = 1,16$ .

Таким образом

$$\rho_{н. затр} = (804 + 852) / 2 = 828 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

3. Рассчитывают давление у башмака лифта

$$p_b = \rho_{н. затр} g h_n + p_{затр} = 828 \cdot 9,81 \cdot 1460 \cdot 10^{-6} + 0 = 11,86 \text{ МПа.}$$

Погрешность расчета менее 0,5 %.

4. Рассчитывают по (11.20) объемную расходную обводненность при давлении  $p_b > p_{нас}$ , предварительно определив дебит нефти

$$Q_{нф} = Q_{ж} (1 - n_o) = 26,27 (1 - 0,0845) = 24,05 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Тогда объемная расходная обводненность равна (при  $b_{\text{в}} = 1$ )

$$n_o = \frac{Q_{\text{ж}} - Q_{\text{нд}}}{Q_{\text{нд}} b_{\text{в}} + Q_{\text{в}}} = \frac{26,27 - 24,05}{24,05 \cdot 1,16 + (26,27 - 24,05)} = 0,074.$$

5. Находят число Рейнольдса для нефти

$$\text{Re}_{\text{н}} = \frac{1,274 Q_{\text{ж}} (1 - n_o) b_{\text{н}}}{86400 \cdot D_{\text{эк}} \cdot v_{\text{н}}} = \frac{1,274 \cdot 26,27 (1 - 0,074) \cdot 1,16 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,1503 \cdot 3,3} = \\ = 838,6.$$

6. Определяют по (11.32)  $H'_{\text{н}}$

$$H'_{\text{н}} = 0,02259 \cdot 1700 / (0,02259 + 0,00253) = 1528,9 \text{ м},$$

7. Проверяют выполнение условий (11.33, 11.34, 11.35)

$$\text{Re}_{\text{н}} = 838,6 < \text{Re}_{\text{нпп}} = 1600, \quad H_{\text{н}} = 1580 > H'_{\text{н}} = 1528,9.$$

т. е. выполняется условие (11.34), и с интервала забой—прием будет осуществляться полный вынос воды.

8. Рассчитывают  $\varphi_{\text{н}}$

$$= (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} \cdot 838,6) (1 - 0,074) = 0,9.$$

9. Определяют плотность водонефтяной смеси при полном выносе воды

$$\rho'_{\text{вн}} = 1190 - 0,900 (1190 - 804) = 842,6 \text{ кг/м}^3.$$

10. Так как разница между глубинами спуска лифта и скважины составляет всего 120 м, и с учетом того, что на этом интервале плотность водонефтяной смеси не изменяется ( $p_6 > p_{\text{нас}}$ ), сразу рассчитывают забойное давление

$$p_{\text{заб}} = p_6 + (L_{\text{c}} - H_{\text{н}}) \rho'_{\text{вн}} g = 11,86 + (1700 - 1580) \cdot 842,6 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = \\ = 12,85 \text{ МПа.}$$

Фактически замеренное забойное давление составляет 13,05 МПа. Погрешность расчета около 1,5 %

### Расчет давления у приема погружного оборудования

Задача 11.11. Рассчитать и сопоставить с замеренным давление у приема погружного оборудования в скважине, которая перед подземным ремонтом была заглушена водой плотностью  $\rho_{\text{в}} = 1160 \text{ кг/м}^3$ . Основные параметры следующие: глубина скважины  $L_{\text{c}} = 1750 \text{ м}$ , глубина спуска установки  $H_{\text{н}} = 1200 \text{ м}$ , забойное давление  $p_{\text{заб}} = 13,5 \text{ МПа}$ , замеренное давление у приема  $p_{\text{пп}} = 9 \text{ МПа}$ , давление насыщения  $p_{\text{нас}} = 9 \text{ МПа}$ , внутренний диаметр скважины  $D_{\text{эк}} = 0,1503 \text{ м}$ , внутренний диаметр НКТ  $d_{\text{вн}} = 0,0403 \text{ м}$ , дебит скважины  $Q_{\text{нд}} = 16,93 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненность продукции  $n_o = 0$ , плотность пластовой нефти  $\rho_{\text{н пл}} = 820 \text{ кг/м}^3$ , вязкость пластовой нефти  $\mu_{\text{н пл}} = 3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , объемный коэффициент нефти  $b_{\text{н}} = 1,16$ .

Так как скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, а перед текущим ремонтом она была заглушена водой, то при наличии воды глушения в интервале забой—прием (в процессе освоения скважины не произошло полного выноса воды) механизм движения нефти может быть классифицирован как барботаж нефти через столб воды.

**Решение.** В этом случае предельное число Рейнольдса для нефти равно  $Re_{n,pr} = 850$ . Для расчета  $Re_n$  можно использовать следующую зависимость:

$$Re_n = 1,274 Q_{nd\mu npl} b_n / (86400 D_{\text{эк}} \mu_{npl}), \quad (11.43)$$

где  $b_n$  — объемный коэффициент нефти.

Условия полного выноса воды следующие:

$$Re_n > Re_{n,pr} = 850 \quad (11.44)$$

вне зависимости от выполнения условия (11.32);

$$Re_n < Re_{n,pr} = 850, \quad H'_n \geq H_n. \quad (11.45)$$

Величину  $H'_n$  рассчитывают по (11.32).

Условие неполного выноса воды в интервале забой—прием следующее

$$Re_n < Re_{n,pr} = 850, \quad H_n < H'_n. \quad (11.46)$$

Рассчитывают

$$Re_n = 1,274 \cdot 16,93 \cdot 820 \cdot 1,16 / (86400 \cdot 0,1503 \cdot 0,003) = 526,63;$$

$$H'_n = (0,1503)^2 \cdot 1750 / [(0,1503)^2 + (0,0403)^2] = 1633 \text{ м.}$$

Так как

$$Re_n = 526,63 < Re_{n,pr} = 850; \quad H_n = 1200 < H'_n = 1633,$$

то выполняется условие (11.46), и полного выноса воды в процессе освоения скважины не происходит.

Плотность водонефтяной смеси можно рассчитать по (11.37).

При барботаже нефти через столб воды истинное нефтесодержание рассчитывают в функции числа Рейнольдса для нефти: при  $0 \leq Re_n \leq 400$

$$\varphi_n = 0,0024 Re_n, \quad (11.47)$$

при  $400 \leq Re_n \leq 850$

$$\varphi_n = 0,915 + 10^{-4} Re_n. \quad (11.48)$$

Истинное нефтесодержание

$$\varphi_n = 0,915 + 10^{-4} \cdot 526,63 = 0,968.$$

Средняя в интервале забой—прием плотность водонефтяной смеси

$$\rho_{vn} = 1160 - 0,968 (1160 - 820) = 830,88 \text{ кг/м}^3.$$

Перепад давлений, создаваемый столбом водонефтяной смеси в интервале забой—прием

$$\Delta p_{\text{вн}} = (L_c - H_n) \rho_{\text{вн}} g = (1750 - 1200) \cdot 830,88 \cdot 9,81 = 4,48 \text{ МПа.} \quad (11.49)$$

Давление у приема  $p_{\text{пн}} = p_{\text{заб}} - \Delta p_{\text{вн}} = 13,5 - 4,48 = 9,02 \text{ МПа.}$

Таким образом, рассчитанное давление у приема скважинного оборудования отличается всего на 0,2 % от замеренного, равного 9 МПа.

В общем случае, когда давление у приема неизвестно, а известно только забойное давление, расчет ведут в такой последовательности (рассчитывают кривую распределения давления  $p = f(H)$  в интервале забой—прием).

1. Выбирают шаг по давлению  $\Delta p$  (например, 0,5 МПа). Интервал  $p_{\text{заб}} - p$  разбивают на  $n$  участков с перепадом давлений  $\Delta p$ :  $p_{n+1} = p_n + \Delta p$ . При  $n = 1$ ,  $p_1 = p_{\text{заб}}$ .

Расчет ведут снизу вверх.

