

И.Т.МИЩЕНКО

РАСЧЕТЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Допущено
Управлением кадров
и учебных заведений
Министерства нефтяной
промышленности СССР
в качестве учебного
пособия для техникумов



МОСКВА "НЕДРА" 1989

где G_0 — газовый фактор, приведенный к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p_{\text{пр}}$ — давление у приема погружного оборудования, МПа; $p_{\text{нас}t_{\text{пр}}}$ — давление насыщения при G_0 и температуре $t_{\text{пр}}$ на приеме погружного оборудования, МПа; y_a — содержание азота в газе, %; σ — коэффициент сепарации.

Давление насыщения $p'_{\text{нас}}$, соответствующее фактическому газовому фактору при температуре на приеме, находят из следующей зависимости:

$$p'_{\text{нас}} = p_{\text{нас}} \left\{ 1 - \sigma \left[1 - \frac{1,501 + 0,32 y_a^2}{1,567 + y_a^2} \right] - \left(\frac{p_{\text{пр}}}{p_{\text{нас}t_{\text{пр}}}} \right) \right\} \frac{1,567 + y_a^2}{1,501 + 0,32 y_a^2} \quad (2.96)$$

Таким образом, в общем виде алгоритм расчета $p'_{\text{нас}}$ и $G_{0\text{факт}}$ сводится к следующему:

1. По соответствующим зависимостям, изложенным в разделе 2.1, рассчитывается температура у приема погружного оборудования $t_{\text{пр}}$.
2. По зависимости (1.21) определяется давление насыщения при $t_{\text{пр}}$.
3. По соответствующей зависимости (2.90) — (2.92) рассчитывается коэффициент сепарации σ .
4. В соответствии с изложенным в разделе 2.4 строится кривая распределения давления в скважине и определяется давление на приеме погружного оборудования $p_{\text{пр}}$.
5. По формуле (2.95) находится фактический газовый фактор $G_{0\text{факт}}$.
6. По формуле (2.96) вычисляется соответственно $G_{0\text{факт}}$ давление насыщения $p'_{\text{нас}}$.

ГЛАВА 3

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Под освоением скважин понимаются процессы снижения противодавления на пласт, создания депрессии и вызова притока. Основные рассчитываемые параметры — забойное давление, давление закачки, объем закачиваемого флюида и продолжительность закачки.

3.1. МЕТОД ЗАМЕНЫ ЖИДКОСТИ

Закачка жидкости может быть прямой (жидкость закачки подается в колонну насосно-компрессорных труб) и обратной (жидкость закачки подается в кольцевой зазор между НКТ и обсадной колонной). При этом для каждого вида закачки необходимо уметь рассчитывать потери на трение.

Прямая закачка

1. Ньютоновские жидкости.

Потери на трение в трубах Δp_T вычисляются по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$\Delta p_T = 0,81 \lambda H Q^2 \rho_{ж} / d_{вн}^5, \quad (3.1)$$

где H — длина трубы (путь движения), м; Q — объемный расход жидкости, м³/с; $\rho_{ж}$ — плотность ньютоновской жидкости, кг/м³; $d_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, м; λ — коэффициент гидравлического сопротивления, который рассчитывается в зависимости от числа Рейнольдса Re_T по следующим формулам:

$$\text{при } Re_T \leq 2320 \quad \lambda = 64/Re_T, \quad (3.2)$$

$$\text{при } Re_T > 2320 \quad \lambda = 0,3164/\sqrt[4]{Re_T}. \quad (3.3)$$

Число Рейнольдса

$$Re_T = w d_{вн} \rho_{ж} / \mu_{ж}, \quad (3.4)$$

где w — скорость движения жидкости, м/с; $\mu_{ж}$ — вязкость ньютоновской жидкости, Па·с.

При $Re_T > 100000$ коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле Г.К. Филоненко:

$$\lambda = 1/(1,82 \lg Re_T - 1,64)^2. \quad (3.5)$$

2. Вязкопластичные жидкости.

Эти жидкости характеризуются пластической вязкостью и предельным динамическим напряжением сдвига, которые можно определить по следующим формулам:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{жн} - 0,022, \quad (3.6)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{жн} - 7, \quad (3.7)$$

где $\rho_{жн}$ — плотность неньютоновской (вязкопластичной) жидкости, кг/м³; η — пластическая вязкость, Па·с; τ_0 — предельное (динамическое) напряжение сдвига, Па.

Критерий ламинарного (структурного) и турбулентного режимов — критическая скорость в трубе $w_{кр}$ (в м/с):

$$w_{кр} = 25 \sqrt{\tau_0 / \rho_{жн}}. \quad (3.8)$$

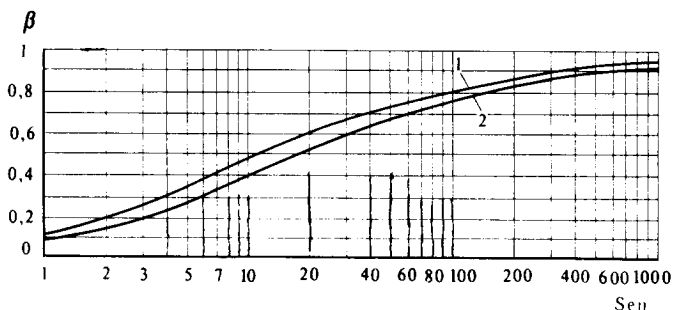


Рис. 11. Зависимость коэффициента β от параметра Сен-Венана–Ильюшина Sen : 1 – для круглого сечения; 2 – для кольцевого сечения

При $w < w_{кр}$ режим движения ламинарный (структурный) и потери на трение рассчитываются по формуле

$$\Delta p_T = 4\tau_0 H / (\beta_T d_{вн}), \quad (3.9)$$

где β_T – коэффициент для труб, зависящий от параметра Сен-Венана–Ильюшина Sen (рис. 11):

$$Sen_T = \tau_0 d_{вн} / (\eta w), \quad (3.10)$$

При $w > w_{кр}$ режим движения турбулентный и потери на трение рассчитываются по формуле

$$\Delta p_T = 0,012 \rho_{жн} H w^2 / d_{вн}. \quad (3.11)$$

Обратная закачка.

1. Ньютоновские жидкости.

Потери на трение в кольцевом зазоре

$$\Delta p_{кз} = \lambda H w^2 \rho_{ж} / [(D_{вн} - d_{нар}) / 2], \quad (3.12)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр наружной колонны труб (обсадной колонны), м; $d_{нар}$ – наружный диаметр внутренней колонны труб (НКТ), м.

Число Рейнольдса

$$Re_{кз} = w(D_{вн} - d_{нар}) \rho_{ж} / \mu_{ж}. \quad (3.13)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по одной из формул (3.2), (3.3) или (3.5).

2. Вязкопластичные жидкости.

Критическая скорость

$$w_{кр} = \eta Re_{крн} / [\rho_{жн} (D_{вн} - d_{нар})], \quad (3.14)$$

где $Re_{крн}$ – критическое число Рейнольдса вязкопластичной жид-

кости, характеризующее смену режима ее течения:

$$Re_{крн} = 2100 + 7,3 He^{0,5^8}, \quad (3.15)$$

He – параметр Хедстрема:

$$He = Re_{кз} Sen_{кз}. \quad (3.16)$$

Параметр Сен-Венана–Ильюшина для кольцевого зазора записывается в виде

$$Sen_{кз} = \tau_0 (D_{вн} - d_{нар}) / (\eta w), \quad (3.17)$$

а параметр Рейнольдса

$$Re_{кз} = w(D_{вн} - d_{нар}) \rho_{жн} / \eta. \quad (3.18)$$

Подставляя (3.17) и (3.18) в (3.16), получаем

$$He = \tau_0 \rho_{жн} (D_{вн} - d_{нар})^2 / \eta^2. \quad (3.19)$$

Режим движения жидкости в кольцевом зазоре ламинарный (структурный), если $Re_{кз} < R_{крн}$ ($w < w_{кр}$) и потери на трение рассчитывают по формуле

$$\Delta p_{кз} = 4 \tau_0 H / [\beta_{кз} (D_{вн} - d_{нар})], \quad (3.20)$$

где $\beta_{кз}$ – коэффициент для кольцевого зазора, зависящий от параметра Sen (см. рис. 11).