2. Рассчитывают среднее давление  $\bar{p}_n$  в  $n$ -м интервале

$$\bar{p}_n = (p_n + p_{n+1})/2. \quad (11.50)$$

3. Определяют в данном интервале число Рейнольдса для нефти  $Re_n$ . При этом  $Q_n$ ,  $\rho_n$ ,  $\mu_n$ ,  $b_n$  берут при давлении  $\bar{p}_n$ . Для этого пользуются соответствующими аналитическими или графическими зависимостями:  $b_n = f(p)$ ,  $\rho_n = f(p)$ ,  $\mu_n = f(p)$ .

4. Находят истинное нефтесодержание  $\varphi_n$  на данном интервале.

5. Рассчитывают плотность водонефтяной смеси  $\rho_{\text{вн}}$ . При этом плотность воды может быть принята постоянной и не зависящей от давления.

6. Для среднего давления  $\bar{p}_n$  по кривой  $\Gamma_0 = f(p)$  определяют  $\Gamma_{0n}$ , а по кривой  $\rho_r = f(p)$  — значение  $\rho_{rn}$ .

7. Находят объемный расход газа  $V_n$  при давлении  $\bar{p}_n$  и температуре  $\bar{T}_n$ :

$$V_n = \Gamma_{0n} Q_n p_{\text{ст}} \bar{T}_n \bar{z} / (\bar{p}_n \cdot T_{c1}). \quad (11.51)$$

8. Определяют плотность газожидкостной смеси  $\rho_{\text{см}}$  на  $n$ -ом интервале

$$\rho_{\text{см} n} = \rho_{\text{вн} n} [1 - V_n (1 - \rho_{rn}/\rho_{\text{вн} n}) / (\bar{w}_o F_{\text{эк}})], \quad (11.52)$$

где  $\bar{w}_o$  — усредненная относительная скорость газовых пузырьков, м/с;  $V_n$  — объемный расход газа, м<sup>3</sup>/с;  $F_{\text{эк}}$  — площадь поперечного сечения скважины, м<sup>2</sup>.

По результатам анализа движения газожидкостной смеси относительная скорость газовых пузырьков зависит от истинного нефтесодержания  $\varphi_n$  и для расчетов может быть принята равной: при  $\varphi_n > 0,5$   $\bar{w}_o = 0,02$  м/с, а при  $\varphi_n \leq 0,5$   $\bar{w}_o = 0,2$  м/с.

9. Рассчитывают высоту столба газожидкостной смеси

$$\Delta h'_n = (p_n - p_{n+1}) / (g \rho_{\text{см} n}) = \Delta p / (g \rho_{\text{см} n}). \quad (11.53)$$

10. По результатам расчета строят кривую распределения давления. Расчет ведут от  $p_{\text{заб}}$  до  $p$ .

На основании анализа экспериментальных исследований установлено, что при  $p_{\text{пп}} \geq 0,4 p_{\text{нас}}$  расчет кривой распределения давления может вестись без учета свободного газа.

## ВЛИЯНИЕ УСТЬЕВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ШСНУ

**Задача 11.12.** Оценить влияние устьевого давления на эффективность работы штанговой насосной установки, работающей в добывающей скважине со следующими параметрами: глубина скважины  $L_c = 1700$  м, пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 12$  МПа, коэффициент продуктивности  $K = 5$  м<sup>3</sup>/сут·МПа, внутренний диаметр эксплуатационной колонны  $D_{\text{эк}} = 0,1503$  м, условный диаметр НКТ  $d = 0,073$  м, плотность дегазированной нефти  $\rho_{\text{нд}} = 850$  кг/м<sup>3</sup>, плотность воды  $\rho_b = 1100$  кг/м<sup>3</sup>, плотность газа при стандартных условиях  $\rho_g \text{ ст} = 1,4$  кг/м<sup>3</sup>, обводненность продукции (объемная)  $n_o = 0,2$ , давление насыщения  $p_{\text{нас}} = 9$  МПа, газовый фактор  $G_0 = 60$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, пластовая температура  $t_{\text{пл}} = 29$  °С. Диаметр плунжера насоса 0,043 м. Режим работы ШСНУ: длина хода полированного штока  $S = 1,8$  м, число двойных качаний  $n = 6$  мин<sup>-1</sup>, глубина спуска насоса  $H_n = 1000$  м, устьевое давление  $p_y = 0,5$ ; 1; 1,5; 2, 2,5 и 3 МПа.

**Решение.** Так как система пласт—скважина—насос—лифт является единой гидродинамической системой, то изменение давления в одном элементе системы приводит к соответствующим изменениям давления в других элементах при одновременном изменении дебита скважины. При этом рассматривают стационарную работу всей системы.

Совершенно очевидно, что при изменении давления на устье  $p_y$  изменяется и характеристика установки ШСН, под которой понимается зависимость между перепадом давлений, создаваемым скважинным насосом  $p_n$ , и его подачей  $Q_n$  при заданном изменении газосодержания на приеме насоса  $\beta_{\text{пп}}$  и фиксированном режиме его работы.

Таким образом, задача сводится к оценке влияния  $p_y$  на характеристику установки ШСН.

Построение характеристики установки ведут следующим образом.

1. По уравнению притока жидкости из пласта рассчитывают дебиты жидкости  $Q_{\text{жд}}$  при соответствующих забойных давлениях  $p_{\text{заб}}$

$$Q_{\text{жд}} = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}). \quad (11.54)$$

Значения приведены ниже.

$p_{\text{заб}}, \text{ МПа}$ . . . . .	11	10	9	8	7	6
$Q_{\text{жд}}, \text{ м}^3/\text{сут}$ . . . . .	5	10	15	20	25	30

2. Определяют давления на приеме  $p_{\text{пп}}$  и объемные расходные газосодержания  $\beta_{\text{пп}}$  для заданной глубины спуска насоса  $H_n = 1000$  м и соответствующих забойных давлений  $p_{\text{заб}}$ . Давле-

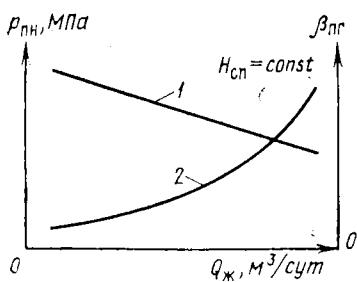


Рис. 11.4. Зависимости давления приема  $p_{пп}$  (1) и объемного газосодержания (2)  $\beta_{пп}$  на приеме от дебита скважины

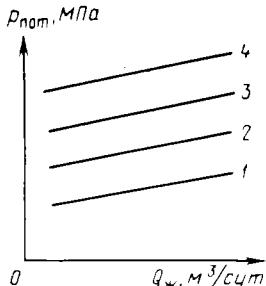


Рис. 11.5. Характеристики скважины для различных устьевых давлений (номера на кривых соответствуют устьевым давлениям):  
 $p_{у4} > p_{у3} > p_{у2} > p_{у1}$ ,  $H_{си} = \text{const}$

ния на приеме находят по одному из известных методов расчета кривых распределения давления в интервалах по глубине от  $L_c$  до  $H_n$ , по давлению от  $p_{заб}$  до  $p_{пп}$ .

Объемное расходное газосодержание рассчитывают по формуле (на 1  $m^3$  жидкости)

$$\beta_{пп}(p_{пп}) = \frac{\Gamma_0(p_{пп}) p_{ст} T_{пп} z \cdot [1 - n_o(p_{пп})]/(p_{пп} T_{ст})}{[\Gamma_0(p_{пп}) p_{ст} T_{пп} z/(p_{пп} T_{ст}) + b_n(p_{пп})] [1 - n_o(p_{пп})] + n_o(p_{пп})}, \quad (11.55)$$

где  $\Gamma_0(p_{пп})$  — газовый фактор при давлении  $p_{пп}$ ,  $m^3/m^3$ ;  $p_{ст}$  — стандартное давление, равное 0,1 МПа;  $z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа;  $T_{ст}$ ,  $T_{пп}$  — соответственно стандартная температура, равная 293 К, и температура на приеме, К;  $n_o(p_{пп})$  — объемная обводненность при давлении  $p_{пп}$ ;  $b_n(p_{пп})$  — объемный коэффициент нефти при давлении  $p_{пп}$ .

Объемную обводненность при давлении  $p_{пп}$  находят по (11.20). Температуру на приеме насоса  $t_{пп}$  рассчитывают для каждого дебита жидкости  $Q_{жд}$  по следующей формуле:

$$t_{пп} = t_{пп} - t_{пп} \frac{H_n}{L_c} \left[ 0,544 \frac{L_c}{c} \left( 623,7 \frac{D_{зк}}{Q_{жд}} + 1 \right) \right], \quad (11.56)$$

где  $c$  — удельная теплоемкость жидкости Дж/(кг·градус);  $Q_{жд}$  — массовый дебит скважины, т/сут.

Для безводной нефти  $C = 2100$  Дж/(кг·градус).

По результатам расчета строят зависимости  $p_{пп} = f(Q_{жд})$  и  $\beta_{пп} = f(Q_{жд})$  для заданного  $H_n = 1000$  м (рис. 11.4).

3. Рассчитывают по одному из известных методов кривые распределения давления в НКТ в зависимости от дебита жидкости  $Q_{жд}$  и устьевого давления  $p_u$  (рассчитываются давления на выходе насоса  $p_{вн}$ ).

Предварительно для каждого дебита жидкости определяют коэффициент сепарации газа у приема штангового насоса  $\sigma_{ш}$  по (11.12).

При этом объемный расход жидкости при давлении  $p_{пп}$  находят так

$$q_{ж} = [Q_{вд\beta_n}(p_{пп}) + Q_в]/86\,400. \quad (11.57)$$

Относительную скорость движения газовых пузырьков в условиях приема принимают равной:

$$\text{при } n_o \leq 0,5 \quad w_o = 0,02 \text{ м/с}; \quad \text{при } n_o > 0,5 \quad w_o = 0,17 \text{ м/с},$$

а площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны ( $\text{м}^2$ ) находят по

$$F_{эк} = \pi D_{эк}^2 / 4. \quad (11.58)$$

Оценивают влияние сепарации газа у приема насоса на газовый фактор и давление насыщения.

Определяют фактический газовый фактор  $\Gamma_0$  факт, который необходимо подставлять при расчете распределения давления в НКТ, а также новое давление насыщения  $p_{нас}^1$  (см. задачу 11.8).

4. По данным, полученным в пп. 2 и 3, строят характеристики скважины для фиксированных  $H_n$  и  $n_o$  и различных устьевых давлений (рис. 11.5).

5. Строят характеристику установки штангового насоса, работающей в скважине. Под характеристикой установки ШСН, работающей в скважине, понимается зависимость между давлением, создаваемым насосом  $p_n$ , и его подачей по дегазированной жидкости  $Q_{жд}$  при заданном изменении газосодержания на входе в насос  $\beta_{вх}$  и фиксированном режиме работы установки ( $F_{пл}$ ,  $S$  и  $n$  постоянны), т. е.  $p_n = f(Q_{жд}\beta_{вх})$ .

При этом

$$\beta_{вх} = \beta_{пп} (1 - \sigma_{ш}). \quad (11.59)$$

Построение характеристики проводят в следующей последовательности:

а) рассчитывают объемный расход газожидкостной смеси, который может быть перекачан насосом  $Q_{см\,н}$  при данном давлении  $p_n$ , развиваемым им. Предполагая, что цилиндр насоса полностью заполняется газожидкостной смесью при давлении приема  $p_{пп}$  и газосодержании ее  $\beta_{вх}$ , искомый объемный расход  $Q_{см\,н}$  ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ) можно записать так

$$Q_{см\,н} = 1440 F_{пл} (S - \lambda) \cdot n - q_{ут}, \quad (11.60)$$

где  $\lambda$  — потери хода плунжера от упругих деформаций штанг и труб, м;  $F_{пл}$  — площадь поперечного сечения плунжера насоса,  $\text{м}^2$ ;  $q_{ут}$  — объемный расход утечек через зазор плунжерной пары,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Таблица 11.1. Исходные давления для различных дебитов

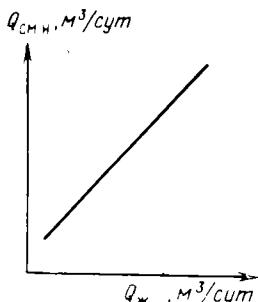


Рис. 11.6. Зависимость расхода газожидкостной смеси от расхода жидкости

Потерю хода плунжера от упругих деформаций рассчитывают так

$$\lambda = F_{пл} \rho_n (l_1/f_{шт1} + l_2/f_{шт2} + H_{сп}/f'_{тр})/E, \quad (11.61)$$

где  $l_1$ ,  $l_2$  — длины ступеней штанговой колонны, м;  $f_{шт1}$ ,  $f_{шт2}$  — соответственные площади поперечного сечения штанг в ступенях,  $\text{м}^2$ ;  $f'_{тр}$  — площадь поперечного сечения тела НКТ,  $\text{м}^2$ ;  $E$  — модуль продольной упругости металла, Па.

Утечки в паре цилиндр—плунжер приближенно определяют по следующей формуле:

$$Q_{ут} = 4,32 \cdot 10^4 \left(1 + \frac{3}{2} C^2\right) \frac{\pi D_{пл} g \delta^3}{12v} \frac{\rho_n}{\rho_ж g l_{пл}}, \quad (11.62)$$

где  $C$  — относительный эксцентризитет расположения плунжера в цилиндре;  $D_{пл}$  — диаметр плунжера, м;  $\delta$  — зазор в плунжерной паре, м;  $l_{пл}$  — длина плунжера, м;  $v$  — вязкость жидкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $g$  — ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$ .

При практических расчетах можно принимать  $(1 + 3/2 C^2) = 1,75$ ;  $\delta = 9,5 \cdot 10^{-5}$  м (средний для II группы посадки).

На основании расчетов давлений на выходе насоса  $p_{вн}$  для различных дебитов жидкости при соответствующих устьевых давлениях, при данной глубине спуска насоса и данной обводненности продукции, а также на основании расчета давлений на примере насоса и подачи насоса по газожидкостной смеси  $Q_{смн}$  строится табл. 11.1;

б) строят вспомогательные зависимости (рис. 11.6) между дебитом дегазированной жидкости  $Q_{жд}$  и расходом газожидкостной смеси в насосе  $Q_{смн}$ , используя следующую расчетную формулу:

$$Q_{смн} = Q_{жд} [(1 - n_o) b_n (p_{пп}) + n_o] / [1 - \beta_{пп} (1 - \sigma_{ш})] \quad (11.63)$$

При этом объемное расходное газосодержание у приема насоса  $\beta_{пп}$  и коэффициент сепарации  $\sigma_{ш}$  зависят от  $Q_{жд}$  ( $p_{пп}$ ) или, в конечном счете, от  $Q_{жд}$ .

Используя рассчитанные в п. 5 значения  $Q_{смн}$  и рис. 11.6, определяют объемные расходы по дегазированной жидкости  $Q_{жд}$ .

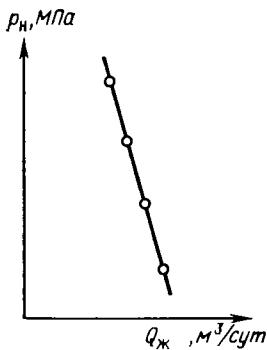


Рис. 11.7. Характеристика установки ШСН

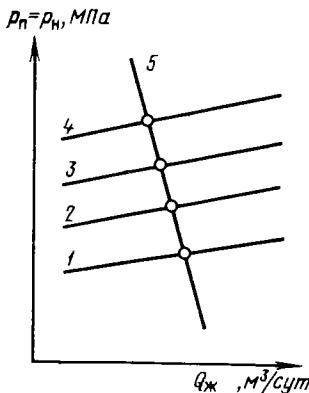


Рис. 11.8. Характеристика системы пласт-скважина-насос-лифт и совместные режимы работы ее:

1, 2, 3, 4 — соответственно различные устьевые давления; 5 — характеристика ШСН

Для этого на оси ординат откладывают соответствующие  $Q_{\text{см}}$  и (для фиксированных значений  $p_y$ ,  $p_{\text{пн}}$ ,  $p_{\text{вн}}$  и  $p_u$ ), а на оси абсцисс считывают соответствующие объемные расходы по дегазированной жидкости  $Q_{\text{жд}}$ ;

в) так как рассматривается стационарный режим системы (пласт—скважина—насос—лифт), то производительность пласта равна подаче насоса, вычисляемой по формуле п. 5.