Параметр Сен-Венана–Ильюшина определяют по формуле (3.17).

Режим движения в кольцевом зазоре турбулентный, если $Re_{кз} > R_{крн}$ ($w > w_{кр}$) и потери на трение рассчитывают по формуле

$$\Delta p_{кз} = 0,012 \rho_{жн} H w^2 / (D_{вн} - d_{нар}). \quad (3.21)$$

В данном расчете не учитывается влияние коэффициента местных сопротивлений за счет муфтовых соединений. При учете муфт потери на трение увеличиваются на 1–5 %.

Задача 3.1. Рассчитать основные параметры процесса освоения скважины для следующих условий: глубина скважины $L_c = 3200$ м, глубина спуска колонны НКТ $H = 3200$ м, пластовое давление $p_{пл} = 35$ МПа. Скважина обсажена 168-мм обсадной колонной с внутренним диаметром $D_{вн} = 0,1503$ м и полностью заполнена глинистым раствором плотностью $\rho_{гл} = 1150$ кг/м³. Наружный диаметр НКТ $d_{нар} = 0,089$ м, внутренний диаметр $d_{вн} = 0,076$ м. Необходимо рассчитать давление закачки p_3 , объем жидкости закачки V_3 и продолжительность закачки T_3 при прямой (жидкость подается в колонну НКТ) и обратной (жидкость подается в кольцевой зазор между трубами) закачках. Жидкость закачки – вода (плотность $\rho_3 = 1000$ кг/м³, вязкость $\mu_3 = 0,001$ Н·см²). Закачка ведется агрегатом 4АН-700 (УН1-630х700А).

Решение 1. Прямая закачка.

Так как закачка ведется агрегатом 4АН-700, выбирают например, третью скорость при диаметре плунжера 100 мм (подача $Q = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$, давление $p = 37,4 \text{ МПа}$).

Рассчитывают высоту от забоя x , на которую должна подняться жидкость закачки в кольцевом зазоре для случая, когда $p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}}$.

Забойное давление в этом случае

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} = \rho_{\text{гл}} g (H - x) + \rho_3 g x + \Delta p_{\text{кзгл}} + \Delta p_{\text{кзз}}, \quad (3.22)$$

где $\rho_{\text{гл}}$, ρ_3 — соответственно плотности жидкости глушения и закачки, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\Delta p_{\text{кзгл}}$ — потери давления на трение при движении жидкости глушения в кольцевом зазоре на расстоянии $(H - x)$, Па; $\Delta p_{\text{кзз}}$ — потери давления на трение при движении жидкости закачки в кольцевом зазоре на расстоянии x , Па.

Обозначим градиенты потерь давления на трение при движении жидкостью глушения и закачки в кольцевом зазоре соответственно через $A_{\text{кзгл}}$ и $A_{\text{кзз}}$ (Па/м):

$$A_{\text{кзгл}} = \left\{ \begin{array}{l} 4 \tau_0 / [\beta_{\text{кз}} (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})] - \text{ламинарный режим,} \\ 0,012 \rho_{\text{гл}} w^2 / (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) - \text{турбулентный} \\ \text{режим} \end{array} \right\}, \quad (3.23)$$

$$A_{\text{кзз}} = \lambda w^2 \rho_3 / [(D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) 2]. \quad (3.24)$$

Скорость движения жидкости в трубах

$$w = 4Q / (\pi d_{\text{вн}}^2), \quad (3.25)$$

а в кольцевом зазоре

$$w = 4Q / [\pi (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)], \quad (3.26)$$

где Q — расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$.

С учетом формул (3.23) и (3.24) из (3.22) определяем:

$$x = \frac{H (\rho_{\text{гл}} g + A_{\text{кзгл}}) - p_{\text{пл}}}{g (\rho_{\text{гл}} - \rho_3) + (A_{\text{кзгл}} - A_{\text{кзз}})}. \quad (3.27)$$

При $p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}}$ давление закачки

$$p_3 = (\rho_{\text{гл}} - \rho_3) g (H - x) + \Delta p_{\text{тз}} + \Delta p_{\text{кзгл}} + \Delta p_{\text{кзз}}, \quad (3.28)$$

где $\Delta p_{\text{тз}}$ — потери давления на трение при движении жидкости закачки в трубах на расстоянии H , Па.

Объем закачиваемой в скважину жидкости

$$V_3 = \pi [d_{\text{вн}}^2 H + (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) x] / 4. \quad (3.29)$$

Максимальный объем жидкости закачки

$$V_{з\max} = \pi H (D_{вн}^2 + d_{вн}^2 - d_{нар}^2) / 4. \quad (3.30)$$

Продолжительность закачки

$$T_3 = V_3 / Q. \quad (3.31)$$

Максимальное время закачки для замещения всей жидкости глушения в скважине

$$T_{3\max} = V_{3\max} / Q. \quad (3.32)$$

При выборе оборудования необходимо знать максимальное давление закачки

$$p_{3\max} = gH (\rho_{гг} - \rho_3) + \Delta p_{тгг} + \Delta p_{кзгг} + \Delta p_{тз}, \quad (3.33)$$

где $\Delta p_{тгг}$, $\Delta p_{тз}$ — соответственно потери давления на трение при движении в трубах жидкости глушения и жидкости закачки на расстоянии H , Па; $\Delta p_{кзгг}$ — потери давления на трение при движении жидкости глушения в кольцевом зазоре на расстоянии H , Па;

$$\Delta p_{кзгг} = A_{кзгг} H. \quad (3.34)$$

Рассчитываем по (3.6) и (3.7) η и τ_0 :

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1150 - 0,022 = 1,595 \cdot 10^{-2},$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1150 - 7 = 2,775 \text{ Па}.$$

По (3.26) вычисляем скорость движения жидкости в кольцевом зазоре

$$w = 4 \cdot 0,012 / [3,14 (0,1503^2 - 0,089^2)] = 1,042 \text{ м/с}.$$

Рассчитываем по (3.13) число Рейнольдса для воды

$$Re_{кзв} = 1,042 (0,1503 - 0,089) 1000 / 0,001 = 63874,6.$$

Так как $Re_{кзв} = 63874,6 > 2320$, то режим турбулентный и коэффициент гидравлического сопротивления определяем по (3.3):

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{63874,6} = 0,0199.$$

Градиент потерь давления на трение при движении воды находим по (3.24):

$$A_{кзз} = 0,0199 (1,042)^2 \cdot 1000 / [2 (0,1503 - 0,089)] = 176,24 \text{ Па/м}.$$

Рассчитываем по (3.19) параметр Хедстрема:

$$He = 2,775 \cdot 1150 \cdot (0,1503 - 0,089)^2 / (1,595 \cdot 10^{-2})^2 = 47136,7,$$

а затем по формуле (3.15) — критическое число Рейнольдса

$$Re_{кр\text{гл}} = 2100 + 7,3 (47136,7)^{0,58} = 5848,6.$$

Определим по (3.14) критическую скорость

$$w_{кр} = 1,595 \cdot 10^{-2} \cdot 5848,6 / [1150 (0,1503 - 0,089)] = 1,323 \text{ м/с},$$

а также по (3.18) — число Рейнольдса

$$Re_{кз\text{гл}} = 1,042 (0,1503 - 0,089) \cdot 1150 / (1,595 \cdot 10^{-2}) = 4605,4.$$

Так как $Re_{кз\text{гл}} = 4605,4 < Re_{кр\text{гл}} = 5848,6$ ($w = 1,042 < w_{кр} = 1,323$), то режим движения ламинарный и градиент потерь давления на трение необходимо рассчитывать по (3.23), предварительно определяя по рис. 11 коэффициент $\beta_{кз}$. Для этого вычисляем по (3.17) параметр Сен-Венана—Ильюшина: $Sen_{кз} = 2,775 (0,1503 - 0,089) / (1,595 \cdot 10^{-2} \cdot 1,042) = 10,235$.