Строят характеристику установки ШСН, которая представляет собой зависимость  $p_n = f(Q_{\text{жд}})$  (рис. 11.7).

При построении зависимостей  $p_n = f(Q_{\text{жд}})$  (см. рис. 11.5) и  $p_u = f(Q_{\text{жд}})$  (см. рис. 11.7) необходимо использовать одинаковый масштаб соответственно для  $p_n$  и  $p_u$ , а также для  $Q_{\text{жд}}$ . Затем указанные характеристики совмещаются и находятся совместные точки работы рассматриваемой системы (точки 1, 2, 3 и 4, рис. 11.8). Дальнейшие расчеты ведут для полученных точек.

6. Рассчитывают экстремальные нагрузки и приведенное напряжение цикла.

Максимальная  $P_{\max}$  и минимальная  $P_{\min}$  нагрузки рассчитывают с использованием методики А. С. Вирновского:

$$P'_{\max} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{вib}} + P_{\text{ин}}, \quad (11.64)$$

$$P'_{\min} = P'_{\text{шт}} - (P_{\text{вib}} + P_{\text{ин}}), \quad (11.65)$$

где  $P'_{\text{шт}}$  — нагрузка от веса колонны штанг в жидкости, Н;  $P_{\text{ж}}$  — нагрузка от веса жидкости, действующая на плунжер насоса, Н;  $P_{\text{вib}}$  — вибрационная составляющая динамической нагрузки, вызванная упругими колебаниями колонны штанг, Н;  $P_{\text{ин}}$  — инерционная составляющая динамической нагрузки, вызванная неравномерным движением колонны штанг, Н.

Данные величины определяют по следующим зависимостям:

$$P_{\text{ж}} = p_{\text{n}} F_{\text{пл}}; \quad (11.66)$$

$$P_{\text{вib}} = m_{\omega} \sqrt{(\varphi - \lambda_{\text{шт}}/S) P_{\text{шт}} P_{\text{ж}}}; \quad (11.67)$$

$$P_{\text{ин}} = [m_{\omega}^2 (1 - 2\lambda_{\text{шт}}/\varphi S) (1 - \varphi/2) P_{\text{шт}}]/2; \quad (11.68)$$

$$m_{\omega} = \pi n \sqrt{S/g}/30, \quad (11.69)$$

где  $\varphi$  — доля деформаций штанг в общей статической деформации штанг и труб

$$\varphi = \lambda_{\text{шт}}/(\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{тр}}), \quad (11.70)$$

$P_{\text{шт}}$  — нагрузка от веса колонны штанг в воздухе, Н.

Приведенное напряжение цикла в точке подвеса штанг  $\sigma_{\text{пр}}$

$$\sigma_{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_{\text{max}} \sigma_a}, \quad (11.71)$$

где  $\sigma_{\text{max}}$  — максимальное напряжение цикла, Н/м<sup>2</sup>;  $\sigma_a$  — амплитуда изменения напряжения, Н/м<sup>2</sup>;

$$\sigma_{\text{max}} = P_{\text{max}}/f_{\text{шт}}, \quad (11.72)$$

$$\sigma_a = (P_{\text{max}} - P_{\text{min}})/(2f_{\text{шт}}). \quad (11.73)$$

После аналогичных расчетов для всех режимов работы системы анализируют полученные результаты и делают соответствующие выводы.

## 12. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Оборудование для добычи нефти из скважин работает в сложных условиях, которые характеризуются большими нагрузками, высокой коррозионной активностью перекачиваемой среды, наличием в ней абразивных механических примесей и другими осложняющими факторами. По этим причинам указанное оборудование довольно часто выходит из строя.

Наиболее частыми видами аварий являются: обрыв (отворот) штанг, выход из строя клапанов или плунжерной пары скважинного штангового насоса, нарушение изоляции кабеля ЦЭН, отложение парафино-смолистых веществ или солей в подземном оборудовании. Технология ликвидации каждого вида аварий и применяемые при этом технические средства в настоящее время достаточно хорошо отработаны. Известны также и методы расчета этих технологических процессов [14].

Однако независимо от вида аварии и типа применяемого насосного оборудования возникают общие задачи оптимального планирования и нормирования процессов текущего ремонта скважин. Методы решения этих задач рассмотрены в настоящем разделе.

### РАСЧЕТ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ НА ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ

Затраты времени рассчитывают по отдельным видам выполняемых работ с учетом категорий сложности и поправочных коэффициентов, учитывающих специфические ~~сложненния~~ в эксплуатации.

Работы, выполняемые бригадой при текущем ремонте скважин, делятся на основные, подготовительно-заключительные и вспомогательные, а также включают операции по установке и снятию автоматов по свинчиванию и развинчиванию штанг и подъемных труб.

К основным работам относятся подъем и спуск насосно-компрессорных труб и штанг.

Подготовительно-заключительные работы включают все виды операций по подготовке оборудования и инструмента для каждой из основных работ, а также проводимых перед началом и в конце каждого ремонта и каждой рабочей смены.

Работы, относимые к вспомогательным и разным, предназначены для оснастки грузоподъемных механизмов, опрессовки колонны подъемных труб, ловли штанг при обрыве или отвороте, а также устройства и демонтажа мостков, автонаматывателя кабеля и т. д.

В общий перечень работ входят как работы при любом текущем ремонте скважин, так и зависящие от типа ремонтируемого оборудования и вида аварии. Поэтому задачу составления общего перечня работ при ПРС целесообразно решать на конкретном примере.

Задача 12.1. Рассчитать затраты времени на текущий ремонт скважин. Вид ремонта: смена трубного насоса; очистка труб и штанг от отложений парафина по всей длине колонн. Подъемник: Азинмаш-37. При ремонте используют автомат для свинчивания-развинчивания труб АПР-2 с электроприводом. Глубина спуска насоса (длина подвески) 1400 м. Число спущенных труб 175 шт. Число колонн 19-мм штанг 175 шт. Оснастка талевого блока: для труб —  $2 \times 3$ , для штанг — напрямую.

Расстояние от прежнего местонахождения подъемника до данной скважины  $l_1 = 1,2$  км. Устьевое оборудование: самоуплотняющий сальник гидравлический (СУСГ).

Решение. Перед расчетом нормативных затрат времени следует определить поправочные коэффициенты  $K_1$ , с помощью которых учитывают осложненные условия эксплуатации. Так, при подъеме труб из скважин с отклонением ствола более  $20^\circ$   $K_1 = 0,5$ ; при подъеме труб с отложениями парафина или штанг со скребками  $K_1 = 1,10$ ; при спуске штанг со скребками или пакера в скважину  $K_1 = 1,20$ .

Для условий рассматриваемого примера трубы покрыты отложениями парафина, поэтому при расчете затрат времени на подъем труб  $K_1 = 1,10$ .

Ниже приводятся формулы для расчета затрат времени на все виды работ, проводимых при ПРС на данной скважине.

1. Переезд подъемника на скважину. Время  $t_1$ , затрачиваемое на этот вид работ, определяют по формуле

$$t_1 = l_1 \tau_1 K_{\tau_1}, \quad (12.1)$$

где  $\tau_1$  — норма времени на переезд, мин/км;  $K_{\tau_1} = 1,5$  — поправочный коэффициент, учитывающий неудовлетворительное состояние дорог.