Таким образом, $\beta_{кз} \approx 0,4$ (рис. 11, кривая 2). По формуле (3.23) рассчитываем:

$$A_{кз\text{гл}} = 4 \cdot 2,775 / [0,4 (0,1503 - 0,089)] = 452,69 \text{ Па/м}.$$

Определяем по (3.27) высоту x от забоя скважины:

$$x = \frac{3200 (1150 \cdot 9,81 + 452,69) - 35 \cdot 10^6}{9,81 (1150 - 1000) + (452,69 - 176,24)} = 1458,5 \text{ м}.$$

В соответствии с (3.29) объем жидкости закачки

$$V_3 = 3,14 [0,076^2 \cdot 3200 + (0,1503^2 - 0,089^2) 1458,5] / 4 = 31,3 \text{ м}^3.$$

Максимальный объем жидкости закачки рассчитываем по (3.30):

$$V_{3\text{max}} = 3,14 \cdot 3200 (0,1503^2 + 0,076^2 - 0,089^2) / 4 = 51,36 \text{ м}^3.$$

Продолжительность закачки в соответствии с (3.31)

$$T_3 = 31,3 / 0,012 = 2608,3 \text{ с} \approx 43,5 \text{ мин},$$

а максимальное время закачки

$$T_{3\text{max}} = 51,36 / 0,012 = 4280 \text{ с} \approx 71,3 \text{ мин}.$$

Вычисляем по (3.33) максимальное давление закачки. Для этого предварительно определяем скорость движения жидкости в трубе по (3.25):

$$w = 4 \cdot 0,012 / (3,14 \cdot 0,076^2) = 2,646 \text{ м/с},$$

число Рейнольдса для воды по (3.4):

$$Re_{ТВ} = 2,646 \cdot 0,076 \cdot 1000 / 0,001 = 201096.$$

Так как $Re_{ТВ} = 201096 > Re_T = 100000$, то коэффициент λ вычисляем по (3.5):

$$\lambda = 1 / (1,82 \cdot \lg 201096 - 1,64)^2 = 0,0156.$$

По формуле (3.1) рассчитываем:

$$\begin{aligned} \Delta p_{Тз} &= 0,81 \cdot 0,0156 \cdot 3200 \cdot 0,012^2 \cdot 1000 / (0,076)^5 = \\ &= 2,296 \cdot 10^6 \text{ Па} \approx 2,3 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

По формуле (3.8)

$$w_{кр} = 25 \sqrt{2,775/1150} = 1,228 \text{ м/с}.$$

Так как $w = 2,646 > w_{кр} = 1,228$, режим движения турбулентный и $\Delta p_{Тггп}$ рассчитываем по (3.11):

$$\begin{aligned} \Delta p_{Тггп} &= 0,012 \cdot 1150 \cdot 3200 (2,646)^2 / 0,076 = \\ &= 4068135 \text{ Па} \approx 4,07 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

По формуле (3.34) находим

$$\Delta p_{кзгп} = 452,69 \cdot 3200 = 1448608 \text{ Па} \approx 1,45 \text{ МПа}.$$

Выше уже определена $\Delta p_{Тз} = 2,3 \text{ МПа}$ и $A_{кзз} = 176,23 \text{ Па/м}$, вычисляем:

$$\Delta p_{кзз} = A_{кзз} H = 176,24 \cdot 3200 \cdot 10^{-6} = 0,56 \text{ МПа}.$$

Рассчитываем по (3.28) давление закачки:

$$\begin{aligned} p_3 &= (1150 - 1000) 9,81 (3200 - 1458) \cdot 10^{-6} + 2,3 + 1,45 + 0,56 = \\ &= 2,56 + 2,3 + 1,45 + 0,56 = 6,87 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Таким образом, давление закачки равно 6,87 МПа.

Рассчитываем максимальное давление закачки по (3.33):

$$\begin{aligned} p_{3 \max} &= 9,81 \cdot 3200 (1150 - 1000) \cdot 10^{-6} + 4,07 + 1,45 + 2,3 = \\ &= 12,53 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Следовательно, при работе агрегата на третьей скорости максимальное давление прямой закачки составляет 12,53 МПа, а насосный агрегат развивает давление 37,4 МПа. Имеет смысл повторить расчет с целью оценки возможности работы на четвертой скорости.

2. Обратная закачка.

Параметры работы агрегата 4АН-700 остаются теми же, что и при прямой закачке. Рассчитывают расстояние от забоя x , на которое должна подняться жидкость закачки в колонне НКТ для $p_{зав} = p_{пл}$.

В этом случае забойное давление

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} = \rho_{\text{гп}} g (H - x) + \rho_3 g x + \Delta p_{\text{тгп}} + \Delta p_{\text{тз}}, \quad (3.35)$$

где $\Delta p_{\text{тгп}}$, $\Delta p_{\text{тз}}$ — соответственно потери давления на трение при движении в НКТ жидкости глушения на расстоянии $(H - x)$ и жидкости закачки на расстоянии x , Па.

Обозначим градиенты потерь на трение при движении жидкости глушения и закачки в колонне НКТ соответственно через $B_{\text{тгп}}$ и $B_{\text{тз}}$ (Па/м):

$$B_{\text{тгп}} = \left\{ \begin{array}{l} 4 \tau_0 / (\beta_{\text{т}} d_{\text{вн}}) - \text{структурный режим,} \\ 0,012 \rho_{\text{гп}} w^2 / d_{\text{вн}} - \text{турбулентный режим,} \end{array} \right\} \quad (3.36)$$

$$B_{\text{тз}} = \lambda w^2 \rho_3 / (2 d_{\text{вн}}). \quad (3.37)$$

С учетом (3.36) и (3.37) из выражения (3.35) получаем

$$x = \frac{H (\rho_{\text{гп}} g + B_{\text{тгп}}) - p_{\text{пл}}}{g (\rho_{\text{гп}} - \rho_3) + (B_{\text{тгп}} - B_{\text{тз}})}. \quad (3.38)$$

При $p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}}$ давление закачки

$$p_3 = (\rho_{\text{гп}} - \rho_3) g (H - x) + \Delta p_{\text{кзз}} + \Delta p_{\text{тз}} + \Delta p_{\text{тгп}}, \quad (3.39)$$

где $\Delta p_{\text{кзз}}$ — потери на трение при движении жидкости закачки в кольцевом зазоре на расстоянии H , Па.

Объем закачки

$$V_3 = \pi [d_{\text{вн}}^2 x + (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) H] / 4. \quad (3.40)$$

Максимальное давление закачки

$$p_{3 \text{ max}} = gH (\rho_{\text{гп}} - \rho_3) + \Delta p_{\text{тгп}} + \Delta p_{\text{кзгп}} + \Delta p_{\text{кзз}}. \quad (3.41)$$

Рассчитываем по (3.37) $B_{\text{тз}}$, учитывая, что $w = 2,646$ м/с; $\lambda = 0,0156$ (решение при прямой закачке):

$$B_{\text{тз}} = 0,0156 (2,646)^2 \cdot 1000 / (2 \cdot 0,076) = 718,556 \text{ Па/м.}$$

Для предыдущего случая $\Delta p_{\text{тгп}} = 4068135$ Па. Рассчитываем градиент потерь на трение

$$B_{\text{тгп}} = \Delta p_{\text{тгп}} / H \quad (3.42)$$

или

$$B_{\text{тгп}} = 4068135 / 3200 = 1271,292 \text{ Па/м.}$$

По формуле (3.38) рассчитываем

$$x = \frac{3200(1150 \cdot 9,81 + 1271,292) - 35 \cdot 10^6}{9,81(1150 - 1000) + (1271,292 - 718,556)} = 2553,52 \text{ м.}$$

Объем жидкости закачки по (3.40)

$$V_3 = 3,14 [(0,076)^2 \cdot 2553,52 + (0,1503^2 - 0,089^2) 3200] / 4 = 48,43 \text{ м}^3.$$

Время закачки

$$T_3 = 48,43 / 0,012 = 4035,5 \text{ с} = 67,26 \text{ мин.}$$

Для случая прямой закачки по формуле (3.24) уже определен градиент потерь давления на трение при движении жидкости закачки в кольцевом зазоре $A_{кзз} = 176,24 \text{ Па/м}$. Рассчитываем:

$$\Delta p_{кзз} = A_{кзз} H = 176,24 \cdot 3200 = 563968 \text{ Па} \approx 0,56 \text{ МПа.}$$

Также вычислен по формуле (3.23) градиент потерь на трение $A_{кзгл} = 452,69 \text{ Па/м}$. Рассчитываем:

$$\Delta p_{кзгл} = 452,69 \cdot 3200 = 1448608 \text{ Па} \approx 1,45 \text{ МПа.}$$

По выражению (3.39) давление закачки (при $V_{тз} = 718,556 \text{ Па/м}$; $\Delta p_{тгл} = 4,07 \text{ МПа}$):

$$p_3 = (1150 - 1000) 9,81 (3200 - 2553,2) 10^{-6} + 0,56 + 718,556 \cdot 3200 \cdot 10^{-6} + 4,07 = 0,95 + 0,56 + 2,3 + 4,07 = 7,88 \text{ МПа.}$$

Таким образом, давление закачки равно 7,88 МПа, т.е. почти на 15 % больше значения при прямой закачке.

Рассчитываем максимальное давление закачки по (3.41) (при $\Delta p_{тгл} = 4,07 \text{ МПа}$):

$$p_{з\text{max}} = 9,81 \cdot 3200 (1150 - 1000) 10^{-6} + 4,07 + 1,45 + 0,56 = 10,79 \text{ МПа.}$$

Следовательно, максимальное давление закачки равно 10,79 МПа, т.е. на 14 % меньше значения при прямой закачке.

Задача 3.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать параметры процесса освоения при работе агрегата 4АН-700:

на первой скорости,

на второй скорости,

на четвертой скорости

при диаметре плунжера 100 м. Сравнить полученные параметры.

Задача 3.3. Для условий предыдущей задачи рассчитать параметры процесса освоения агрегатом 4АН-700, если скважина полностью заделана минерализованной водой плотностью $\rho_{\text{в}} = 1116 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\mu_{\text{в}} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$. В качестве жидкости закачки используется неньютоновская нефть с плотностью $\rho_{\text{н}} = 880 \text{ кг/м}^3$.

3.2. КОМПРЕССОРНЫЙ МЕТОД

По существу компрессорный метод освоения скважины не отличается от метода замены жидкости, только вместо жидкости закачки используется газ, а вместо насосного агрегата — компрессор.

Основная расчетная величина — предельная глубина спуска башмака НКТ (пусковой муфты с отверстиями или пускового клапана) $H_{\text{пр}}$, зависящая в основном от давления, создаваемого компрессором $p_{\text{к}}$.

1. Прямая закачка (Газ закачивается в колонну НКТ).

Предельная глубина оттеснения статического уровня жидкости в трубах

$$H_{\text{пр}} = \frac{(p_{\text{к}} - p_{\text{в}}) 10^6}{g(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г ст}} B_{\text{г}}) + A_{\text{кзж}} + A_{\text{тг}}}, \quad (3.43)$$

где $p_{\text{к}}$ — давление, создаваемое компрессором, МПа; $p_{\text{в}}$ — давление на устье скважины, МПа; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в скважине (жидкость глушения), кг/м^3 ; $\rho_{\text{г ст}}$ — плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3 ; $B_{\text{г}}$ — поправочный коэффициент для газа, вычисляемый по формуле

$$B_{\text{г}} = p_{\text{к}} T_{\text{ст}} / (p_0 T_z), \quad (3.44)$$

T — средняя температура газа в скважине, К; z — коэффициент сжимаемости газа; $A_{\text{кзж}}$ — градиент потерь давления на трение при движении жидкости в кольцевом зазоре, Па/м

$$A_{\text{кзж}} = \lambda_{\text{ж}} w_{\text{кзж}}^2 \rho_{\text{ж}} / [2(D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})], \quad (3.45)$$

$\lambda_{\text{ж}}$ — коэффициент гидравлических сопротивлений при движении жидкости в кольцевом зазоре, вычисляемый в зависимости от числа $Re_{\text{ж}}$; $w_{\text{кзж}}$ — скорость движения жидкости в кольцевом зазоре, м/с; $A_{\text{тг}}$ — градиент потерь давления на трение при движении газа в трубах, Па/м

$$A_{\text{тг}} = \lambda_{\text{г}} w_{\text{тг}}^2 \rho_{\text{г}} / (2 d_{\text{вн}}), \quad (3.46)$$

$\lambda_{\text{г}}$ — коэффициент гидравлических сопротивлений при движении газа в трубах; $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа в скважине (при $p_{\text{к}}$ и T), кг/м^3 ; $w_{\text{тг}}$ — скорость движения газа в трубах, м/с

$$w_{\text{тг}} = 4 q_{\text{ст}} / [60 \pi d_{\text{вн}}^2 B_{\text{г}}], \quad (3.47)$$

$q_{\text{СТ}}$ — подача компрессора, приведенная к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{мин}$.

Скорость движения жидкости в кольцевом зазоре

$$w_{\text{кзж}} = w_{\text{ТГ}} \frac{d_{\text{ВН}}^2}{(D_{\text{ВН}}^2 - d_{\text{НАР}}^2)} = \frac{4 q_{\text{СТ}}}{60 \pi B_{\text{Г}} (D_{\text{ВН}}^2 - d_{\text{НАР}}^2)}. \quad (3.48)$$

Объем закачиваемого в скважину газа (при $\rho_{\text{К}}$ и T)

$$V_{\text{Г}} = \pi d_{\text{ВН}}^2 H_{\text{ПР}}/4. \quad (3.49)$$

Время (в мин) работы компрессора (время закачки)

$$T = V_{\text{Г}} B_{\text{Г}}/q_{\text{СТ}}. \quad (3.50)$$

2. Обратная закачка (газ закачивается в кольцевой зазор).

Предельная глубина оттеснения уровня в кольцевом зазоре

$$H_{\text{ПР}} = \frac{(\rho_{\text{К}} - \rho_{\text{Г}}) 10^6}{g (\rho_{\text{Ж}} - \rho_{\text{Г}} B_{\text{Г}}) + A_{\text{ТЖ}} + A_{\text{КЗГ}}}, \quad (3.51)$$

где $A_{\text{ТЖ}}$, $A_{\text{КЗГ}}$ — соответственно градиенты потерь давления (в Па/м) на трение при движении жидкости в трубе и газа в кольцевом зазоре, рассчитываемые по формулам:

$$A_{\text{ТЖ}} = \lambda_{\text{Ж}} w_{\text{ТЖ}}^2 \rho_{\text{Ж}} / (2 d_{\text{ВН}}), \quad (3.52)$$

$$A_{\text{КЗГ}} = \lambda_{\text{Г}} w_{\text{КЗГ}}^2 \rho_{\text{Г}} / [2 (D_{\text{ВН}} - d_{\text{НАР}})], \quad (3.53)$$

$\lambda_{\text{Ж}}$, $\lambda_{\text{Г}}$ — соответственно коэффициент гидравлических сопротивлений при движении жидкости в трубах и газа в кольцевом зазоре; $w_{\text{ТЖ}}$, $w_{\text{КЗГ}}$ — соответственно скорость движения жидкости в трубах и газа в кольцевом зазоре, м/с.

Скорость движения газа в кольцевом зазоре

$$w_{\text{КЗГ}} = 4 q_{\text{СТ}} / [60 \pi B_{\text{Г}} (D_{\text{ВН}}^2 - d_{\text{НАР}}^2)], \quad (3.54)$$

а скорость движения жидкости в трубах

$$w_{\text{ТЖ}} = w_{\text{КЗГ}} \frac{(D_{\text{ВН}}^2 - d_{\text{НАР}}^2)}{d_{\text{ВН}}^2} = \frac{4 q_{\text{СТ}}}{60 \pi B_{\text{Г}} d_{\text{ВН}}^2}. \quad (3.55)$$

Объем закачиваемого в скважину газа (при $\rho_{\text{К}}$ и T)

$$V_{\text{Г}} = \pi (D_{\text{ВН}}^2 - d_{\text{НАР}}^2) H_{\text{ПР}}/4. \quad (3.56)$$

Время закачки рассчитывают по формуле (3.50).

Градиенты потерь давления на трение газа $A_{\text{ТГ}}$ и $A_{\text{КЗГ}}$ достаточно малы, в практических расчетах можно принимать $A_{\text{ТГ}} = A_{\text{КЗГ}} = 0,2 \text{ Па/м}$.