Таблица 12.1. Нормы времени на переезд подъемника на скважину и подготовительно-заключительные работы перед началом и после окончания текущего ремонта скважин

Подъемник	Укрупненная норма времени, мин				
	на переезд $\tau_1$	на подготовительные работы перед началом текущего ремонта $\tau_2$		на заключительные работы после окончания ПРС $\tau_3$	
		без подъема труб	с подъемом труб	без подъема труб	с подъемом труб
Автоподъемники АЗИНМАШ-37 и АЗИНМАШ-37А	5	99	102	66	69
Тракторы-подъемники С-80 и С-100	20	42	45	37	40
Агрегат «Бакинец»	22	95	98	66	69
Агрегат АЗИНМАШ-43А	22	95	98	66	69
Подъемник АЗИНМАШ-43П	22	32	35	30	33
СУПР-25	22	95	98	66	69

Для условий примера получим

$$\tau_1 = 1,2 \cdot 5 \cdot 1,5 = 9 \text{ мин.}$$

Величина  $\tau_1$  выбирается в зависимости от типа подъемника из табл. 12.1.

2. Подготовительные работы перед началом текущего ремонта предусматривают установку агрегата (или трактора-подъемника) на рабочее место, подъем и крепление мачты, приведение в рабочее состояние грузоподъемного механизма, выгрузку и размещение устья скважины комплекта инструмента и материалов. Укрупненную норму времени на этот вид работ  $\tau_2$  выбирают из табл. 12.1. Она составляет для рассматриваемого примера  $\tau_2 = 102$  мин.

3. Подготовительные работы перед подъемом штанг включают демонтаж головки балансира станка-качалки, устьевой арматуры, а также срыв всасывающего клапана.

Укрупненная норма времени  $\tau_3$  на этот вид работы определяется по табл. 12.2 и для рассматриваемого расчетного примера составляет  $\tau_3 = 46$  мин.

4. Подъем штанг. Для определения затрат времени  $t_4$  на эту операцию служит формула

$$t_4 = \sum_{i=1}^k n_{\text{шт } i} \tau_{4i}, \quad (12.2)$$

где  $k = 1, 2, \dots$  — число скоростей подъема грузоподъемного механизма;  $n_{\text{шт } i}$  — число штанг, поднимаемых на  $i$ -й скорости;  $\tau_{4i}$  — норма времени на подъем одной штанги данного диаметра на  $j$ -й скорости.

Для условий рассматриваемого примера по табл. 12.3 находим: III скорость:  $n_{\text{шт } 3} = 92$  шт.,  $\tau_{43} = 0,6$  мин/шт.;

Таблица 12.2. Нормы времени на подготовительно-заключительные работы при спуско-подъеме штанг

Оборудование	Укрупненные нормы времени, мин		
	Подготовительные работы перед подъемом штанг, $\tau_5$	Подготовительные работы перед спуском штанг, $\tau_{11}$	Заключительные работы после спуска штанг $\tau_{13}$
Устьевой-тройник сальник при невставном насосе:			
на быстросъемном соединении	16	—	26
на болтах	19	—	30
при вставном насосе			
на быстросъемном соединении	11	—	26
на болтах	14	—	30
Самоуплотняющий сальник гидравлической (СУСГ)	46	—	40
Без переоснастки талевого блока	—	4	—
С переоснасткой талевого блока	—	17	—

Примечание. При применении штанговращателя к укрепленной норме времени  $\tau$  необходимо прибавлять 6 мин, а к  $\tau_{13}$  — 9 мин.

II скорость:  $n_{шт\ 2} = 175 - 92 = 83$  шт.,  $\tau_{4\ 2} = 0,7$  мин/шт.

Тогда  $\tau_4 = n_{шт\ 3}\tau_{4\ 3} + n_{шт\ 2}\tau_{4\ 2} = 92 \cdot 0,6 + 83 \cdot 0,7 = 113$  мин.

Таблица 12.3. Нормы времени (мин/шт.) на подъем ( $\tau_{4i}$ ) и спуск ( $\tau_{12}$ ) одной штанги с помощью подъемника Азинмаш-37 при оснастке «напрямую»

Скорость подъема	Допускаемое число поднимаемых штанг диаметром, мм				Нормы времени (без применения автомата)	
	16	19	22	25	16—19	22—25
I	127	91	69	53	0,7	0,8
II	165	118	88	67	0,7	0,8
III	130	92	69	53	0,6	0,7
Спуск	—	—	—	—	0,6	0,7

5. Подготовительные работы перед подъемом труб предусматривают подъем плунжера невставного или вставного насоса в сборе из скважины и укладку его на мостки, переоснастку талевой системы и демонтаж верхней части колонны труб, включая фланец-планшайбу.

Укрупненные нормы времени  $\tau_5$  на подготовительные работы перед подъемом труб приведены в табл. 12.4. Для рассматриваемого примера, учитывая необходимость отсоединения фланца-планшайбы, получим:  $\tau_5 = 31$  мин.

Таблица 12.4. Нормы времени на подготовительно-заключительные работы при спуске-подъеме труб

Оборудование	Укрупненные нормы времени, мин			
	Подготовительные работы		Заключительные работы	
	перед подъемом труб, $\tau_s$	перед спуском труб, $\tau_e$	после подъема труб, $\tau_t$	после спуска труб $\tau_{te}$
I	2	3	4	5
<b>Эксплуатация скважин установками штанговых насосов</b>				
Трубы подвешены на фланце-планшайбе:				
без отсоединения (крепления) фланца-планшайбы	23	—	—	8
с отсоединением (креплением) фланца-планшайбы	31	—	—	17
При отсутствии фильтра или газового якоря на колонне труб	—	11	4	—
При наличии фильтра или газового якоря	—	14	7	—
<b>Эксплуатация скважин установками погружных электронасосов</b>				
При подвеске труб на планшайбе:				
на специальной планшайбе	28	—	—	26
на подвесной планшайбе	27	—	—	34
на специальном сальниковом уплотнении фирмы «Рэда»	44	—	—	39
фирмы «Байрон»	79	—	—	112
61	—	—	—	106
При подвеске труб на переводной катушке:				
при однострунной арматуре	59	—	—	60
при двухструнной арматуре	68	—	—	81
<b>Фонтанно-компрессорная эксплуатация скважин</b>				
Однорядный лифт				
Подвеска труб на резьбе тройника:				
при однострунной арматуре	58	—	—	73
при двухструнной арматуре	68	—	—	85
Подвеска труб на фланце-планшайбе:				
при однострунной арматуре	45	—	—	53
при двухструнной арматуре	55	—	—	65

Если в подготовительные работы включают также проверку невставного насоса, то к норме времени  $\tau_5$  добавляются 10 мин.

6. Продолжительность подъема труб определяют в следующем порядке.

Таблица 12.5. Нормы времени на подъем ( $\tau_{6i}$ ) и спуск ( $\tau_9$ ) одной трубы с помощью подъемника Азинмаш-37

Скорость подъема	Допускаемое число поднимаемых труб при диаметре последних, мм					Нормы времени, мин/тр							
	при подъеме вручную				при подъеме с применением автомата								
	48	60	73	89—102	114	48	60	73	89—102	114	60	73	89—102
I	101	118	88	61	43	1,5	1,7	2,2	2,6	3,4	1,4	1,9	2,2
II	244	153	112	78	56	1,3	1,5	2,0	2,4	3,2	1,3	1,7	2,0
III	224	141	104	72	51	1,1	1,3	1,8	2,2	3,0	1,1	1,5	1,9
Спуск	—	—	—	—	—	1,0	1,2	1,7	2,1	2,9	1,0	1,4	1,8

Оснастка 2×3

I	101	118	88	61	43	1,5	1,7	2,2	2,6	3,4	1,4	1,9	2,2
II	244	153	112	78	56	1,3	1,5	2,0	2,4	3,2	1,3	1,7	2,0
III	224	141	104	72	51	1,1	1,3	1,8	2,2	3,0	1,1	1,5	1,9
Спуск	—	—	—	—	—	1,0	1,2	1,7	2,1	2,9	1,0	1,4	1,8

По табл. 12.5 находят, что с помощью агрегата Азинмаш-37 может быть поднято максимально следующее число труб: на скорости I — 61, на скорости II — 78 и на скорости III — 72 трубы.