Задача 3.4. Рассчитать глубину установки муфты с пусковыми отверстиями для освоения заглушенной водой фонтанной скважины при следующих условиях: внутренний диаметр обсадной колонны $D_{\text{вн}} = 0,1503$ м; наружный диаметр НКТ $d_{\text{нар}} = 0,06$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 0,0503$ м; глубина скважины $L_c = 1700$ м; пластовое давление $p_{\text{пл}} = 18,5$ МПа; скважина до устья заполнена водой плотностью $\rho_{\text{в}} = 1100$ кг/м³ и вязкостью $\mu_{\text{в}} = 1,5 \cdot 10^{-3}$ Па · с. Освоение проводится обратной закачкой передвижной компрессорной установкой УКП-80 (рабочее давление $p_{\text{к}} = 8$ МПа, подача $q_{\text{ст}} = 8$ м³/мин). Средняя температура в скважине $T = 299$ К; коэффициент сжимаемости газа $z = 0,89$; плотность газа $\rho_{\text{гст}} = 1,1$ кг/м³; $\mu_{\text{г}} \approx 0,5 \cdot 10^{-3}$ Па · с.

Решение. Так как освоение проводится обратной закачкой, то расчеты следует вести по формулам (3.51) – (3.52).

Предварительно рассчитываем по (3.44) коэффициент

$$B_r = 8 \cdot 293 / (0,1 \cdot 299 \cdot 0,89) = 88,084.$$

По формуле (3.55) вычисляем

$$w_{\text{тж}} = 4 \cdot 8 / (60 \cdot 3,14 \cdot 88,084 \cdot 0,0503^2) = 0,762 \text{ м/с.}$$

По формуле (3.54)

$$w_{\text{кзг}} = 4 \cdot 8 / [60 \cdot 3,14 \cdot 88,084 (0,1503^2 - 0,06^2)] = 0,1015 \text{ м/с.}$$

Рассчитываем по (3.4) число Рейнольдса для воды, движущейся в трубах:

$$Re_r = 0,762 \cdot 0,0503 \cdot 1100 / (1,5 \cdot 10^{-3}) = 28108.$$

Коэффициент $\lambda_{\text{ж}}$ рассчитываем по (3.3):

$$\lambda_{\text{ж}} = 0,3164 / \sqrt[4]{28108} = 0,0244.$$

Рассчитываем плотность газа при $p_{\text{к}}$ и T :

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{гст}} B_r = 1,1 \cdot 88,084 = 96,9 \text{ кг/м}^3.$$

Определяем число Рейнольдса для газа, движущегося по кольцевому зазору:

$$Re_{\text{кз}} = \frac{w_{\text{кзг}} (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}} = 0,1015 (0,1503 - 0,06) 96,9 / (0,5 \cdot 10^{-3}) = 0,888 / (0,5 \cdot 10^{-3}) = 1776.$$

Так как $Re_r < 2100$, то режим движения ламинарный и $\lambda_r = 64 / Re_{\text{кзг}} = 64 / 1776 = 0,036$.

Рассчитываем по (3.53) и (3.52) соответственно:

$$A_{кзг} = 0,036 (0,1015)^2 96,9 / [2 (0,1503 - 0,06)] \approx 0,2 \text{ Па/м,}$$

$$A_{тж} = 0,0244 (0,762)^2 1100 / (2 \cdot 0,0503) = 154,92 \text{ Па/м.}$$

Вычисляем по формуле (3,51) предельную глубину

$$H_{пр} = \frac{(8 - 0,1) 10^6}{9,81 (1100 - 96,9) + 154,92 + 0,2} = 790,3 \text{ м.}$$

Таким образом, предельная глубина продавки жидкости газом составляет 790,3 м. Муфту с пусковыми отверстиями необходимо установить на глубине 760 м.

Рассчитаем по (3.56) объем закачиваемого в скважину газа при продавке уровня:

$$V_r = 3,14 (0,1503^2 - 0,06^2) 790,3 / 4 = 11,78 \text{ м}^3.$$

Время закачки (работы компрессора) определяем по (3.50):

$$T = 11,78 \cdot 88,084 / 8 = 129,7 \text{ мин.}$$

Следовательно, при освоении скважины компрессором, когда уровень жидкости оттесняется до пусковых отверстий, газ прорывается через них в НКТ, газифицирует находящуюся там жидкость, забойное давление снижается ниже пластового давления, и начинается приток жидкости из пласта.

Задача 3.5. Рассчитать глубину установки пусковой муфты для условий предыдущей задачи при прямой закачке газа.

3.3. МЕТОД ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПЕН

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

Для осуществления данного процесса освоения необходим насосный агрегат (например, 4АН-700) и компрессор (например УКП-80). Водный раствор ПАВ в аэраторе смешивается с подаваемым газом, образующаяся пена закачивается в скважину.

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

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

$$a = V_{гст} / Q_{ж}. \quad (3.57)$$

Истинное газосодержание пены φ можно рассчитывать по следующей зависимости:

$$\varphi = (1 \pm 0,05)\beta, \quad (3.58)$$

где β – объемное расходное газосодержание, рассчитываемое по (2.38).

В формуле (3.58) знак “+” необходимо брать при движении пены вниз (нисходящий поток), знак “-” при движении пены вверх (восходящий поток).

В соответствии с (2.38), (1.20) и (3.57) объемное расходное газосодержание

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{\rho T_{ст}}{a \rho_0 Tz}}. \quad (3.59)$$

С учетом (3.59) выражение для φ (3.58) принимает вид

$$\varphi = \frac{(1 \pm 0,05)}{1 + \frac{\rho T_{ст}}{a \rho_0 Tz}}. \quad (3.60)$$

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

$$\rho_{п} = \rho_{ж} (1 - \varphi) + \rho_{г} \varphi$$

или с учетом (1.19)

$$\rho_{п} = \rho_{ж} (1 - \varphi) + \rho_{гст} \varphi \frac{\rho T_{ст}}{\rho_0 Tz}. \quad (3.61)$$

Градиент потерь давления от веса гидростатического столба пены

$$\left(\frac{dp}{dH} \right)_{гс} = \rho_{п} g. \quad (3.62)$$

Градиент потерь давления на трение в трубах:

$$\left(\frac{dp}{dH} \right)_{трт} = \lambda \frac{w_{т}^2}{2} \frac{\rho_{п}}{d_{вн}}, \quad (3.63)$$

в кольцевом зазоре:

$$\left(\frac{dp}{dH} \right)_{тркз} = \lambda \frac{w_{кз}^2 \rho_{п}}{2 (D_{вн} - d_{нар})}, \quad (3.64)$$

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

$$w_T = 4Q_n / (\pi d_{вн}^2), \quad (3.65)$$

$$w_{KЗ} = 4Q_n / [\pi (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)]; \quad (3.66)$$

где Q_n — расход пены (в м³/с), вычисляемый по формуле

$$Q_n = Q_{ж} \left(1 + \frac{a \rho_0 T z}{\rho T_{ст}} \right). \quad (3.67)$$

Давление закачки рассчитывают по следующим формулам:
прямая закачка

$$\begin{aligned} p_3 = & \rho_{YКЗ} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH} \right)_{ТРТ} + \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ТРКЗ} + \right. \\ & \left. + \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ГСКЗ} - \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ГСТ} \right] H, \end{aligned} \quad (3.68)$$

обратная закачка

$$\begin{aligned} p_3 = & \rho_{YT} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH} \right)_{ТРКЗ} + \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ТРТ} + \right. \\ & \left. + \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ГСТ} - \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ГСКЗ} \right] H, \end{aligned} \quad (3.69)$$

где $\left(\frac{dp}{dH} \right)_{ГСТ}, \left(\frac{dp}{dH} \right)_{ГСКЗ}$ — соответственно градиенты потерь давления от действия гидростатического столба пены в трубах и в кольцевом зазоре, Па/м; $\rho_{YКЗ}, \rho_{YT}$ — соответственно давления на устье скважины в кольцевом зазоре и в трубах, МПа; H — глубина спуска НКТ, м.

Задача 3.6. Рассчитать давление закачки пены в скважине глубиной 1700 м, обсаженной колонной с внутренним диаметром $D_{вн} = 0,1503$ м. Скважина заполнена технической водой ($\rho_в = 1000$ кг/м³) и осваивается пеной со степенью аэрации $a = 50$. В качестве пенообразователя используется водный раствор сульфанола 0,1 %-ной концентрации (1 кг сульфанола + 1000 кг воды). Колонна НКТ спущена до забоя $H = 1700$ м ($d_{нар} = 0,089$ м, $d_{вн} = 0,076$ м). В скважину закачивается двухфазная пена; водный раствор сульфанола и газ с плотностью $\rho_{ГСТ} = 1,205$ кг/м³. Максимальное давление сжатия газа $p = 8$ МПа (УКП-80), средняя температура в скважине $t = 35$ °С, коэффициент сверхсжимаемости газа $z = 1$, расход воды $Q_в = 0,012$ м³/с (4АН-700).

Решение. Рассчитываем φ по формуле (3.60) :
нисходящий поток

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

восходящий поток

$$\varphi_{\text{в}} = \frac{1 - 0,05}{2,522} = 0,377.$$

Вычисляем по (3.61) плотность пены:
нисходящий поток

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

восходящий поток

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

Определяем по (3.67) расход пены

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

Рассчитываем по (3.65) и (3.66) скорости:

$$w_{\text{т}} = 4 \cdot 0,02 / (3,14 \cdot 0,076^2) = 4,41 \text{ м/с},$$

$$w_{\text{кз}} = 4 \cdot 0,02 / [3,14 \cdot (0,1503^2 - 0,089^2)] = 1,74 \text{ м/с}.$$

Вычисляем по формулам (3.62) – (3.64) соответствующие градиенты потерь давления:

в трубах и кольцевом зазоре (нисходящий поток)

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

в трубах и кольцевом зазоре (восходящий поток) :

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

в трубах (нисходящий поток)

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

в трубах (восходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH} \right)_{\text{тр в}} = 0,03 \frac{4,41^2 \cdot 657,57}{2 \cdot 0,076} = 2524,04 \text{ Па/м},$$

в кольцевом зазоре (нисходящий поток)

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

в кольцевом зазоре (восходящий поток)

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

В соответствии с (3.68) давление при прямой закачке

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

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

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

В соответствии с (3.69) давление при обратной закачке

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

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

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

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

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

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

В этом случае забойное давление

$$p_{\text{заб}} = 10^{-6} \left(\frac{dp}{dH} \right)_{\text{гс}} H + p_{\text{в}} = 6277,025 \cdot 1700 \cdot 10^{-6} + 0,1 = 10,77 \text{ МПа.}$$

Забойное давление в заглушенной до устья водой скважине

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

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

ГЛАВА 4

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Исследование скважин — один из основных источников получения достоверной информации, используемой не только для установления оптимальных режимов работы скважин и оборудования, но также для постоянного и повсеместного (в пределах месторождения) контроля разработки. Известно много методов исследования скважин, но ниже рассмотрены только гидродинамические методы.

4.1. ИССЛЕДОВАНИЕ НА ПРИТОК НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ. ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Исследование на приток обычно проводится при стационарной работе скважины на нескольких режимах. Этот метод в промысловой практике получил название метода пробных откачек.

Задача 4.1. Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек. Результаты исследования скважины представлены ниже.

Режим работы скважины.	1	2	3	4	5
Дебит нефти, т/сут	33	60	95	140	0
Забойное давление, МПа	18	16,4	14,2	12	20
Депрессия, МПа	2	3,6	5,8	8	0

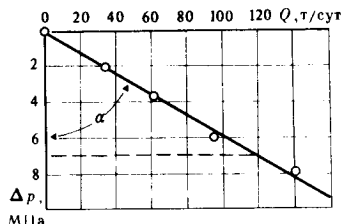
Замер забойных давлений проведен скважинным манометром.

Решение. По результатам исследований строим индикаторную линию скважины (рис. 12). Предварительно рассчитываем депрессию на каждом режиме работы

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}, \quad (4.1)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $p_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа.

Рис. 12. Линейная индикаторная линия скважины



Из результатов исследований $p_{пл} = 20$ МПа.

Видно, что индикаторная линия прямолинейна. В данном случае коэффициент продуктивности

$$K_{пр} = \operatorname{tg} \alpha = Q/\Delta p, \quad (4.2)$$

где $K_{пр}$ — коэффициент продуктивности, т/(сут · МПа); α — угол наклона индикаторной линии; Q — дебит скважины, т/сут; Δp — депрессия, МПа.

Таким образом, $K_{пр} = 120/8,2 = 14,634$ т/(сут · МПа).

Примечание. В случае получения нелинейной индикаторной линии вычисление коэффициента продуктивности скважины невозможно.

Рассмотрим случай, когда индикаторная линия нелинейна. Уравнение притока жидкости в скважину в этом случае имеет вид

$$\Delta p = A Q + B Q^2, \quad (4.3)$$

где A — коэффициент, характеризующий потери на трение и имеющий размерность, обратную размерности коэффициента продуктивности, (сут · МПа)/т; B — коэффициент, характеризующий инерционные потери и имеющий размерность (МПа · сут²)/т².

Разделим выражение (4.3) на дебит Q :

$$\Delta p/Q = A + B Q. \quad (4.4)$$

Полученное выражение (4.4) является уравнением прямой в координатах $\Delta p/Q - Q$. Таким образом, обработка результатов исследования по (4.4) позволяет найти коэффициенты A и B .

Задача 4.2. Используя результаты исследования фонтанной безводной скважины, представленные ниже, рассчитать коэффициенты A и B и записать уравнение притока нефти в данную скважину. Давление насыщения $p_{нас} = 8$ МПа.

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Дебит, т/сут	45	99	153	195	0
Забойное давление, МПа	21,2	18,85	14,93	10,98	22
Депрессия, МПа	0,8	3,15	7,07	11,02	0
Величина $\Delta p/Q$, МПа · сут/т	0,0178	0,0318	0,0462	0,0565	—

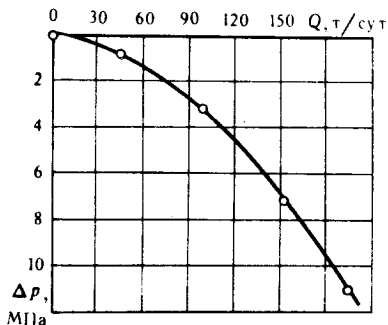


Рис. 13. Нелинейная индикаторная линия скважины

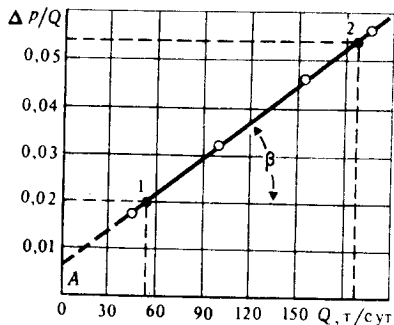


Рис. 14. Индикаторная линия в координатах $\Delta p/Q - Q$

Решение. Строим индикаторную линию скважины (рис. 13). Индикаторная линия нелинейна и выпукла к оси дебитов. Такая индикаторная линия получается:

в случае фильтрации однофазной жидкости, когда нарушается закон Дарси (на процесс фильтрации оказывают существенное влияние силы инерции),

в случае двухфазной фильтрации (фильтрации жидкости со свободным газом).

Сопоставляя замеренные забойные давления на различных режимах работы скважины и сравнивая их с давлением насыщения $p_{\text{нас}} = 8$ МПа, видим, что в процессе исследования забойные давления выше давления насыщения. Это свидетельствует о том, что фильтрация нефти в пласте однофазная (отсутствует газовая фаза в свободном состоянии).

Обрабатываем результаты исследования, используя закон фильтрации (4.4). Рассчитываем величины $\Delta p/Q$:

$$(\Delta p/Q)_1 = 0,8/45 = 0,0178 \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т};$$

$$(\Delta p/Q)_2 = 3,15/99 = 0,0318 \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т};$$

$$(\Delta p/Q)_3 = 7,07/153 = 0,0462 \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т};$$

$$(\Delta p/Q)_4 = 11,02/195 = 0,0565 \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т}.$$

Строим зависимость $\Delta p/Q = f(Q)$ (рис. 14). Экстраполируя полученную прямую до пересечения с осью $\Delta p/Q$, находим коэффициент A :

$$A = 0,0065 \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т}.$$

Коэффициент B характеризует угол наклона прямой к оси Q (угол β):

$$B = \text{tg } \beta = \frac{(\Delta p/Q)_2 - (\Delta p/Q)_1}{Q_2 - Q_1}. \quad (4.5)$$

Выбираем на прямой две любые точки 1 и 2, находим для них $(\Delta p/Q)_1 = 0,02$ и $Q_1 = 54$; $(\Delta p/Q)_2 = 0,054$ и $Q_2 = 187,5$.