Поэтому для условий рассматриваемого примера имеем следующее число труб, поднимаемое на  $i$ -й скорости:

$$n_{T3} = 72 \text{ шт.}, \quad n_{T2} = 78 \text{ шт.}, \quad n_{T1} = 175 - 72 - 78 = 25 \text{ шт.}$$

Соответствующие этим скоростям подъема нормы времени на подъем одной трубы с применением автомата для свинчивания-развинчивания труб составляют

$$\tau_{63} = 1,9 \text{ мин.}, \quad \tau_{62} = 2,0 \text{ мин.}, \quad \tau_{61} = 2,2 \text{ мин.}$$

Тогда общее время, затрачиваемое на подъем труб  $t_6$ , определяется по формуле

$$t_6 = \left( \sum_{i=1}^k n_{Ti} \tau_{6i} \right) K_1, \quad (12.3)$$

где  $K_1 = 1,10$  — поправочный коэффициент, учитывающий увеличение норм времени при подъеме труб с отложениями парафина.

Тогда для условий рассматриваемого примера получаем

$$t_6 = [n_{T1} \tau_{61} + n_{T2} \tau_{62} + n_{T3} \tau_{63}] K_1 = (25 \cdot 2,2 + 78 \cdot 2,0 + 72 \cdot 1,9) 1,10 = \\ = 383 \text{ мин.}$$

7. Заключительные работы после подъема труб из скважины включают отсоединение скважинного насоса, газового якоря и фильтра от нижней трубы и укладку их на мостки. По табл. 12.4 при оборудовании приема насоса фильтром определяют укрупненную норму времени  $\tau_7$  для этого вида работ:  $\tau_7 = 7$  мин. При необходимости проверки плунжера невставного насоса к норме времени  $\tau_7$  следует добавить 3 мин.

8. Подготовительные работы перед спуском труб включают сборку и соединение узлов насоса и защитных приспособлений, спускаемых в скважину на колонне труб.

При смене замковой пружины и упорного кольца (при использовании старого кожуха вставного насоса) к укрупненной норме времени  $\tau_8$  на этот вид работ следует прибавить 12 мин.

По табл. 12.4 для условий настоящего примера  $\tau_8 = 14$  мин, так как прием насоса оборудован фильтром.

9. Время, которое необходимо затратить на спуск труб, определяют по формуле

$$t_9 = (n_{T1} + n_{T2} + n_{T3}) \tau_9, \quad (12.4)$$

где  $\tau_9$  — норма времени на спуск одной трубы подъемником Азиммаш-37. Из табл. 12.5  $\tau_9 = 1,8$  мин/тр. Тогда по (12.4)  $t_9 = (25 + 78 + 72) 1,8 = 315$  мин.

10. Заключительные работы после спуска труб включают приподъем колонны труб и установку фланца-планшайбы на устье скважины. Согласно табл. 12.4 укрупненная норма времени на этот вид работ  $\tau_{10} = 17$  мин.

11. Подготовительные работы перед спуском штанг предусматривают переоснастку талевой системы, установку направляющей воронки в муфту планшайбы, а также смазку и спуск в устье скважины плунжера невставного или вставного насоса в сборе. Укрупненная норма времени  $\tau_{11}$  на эти работы (см. табл. 12.2) равна  $\tau_{11} = 17$  мин, так как требуется переоснастить талевый блок.

12. Затраты времени на спуск штанг  $\tau_{12}$  определяют по аналогии с затратами времени на подъем штанг по формуле

$$t_{12} = \left( \sum_{i=1}^k n_{\text{шт}i} \right) \tau_{12}, \quad (12.5)$$

где  $\tau_{12}$  — норма времени на подъем одной штанги данного диаметра, мин. Для рассматриваемого примера находим (см. табл. 12.3):  $\tau_{12} = 0,6$  мин/шт. Тогда по (12.5)  $t_{12} = (92 + 83) 0,6 = 105$  мин.

13. Заключительные работы после спуска штанг в скважину включают подгонку посадки плунжера в насосе, посадку вставного насоса в замковую опору, присоединение полированного штока к колонне штанг и к канатной подвеске, пуск в ход станка-качалки и проверку работы насоса, а также установку устьевой арматуры и ее присоединение к выкидной линии.

Укрупненную норму времени  $\tau_{13}$  на этот вид работ определяют по табл. 12.2:  $\tau_{13} = 40$  мин.

14. Заключительные работы после окончания ремонта предусматривают демонтаж мачты и талевого блока, сборку и погрузку инструмента и материалов на тележку, приведение в транспортное положение агрегата. Укрупненная норма времени на этот вид работ выбирается из табл. 12.1 и составляет для рассматриваемого примера  $\tau_{14} = 69$  мин.

15. Перечисленные выше подготовительно-заключительные работы и спуско-подъемные операции составляют основные время

ремонта, определяемое как сумма затрат времени на каждую из операций. Для рассматриваемого примера

$$t_{\text{осн}} = t_1 + \tau_2 + \tau_3 + t_4 + \tau_5 + t_6 + \tau_7 + \tau_8 + t_9 + \tau_{10} + \tau_{11} + t_{12} + \tau_{13} + \tau_{14} = 9 + 102 + 46 + 113 + 31 + 383 + 7 + 14 + 315 + 17 + 17 + 105 + 40 + 69 = 1268 \text{ мин.} \quad (12.6)$$

Кроме перечисленных выше работ при расчете затрат времени на текущий ремонт включаются также и следующие дополнительные.

Установка и снятие автомата для свинчивания-развинчивания труб (табл. 12.6). Для настоящего примера (применен автомат АПР-2 с электроприводом) соответствующая норма времени равна:  $\tau_{15} = 22 + 19 = 41$  мин.

Таблица 12.6 Нормы времени на установку и снятие автоматов для свинчивания-развинчивания труб и штанг

Автомат	Укрупненная норма времени. $\tau_{15}$ , мин	
	установка автомата	снятие автомата
АШК-1	9	8
МШК	11	10
АПР-2, КМУ-5 (с электроприводом)	22	19
АПР-2 (с гидроприводом)	17	15

Депарафинизация подъемных труб и штанг на мостах (путем продувки паром).

Затраты времени (мин) на депарафинизацию определяют по следующим формулам:

для труб

$$t_{16} = 11 + 2N_{\text{тр}} K', \quad (12.7)$$

для штанг

$$t_{17} = 0,5N_{\text{шт}}, \quad (12.8)$$

где  $N_{\text{тр}}$ ,  $N_{\text{шт}}$  — число труб, штанг, подвергаемых очистке от парафина;  $K' = 1,5$  для продувки сильно запарафиненных труб.

Для рассматриваемого примера получаем:

$$t_{16} = 11 + 2 \cdot 175 \cdot 1 = 361 \text{ мин. } t_{17} = 0,5 \cdot 175 = 88 \text{ мин.}$$

Заправка подъемника горюче-смазочными материалами проводится 1 раз в сутки и требует следующих затрат времени  $\tau_{18}$ :

при заправке ведрами 14 мин; при заправке насосом 8 мин.

Для рассматриваемого примера принимаем  $\tau_{18} = 8$  мин. При определении суммарных затрат времени на ремонт скважины учитывают также различные мелкие ремонтные работы, на проведение которых устанавливается надбавка в размере 0,4 % от суммарного

нормативного времени ремонта на каждые 100 м спущенных труб, включая хвостовик.

Для рассматриваемого примера надбавка  $K_{\text{рем}}$  составит

$$K_{\text{рем}} = 1400 \cdot 0,4 / 100 = 5,6 \text{ \%}.$$

Наконец, учитывают, также затраты времени на подготовительные работы перед началом работы смены, куда включают: ознакомление с планом текущей работы, подготовку членов бригады и материальной части к работе, заполнение вахтового журнала. Укрупненная норма времени  $\tau_{19}$  на этот вид работ составляет:

без заполнения вахтового журнала 11 мин;

с заполнением вахтового журнала 15 мин.

В зимнее время к укрупненной норме времени  $\tau_{19}$  добавляется 13 мин.

Общие затраты времени  $t_{19}$  на эти работы определяют по формуле

$$t_{19} = \tau_{19} n_{\text{см}}, \quad (12.9)$$

где  $n_{\text{см}}$  — число рабочих смен, приходящихся на данный ремонт

$$n_{\text{см}} = (t_{\text{осн}} + \tau_{15} + t_{16} + t_{17} + \tau_{18}) / t_{\text{см}}, \quad (12.10)$$

здесь  $t_{\text{см}} = 480$  мин — продолжительность одной смены.

По (12.10) рассчитывают

$$n_{\text{см}} = (1268 + 41 + 361 + 88 + 8) / 480 = 1766 / 480 = 3,68 \approx 4 \text{ смены.}$$

Согда по (12.9) принимая  $\tau_{19} = 15$  мин, получают  $t_{19} = 15 \times 4 = 60$  мин.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на текущий ремонт  $t_{\text{рем}}$ , с учетом надбавки  $K_{\text{рем}}$  определяют по следующей формуле:

$$t_{\text{рем}} = (t_{\text{осн}} + \tau_{15} + t_{16} + t_{17} + \tau_{18} + t_{19}) (1 + K_{\text{рем}}) = (1268 + 41 + 361 + 88 + 8 + 60) (1 + 0,056) = 1928 \text{ мин} = 32,1 \text{ ч.} \quad (12.11)$$

Если требуется рассчитать нормативное время ремонта по ликвидации аварии другого вида или для другого типа оборудования, то следует воспользоваться нормативными данными. Однако общая схема расчета остается аналогичной рассмотренной выше.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА БРИГАД ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН \*

В цехе подземных ремонтов скважин (ЦПРС) имеется  $n$  ремонтных бригад. Каждая бригада может одновременно ремонтировать только одну скважину, а каждую скважину обслуживает только одна бригада. Начатый ремонт не прерывается. Если в момент выхода из строя очередной скважины имеется свободная бригада, то она приступает к ремонту этой скважины. Если все бригады заняты, то скважина ждет, пока освободится одна из бригад. Поэтому, если

число скважин, нуждающихся в ремонте, превысит число бригад, то образуется очередь.

ЦПРС обслуживает  $m$  скважин. Известны средняя наработка на отказ (межремонтный период) скважины  $T$  и среднее время восстановления (время ремонта)  $\tau$ . Пусть  $C$  — цена, а  $S$  — себестоимость нефти,  $q$  — средний дебит скважин,  $S$  — стоимость суточного содержания одной ремонтной бригады.

Потери прибыли от недобора нефти из-за простоеов скважин равны

$$z_1(n) = (C - S) M(n) q, \quad (12.12)$$

где  $M(n)$  — среднее число простраивающих (ремонтируемых и ожидающих ремонта) скважин.

Затраты на содержание ремонтных бригад равны

$$z_2(n) = Rn. \quad (12.13)$$

Отсюда суммарные потери прибыли от недобора нефти и затрат на содержание ремонтных бригад

$$z(n) = z_1(n) + z_2(n) = (C - S) M(n) q + Rn. \quad (12.14)$$

Очевидно, что с ростом числа бригад  $n$  функция  $z_1(n)$  монотонно убывает,  $z_2(n)$  — монотонно возрастает, поэтому их сумма — функция  $z(n)$  — имеет единственный минимум. Оптимальным будет число бригад, при котором целевая функция имеет минимум.

Среднее число простраивающих скважин  $M(n)$  может быть приближенно определено методами теории массового обслуживания

$$M(n) = \frac{\sum_{k=1}^n ka_k + \sum_{k=n+1}^m kb_k}{1 + \sum_{k=1}^n a_k + \sum_{k=n+1}^m b_k}. \quad (12.15)$$

Величины  $a_k$  и  $b_k$ , входящие в формулу для расчета  $M(n)$  находятся по рекуррентным соотношениям:

$$\begin{aligned} a_k &= \frac{m-k+1}{[k]} \frac{\tau}{T} a_{k-1}, \quad k = 1, 2, \dots, n; \\ b_k &= \frac{m-k+1}{n} \frac{\tau}{T} b_{k-1}, \quad k = n+1, n+2, \dots, m, \end{aligned} \quad (12.16)$$

причем  $a_0 = 1$ ,  $b_n = a_n$ .

Задача 12.2. Определение оптимального числа бригад подземного ремонта скважин.

Решение. Определяют оптимальное число ремонтных бригад при следующих исходных данных:  $m = 10$  скв.;  $T = 100$  сут;  $\tau = 8$  сут;  $C-S = 6$  руб/т;  $q = 49,8$  т/сут;  $R = 91$  руб/сут.

Сначала вычисляют отношение  $\tau/T = 8/100 = 0,08$ .

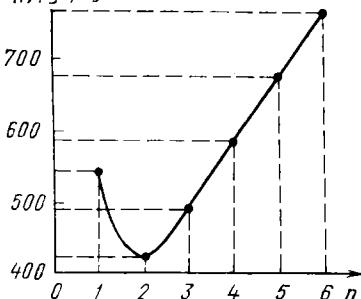
Затем определяют для  $n = 1$  (одна ремонтная бригада) коэффициенты  $a_k$  и  $b_k$ . Расчеты ведут, оставляя не менее 6 значащих цифр после запятой.

\* Задача составлена Б. И. Смородинским.

Таблица 12.7 Результаты расчетов

 $Z_n$ , руб/сут

$k$	$a_k$	$b_k$	$ka_k$	$kb_k$
1	0,8	—	0,8	—
2	—	0,576	—	1,152
3	—	0,36864	—	1,10592
4	—	0,206438	—	0,825752
5	—	0,099090	—	0,495450
6	—	0,039636	—	0,237816
7	—	0,012684	—	0,088788
8	—	0,003044	—	0,024352
9	—	0,000487	—	0,004383
10	—	0,000039	—	0,000390
$\Sigma$	0,8	1,306058	0,8	3,934851

Рис. 12.1. Зависимость потерь прибыли  $Z_n$  от числа ремонтных бригад  $n$ 

$$a_1 = 0,08(10 - 1 + 1)/1 = 0,8;$$

$$b_1 = a_1 = 0,8 \text{ (так как } n = 1\text{);}$$

$$b_2 = 0,08 \cdot 0,8 (10 - 2 + 1)/1 = 0,576;$$

$$b_3 = 0,576 \cdot 0,08 (10 - 3 + 1)/1 = 0,36864;$$

$$b_4 = 0,36864 \cdot 0,08 (10 - 4 + 1)/1 = 0,2064384;$$

$$b_5 = 0,2064384 \cdot 0,08 (10 - 5 + 1)/1 = 0,0990904;$$

$$b_6 = 0,0990904 \cdot 0,08 (10 - 6 + 1)/1 = 0,0396361;$$

$$b_7 = 0,0396361 \cdot 0,08 (10 - 7 + 1)/1 = 0,0126835;$$

$$b_8 = 0,0126835 \cdot 0,08 (10 - 8 + 1)/1 = 0,00304405;$$

$$b_9 = 0,00304405 \cdot 0,08 (10 - 9 + 1)/1 = 0,000487049;$$

$$b_{10} = 0,000487049 \cdot 0,08 (10 - 10 + 1)/1 = 0,0000389639.$$

Результаты расчетов сводят в табл. 12.7. Определяют  $ka_k$  и

$kb_k$ , после чего  $\sum_{k=1}^n ka_k$  и  $\sum_{k=n+1}^m kb_k$  и также заносят в табл. 12.7.

Затем можно рассчитать:

$$M(1) = (0,8 + 3,934854)/(1 + 0,8 + 1,306056) \approx 1,524392;$$

$$Z_1(1) = 6 \cdot 1,524392 \cdot 49,8 = 455,49 \text{ руб/сут};$$

$$Z_2(1) = 91 \text{ руб/сут}; \quad Z(1) = 455,49 + 91 = 546,49 \text{ руб/сут}.$$

Далее расчеты повторяют для  $n = 2, 3, \dots$  и получают потери  $Z(2), Z(3), \dots$ . Вычисления прекращают, когда для какого-то числа бригад потери будут больше, чем для предыдущего. В данном случае  $Z(3) > Z(2)$ , поэтому оптимальное число бригад  $n = 2$ .

Зависимость потерь прибыли (руб/сут) от числа бригад приведена ниже (рис. 12.1).