Коэффициент

$$B = \frac{0,054 - 0,020}{187,5 - 54} = \frac{0,034}{133,5} = 2,546 \cdot 10^{-4} \text{ МПа} \cdot \text{сут}/\text{т}^2.$$

Таким образом, уравнение притока нефти для данной скважины имеет вид

$$\Delta p = 0,0065 Q + 2,546 \cdot 10^{-4} Q^2. \quad (4.6)$$

Данное уравнение используется для установления режима работы скважины. Например, требуется рассчитать забойное давление, если из скважины предполагается отбирать 120 т/сут нефти. В данном случае $\Delta p = 0,0065 \cdot 120 + 2,546 \cdot 10^{-4} (120)^2 = 4,45$ МПа, т.е. забойное давление $p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - \Delta p = 22 - 4,45 = 17,55$ МПа.

Если требуется рассчитать дебит скважины для заданного забойного давления, то уравнение (4.3) с учетом (4.1) принимает вид

$$Q = \frac{\sqrt{A^2 + 4B(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})} - A}{2B}. \quad (4.7)$$

Например, требуется рассчитать дебит данной скважины, если задано забойное давление $p_{\text{заб}} = 12$ МПа. В соответствии с (4.7):

$$Q = \frac{\sqrt{(0,0065)^2 + 4 \cdot 2,546 \cdot 10^{-4} (22 - 12)} - 0,0065}{2 \cdot 2,546 \cdot 10^{-4}} =$$

$$= \frac{0,0946}{5,092 \cdot 10^{-4}} = 185,8 \text{ т/сут.}$$

Таким образом, при $p_{\text{заб}} = 12$ МПа дебит скважины составит 185,8 т/сут.

4.2. ИССЛЕДОВАНИЕ НА ПРИТОК ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Исследование газовой скважины при установившихся режимах работы проводится аналогично исследованию нефтяной скважины.

В основе обработки результатов исследования при установившихся режимах лежит следующее уравнение:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = AV + BV^2, \quad (4.8)$$

где A — коэффициент, характеризующий потери давления на трение при фильтрации газа в пористой среде и имеющий размерность, сут · МПа²/м³; B — коэффициент, характеризующий инерционные

потери давления и имеющий размерность $\text{сут}^2 \cdot \text{МПа}^2/\text{м}^6$; V – дебит газа, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Линеаризацию уравнения (4.8) проводят делением его на дебит газа V :

$$(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2) / V = A + B V. \quad (4.9)$$

Результаты исследования газовой скважины на установившихся режимах работы обрабатываются в координатах $(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2) / (V - V)$. В этих координатах результаты исследования представляют прямую линию, экстраполяция которой до оси $(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2) / V$ отсекает на ней отрезок A . Угловый коэффициент B этой прямой рассчитывают так:

$$B = \text{tg } \beta = \frac{\left(\frac{\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2}{V}\right)_2 - \left(\frac{\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2}{V}\right)_1}{V_2 - V_1}. \quad (4.10)$$

Задача 4.3. Рассчитать коэффициенты A и B уравнения притока газа для скважины, данные об исследовании которой на установившихся режимах представлены ниже.

Пластовое давление в скважине $\rho_{\text{пл}} = 22 \text{ МПа}$.

Режим работы скважины 1	2	3	4
Дебит скважины, 2	1,85	1,2	0,55
$10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$			
Забойное давление, МПа 7,5	10,6	18	21
$(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2)$, МПа^2 427,75	371,64	160	43
$(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2) / V$, 213,875	200,886	133,333	78,182
$10^6 \text{ сут} \cdot \text{МПа}^2/\text{м}^3$			

Здесь же представлены результаты расчета $(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2)$ и $(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2) / V$. На рис. 15 приведена зависимость $(\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2) / V = f(V)$. Экстраполируя прямую до пересечения с осью ординат, получаем $A = 25 \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}/\text{м}^3$.

Коэффициент B находим по (4.10) для точек 1 и 2:

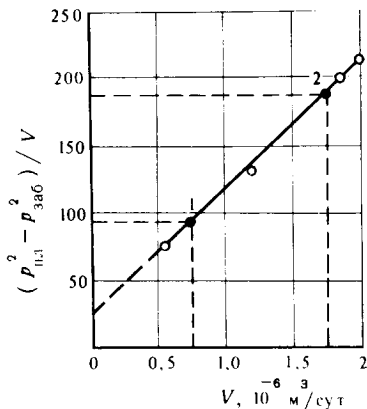
$$B = \frac{187,5 \cdot 10^{-6} - 95 \cdot 10^{-6}}{1,75 \cdot 10^6 - 0,75 \cdot 10^6} = \frac{92,5 \cdot 10^{-6}}{1 \cdot 10^6} = 92,5 \cdot 10^{-12} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}^2/\text{м}^6.$$

Таким образом, уравнение притока газа в данную скважину имеет вид

$$\rho_{\text{пл}}^2 - \rho_{\text{заб}}^2 = 25 \cdot 10^{-6} V + 92,5 \cdot 10^{-12} V^2. \quad (4.11)$$

Рассчитаем, например, забойное давление по (4.11), если дебит скважины задается равным $0,75 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$

Рис. 15. Индикаторная линия газовой скважины в координатах $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2) / V - V$



$$p_{заб} = \sqrt{22^2 - 25 \cdot 10^{-6} \cdot 0,75 \cdot 10^6 - 92,5 \cdot 10^{-12} \cdot 0,5625 \cdot 10^{12}} =$$

$$= \sqrt{484 - 18,75 - 52,03} = 20,33 \text{ МПа.}$$

4.3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Основные параметры призабойной зоны скважины — коэффициент гидропроводности kh/μ , коэффициент подвижности k/μ и проницаемость k . Используя результаты исследования нефтяных скважин на установившихся режимах работы, можно рассчитать названные параметры. Для этого воспользуемся уравнением Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{\mu_n b_n \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{пр}}}, \quad (4.12)$$

где k — проницаемость призабойной зоны, м^2 ; h — толщина пласта, м ; μ_n — вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$; b_n — объемный коэффициент нефти при пластовой температуре; R_{κ} — радиус контура питания, м ; $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины, м .

Уравнение (4.12) справедливо при $p_{заб} > p_{нас}$ в случае фильтрации необводненной нефти.

С учетом (4.1) выражение (4.12) перепишем в виде

$$\frac{Q}{\Delta p} = \frac{2\pi kh}{\mu_n b_n \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{пр}}}. \quad (4.13)$$

Подставляя (4.2) в (4.13), получаем

$$K'_{\text{пр}} = \frac{2\pi kh}{\mu_{\text{н}} b_{\text{н}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}$$

или

$$\frac{kh}{\mu_{\text{н}}} = \frac{K'_{\text{пр}} b_{\text{н}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}{2\pi}, \quad (4.14)$$

где $K'_{\text{пр}}$ — коэффициент продуктивности в $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па})$, определенный по результатам исследования скважины. Для пересчета $K_{\text{пр}}$ по формуле (4.1) в $K'_{\text{пр}}$ используем следующую формулу:

$$K'_{\text{пр}} = 1,15741 \cdot 10^{-8} \frac{K_{\text{пр}}}{\rho_{\text{н}}}. \quad (4.15)$$

Коэффициент гидропроводности призабойной зоны газовой скважины рассчитывают по формуле (в предположении справедливости закона Дарси)

$$\frac{kh}{\mu_{\text{г}}} = \frac{z p_0 T_{\text{пл}}}{a \pi T_{\text{ст}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.16)$$

где $\mu_{\text{г}}$ — вязкость газа в пластовых условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$; a — числовой коэффициент, имеющий размерность ($\text{с} \cdot \text{Н}^2/\text{м}^7$) и вычисляемый по известному коэффициенту A :

$$a = 8,64 \cdot 10^{16} A. \quad (4.17)$$

Задача 4.4. Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определенный коэффициент продуктивности $K_{\text{пр}} = 14,634 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Толщина продуктивного пласта $h = 5 \text{ м}$; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_{\text{н}} = 1,22$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{\text{нп}} = 802 \text{ кг}/\text{м}^3$; вязкость пластовой нефти $\mu_{\text{н}} = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; радиус контура питания $R_{\text{к}} = 200 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_{\text{пр}} = 9 \cdot 10^{-6} \text{ м}$.