$n$	$Z(n)$
1	546,49
2	424,39
3	496,38
4	585,50
5	676,34

1. Адонин А. Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. М., Недра, 1964.
2. Викторов М. М. Методы вычисления физико-химических величин и прикладные расчеты. Л., Химия, 1977.
3. Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982.
4. Движение газожидкостных смесей в трубах/В. А. Мамаев, Г. Э. Одишария, О. В. Клапчук и др. М., Недра, 1978.
5. Дунюшкин И. И., Мищенко И. Т. Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти. М., изд. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1982.
6. Иоаким Г. Добыча нефти и газа. М., Недра, 1966.
7. Клапчук О. В. Гидравлические характеристики газожидкостных потоков в скважинах.— Газовая промышленность. 1981, № 2, с. 32—35.
8. Кухинг Х. Справочник по физике. Перев. с немецкого. М., Мир, 1982.
9. Мищенко И. Т., Гуревич А. С. Сепарация газа у приема погружного центробежного электронасоса.— Нефтяное хозяйство, 1970, № 3, с. 52—56.
10. Мищенко И. Т., Ишемгужин С. Б. Экспресс-метод определения давления на приеме штанговых глубинных насосов.— Нефтепромысловое дело, 1971, № 1, с. 18—20.
11. Муравьев И. М., Крылов А. П. Эксплуатация нефтяных месторождений. М.—Л., ГТТИ, 1949.
12. Муравьев И. М., Мищенко И. Т. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях. М., Недра, 1969.
13. Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин. Каталог. М., изд. ЦИНТИхимнефтемаш, 1979.
14. Оркин К. Г., Юрчук А. М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М., Недра, 1967.
15. Пирвердян А. М. Гидромеханика глубиннонасосной эксплуатации. М., Недра, 1965.
16. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М., Химия, 1971.
17. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа/Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др. Перев. с англ. под ред. Ю. П. Коротаева и Г. В. Пономарева. М., Недра, 1965.
18. Сахаров В. А., Мохов М. А. Определение вязкости водонефтяных эмульсий.— Нефтепромысловое дело, 1982, № 8, с. 16—19.
19. Сигали А. П. Добыча и транспорт нефти и газа (часть I). М., Недра, 1980.
20. Смирнов А. С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. М., Недра, 1971.
21. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. Ш. К. Гиматудина. М., Недра, 1974.
22. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Том. 1. Перев. с англ. М., Недра, 1964.
23. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Том. 2. Перев. с англ. М., Недра, 1965.
24. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти/Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудина. М., Недра, 1983.
25. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки/Ш. К. Гиматудинов, А. И. Петров и др. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудина. М., Недра, 1984.

- динов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг и др. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова, М., Недра, 1983.
26. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. М., Недра, 1974.
27. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. М., Мир, 1972.
28. Чарный И. А. Подземная гидродинамика. М., Гостоптехиздат, 1963.
29. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960.
30. Шелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.
31. Шуров В. И. Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1983.
32. Эксплуатация глубиннонасосных скважин/Н. Н. Репин, В. Р. Енпкеев, О. М. Юсупов и др. М., Недра, 1971.

<b>1. Определение физических свойств газа, нефти и воды, а также многофазных систем (нефть—вода—газ) при различных термодинамических условиях (В. Г. Грон)</b>	3
Основные термодинамические параметры состояния вещества . . . . .	3
Расчет физических свойств природного и нефтяного газов . . . . .	4
Расчет физических свойств пластовых нефтей . . . . .	12
Расчет физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования при $\rho < \rho_{\text{нас}}$ и $T < T_{\text{пл}}$ . . . . .	13
Расчет физических свойств пластовых вод . . . . .	20
Расчет физических свойств водонефтяных смесей . . . . .	24
<b>2. Исследование скважин (В. А. Сахаров)</b> . . . . .	30
Исследование скважин методом установившихся отборов . . . . .	31
Особенности построения индикаторных линий при различных способах эксплуатации . . . . .	47
Исследование скважин методом восстановления давления . . . . .	63
Определение коэффициента продуктивности по данным исследования скважины методом восстановления давления . . . . .	74
<b>3. Освоение скважин (И. Т. Мищенко)</b> . . . . .	75
Расчет потерь на трение . . . . .	75
Расчет процесса освоения скважины методом замены жидкости . . . . .	81
<b>4. Воздействие на призабойную зону скважин (В. А. Сахаров)</b> . . . . .	86
Обработка призабойной зоны кислотными растворами . . . . .	88
Гидравлический разрыв пласта . . . . .	92
<b>5. Гидродинамический расчет движения газожидкостной смеси в колонне подъемных труб нефтяных скважин (В. Г. Грон)</b> . . . . .	96
Принципы гидродинамического расчета . . . . .	96
Классификация методов расчета и область их применения . . . . .	104
Метод Ф. Поэтмана—П. Карпентера . . . . .	105
Метод П. Баксендела . . . . .	108
Метод А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина . . . . .	112
Метод Ж. Оркишевского . . . . .	118
Метод ВНИИгаза . . . . .	124
Метод расчета по обобщенным зависимостям . . . . .	129
<b>6. Выбор способа эксплуатации скважин (И. Т. Мищенко)</b> . . . . .	132
Классификация добывающих скважин . . . . .	134
Предварительный выбор способа эксплуатации . . . . .	136
Экономическая эффективность возможных способов эксплуатации . . . . .	140
<b>7. Фонтанная эксплуатация скважин (В. А. Сахаров)</b> . . . . .	144
Аналитические методы расчета фонтанного подъемника . . . . .	145
Графический способ выбора оборудования и режима работы фонтанных скважин . . . . .	154
<b>8. Газлифтная эксплуатация скважин (В. Г. Грон)</b> . . . . .	158
Выбор оптимального режима установки . . . . .	160
Расчет системы пуска газлифтной скважины . . . . .	164

<b>9. Эксплуатация скважин штанговыми скважинными насосными установками (Г. И. Богомольный)</b>	181
Обоснование выбора компоновки ШСНУ . . . . .	183
Определение давления на выходе насоса . . . . .	190
Определение потерь давления в клапанных узлах . . . . .	191
Расчет утечек в зазоре плунжерной пары . . . . .	193
Расчет коэффициента наполнения скважинного насоса . . . . .	194
Расчет коэффициента усадки нефти . . . . .	198
Расчет требуемой подачи насоса и скорости откачки . . . . .	198
Выбор конструкции штанговой колонны . . . . .	199
Расчет потерь хода плунжера и длины хода полированного штока . . . . .	200
Расчет нагрузок, действующих на штанговую колонну . . . . .	202
Расчет напряжений в штангах . . . . .	212
Уточненный расчет конструкции штанговой колонны . . . . .	214
Расчет энергетических показателей работы ШСНУ . . . . .	218
Оценка показателей надежности и коэффициента эксплуатации ШСНУ	222
<b>10. Эксплуатация скважин УЦЭН (И. Т. Мищенко)</b> . . . . .	224
Расчет оптимального, допускаемого и предельного давлений на приеме ЦЭН . . . . .	224
Влияние сепарации газа на оптимальное, допускаемое и предельное давление . . . . .	226
Расчет и построение индикаторной линии скважины . . . . .	228
Расчет и построение характеристики системы пласт—скважина—насос—лифт . . . . .	230
Корректировка паспортной характеристики ЦЭН при работе на воде . . . . .	233
<b>11. Особенности эксплуатации скважин в осложненных условиях (И. Т. Мищенко)</b> . . . . .	235
Температурный режим работы добывающих скважин . . . . .	235
Расчет массового дебита скважины . . . . .	239
Сепарация свободного газа у приема погружного оборудования . . . . .	239
Особенности работы обводненных скважин . . . . .	244
Влияние устьевого давления на эффективность работы ШСНУ . . . . .	253
<b>12. Текущий ремонт скважин (Г. И. Богомольный)</b> . . . . .	258
Расчет затрат времени на текущий ремонт скважины . . . . .	258
Определение оптимального числа бригад подземного ремонта скважин	266
<b>Список литературы</b> . . . . .	269