Решение. Определяем коэффициент продуктивности по формуле (4.15):

$$K'_{\text{пр}} = 1,15741 \cdot 10^{-8} \frac{14,634}{802} = 2,1119 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Рассчитываем по (4.14) коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu_{\text{н}}} = \frac{2,1119 \cdot 10^{-10} \cdot 1,22 \ln \frac{200}{9 \cdot 10^{-6}}}{2 \cdot 3,14} = 6,94 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Рассчитываем коэффициент подвижности нефти:

$$\frac{k}{\mu_n} = \frac{kh}{\mu_n h} = \frac{6,94 \cdot 10^{-10}}{5} = 1,388 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Рассчитываем проницаемость призабойной зоны скважины:

$$k = \frac{k}{\mu_n} \mu_n = 1,388 \cdot 10^{-10} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \approx 0,278 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Задача 4.5. Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 25 \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}/\text{м}^3$; пластовая температура $T_{пл} = 315 \text{ К}$; радиус контура питания $R_k = 400 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}$; толщина пласта $h = 11,3 \text{ м}$; вязкость газа в пластовых условиях $\mu_r = 1,3 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,791$.

Решение. Рассчитываем по (4.17) числовой коэффициент $a = 8,64 \cdot 10^{16} \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 2,16 \cdot 10^{12} \text{ с} \cdot \text{Н}^2 / \text{м}^7$.

Определяем по (4.16) коэффициент гидропроводности (газопроводности):

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{0,791 \cdot 0,98 \cdot 10^5 \cdot 315}{2,16 \cdot 10^{12} \cdot 3,14 \cdot 293} \ln \frac{400}{5 \cdot 10^{-5}} = 1,9531 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Коэффициент подвижности газа

$$\frac{k}{\mu_r} = \frac{kh}{\mu_r h} = \frac{1,9531 \cdot 10^{-7}}{11,3} \approx 0,173 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / (\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Проницаемость призабойной зоны

$$k = \frac{k}{\mu_r} \mu_r = 0,173 \cdot 10^{-7} \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \approx 0,225 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

4.4. РАСЧЕТ НОРМЫ ОТБОРА ЖИДКОСТИ. КРИТЕРИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ОТБОРА

Под нормой отбора жидкости из скважины понимают такой дебит, который обеспечивается продуктивной характеристикой пласта при рациональном использовании пластовой энергии в течение длительной безаварийной работы скважины. С позиций нормы отбора жидкости скважины делятся на две группы: с ограниченным отбором и с неограниченным отбором.

Для скважин с неограниченным отбором норма отбора лимитируется потенциальным дебитом или техническими возможностями добывающего оборудования.

К основным критериям ограничения отбора относятся:
 предотвращение выделения свободного газа в значительной части
 дренируемого скважинной объема пласта,

$$p_{\text{заб}} \geq 0,75 p_{\text{нас}}; \quad (4.18)$$

предотвращение формирования в залежи конусов воды и газа;
 механическая прочность коллектора, ограничивающая градиенты
 давления;

исключение условий смятия обсадной колонны;

невозможность спуска скважинного оборудования на необходимую
 глубину вследствие больших углов кривизны наклонно-направлен-
 ных скважин;

отсутствие или ограниченные пределы возможного применения
 добывающего оборудования;

предельные характеристики энергетического оборудования, ис-
 пользуемого для подъема продукции скважин (предельные значения
 давления компрессора и его подачи при компрессорной эксплуатации);

ограниченные ресурсы рабочего агента (например, газа при комп-
 рессорной эксплуатации) и другие.

Задача 4.6. Рассчитать норму отбора нефти из скважины, эксплу-
 атируемой компрессорным способом для следующих условий: пла-
 стовое давление $p_{\text{пл}} = 16$ МПа, давление насыщения $p_{\text{нас}} = 8$ МПа, ко-
 эффициент продуктивности $K_{\text{пр}} = 40$ т/(сут · МПа). Механическая
 прочность коллектора допускает работу скважины с потенциальным
 дебитом. Максимальный возможный расход рабочего агента (газа) состав-
 ляет $V'_r = 60\,000$ м³/сут.

Глубина скважины $L_c = 2200$ м; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}} =$
 $= 850$ кг/м³; плотность газированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 902$ кг/м³; газо-
 вый фактор $G_n = 40$ м³/т; средний коэффициент растворимости неф-
 тяного газа $\alpha = 51$ /МПа; располагаемое рабочее давление газа $p_p =$
 $= 5$ МПа; давление на устье скважины $p_y = 0,8$ МПа.

Решение. Вычисляем забойное давление по условию (4.18): $p_{\text{заб}} =$
 $= 0,75 \cdot 8 = 6$ МПа. Норма отбора $Q = 40(16 - 6) = 400$ т/сут.

Так как $p_{\text{заб}} > p_p$, то длину подъемника H рассчитаем по следую-
 щей формуле:

$$H = L_c - (p_{\text{заб}} - p_p) / (\rho_{\text{см}} g), \quad (4.19)$$

где p_p — давление у башмака, Па; $\rho_{\text{см}}$ — плотность газонефтяной смеси
 в интервале "забой — башмак лифта", кг/м³.

Величину $\rho_{\text{см}}$ принимаем равной 800 кг/м³. Принимая потери
 давления при закачке газа равными 0,5 МПа, давление у башмака $p_p =$
 $= (p_p - 0,5) = 5 - 0,5 = 4,5$ МПа.

Рассчитываем по (4.19) длину подъемника

$$H = 2200 - \frac{(6 - 4,5) \cdot 10^6}{800 \cdot 9,81} = 2009 \text{ м.}$$

Предполагая работу подъемника на оптимальном режиме, диаметр его (в мм) рассчитаем по формуле

$$d = 400 \sqrt{\frac{\rho_n H}{\rho_6 - \rho_y}} \sqrt[3]{\frac{QH}{\bar{\rho}_n gH - \rho_6 + \rho_y}}, \quad (4.20)$$

где средняя плотность нефти в подъемнике $\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд})/2 = (850 + 902)/2 = 876 \text{ кг/м}^3$.

Диаметр подъемника

$$d = 400 \sqrt{\frac{876 \cdot 2009}{10^6(4,5 - 0,8)}} \sqrt[3]{\frac{400 \cdot 2009}{876 \cdot 9,81 \cdot 2009 - (4,5 - 0,8) 10^6}} =$$

$$= 99,23 \text{ мм.}$$

Принимаем ближайший стандартный диаметр НКТ с условным диаметром 114 мм, внутренний диаметр 100,3 мм.

Удельный расход газа на оптимальном режиме

$$R_{0\text{опт}} = \frac{0,388 (\bar{\rho}_n gH + \rho_y - \rho_6)}{d^{0,5} (\rho_6 - \rho_y) \ln \frac{\rho_6}{\rho_y}}. \quad (4.21)$$

В нашем случае

$$R_{0\text{опт}} = \frac{0,388 (876 \cdot 9,81 \cdot 2009 + 0,8 \cdot 10^6 - 4,5 \cdot 10^6)}{(100,3)^{0,5} (4,5 - 0,8) 10^6 \lg \frac{4,5}{0,8}} =$$

$$= 380,4 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Удельный расход нагнетаемого газа

$$R_{0\text{наг}} = R_{0\text{опт}} - \left[G_0 - \alpha \frac{(\rho_6 + \rho_y)}{2} \right]. \quad (4.22)$$

В нашем случае

$$R_{0\text{наг}} = 380,4 - \left[40 - 5 \frac{(4,5 + 0,8)}{2} \right] = 353,65 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Общий расход газа

$$V_r = QR_{0\text{наг}} = 400 \cdot 353,65 = 141\,460 \text{ м}^3. \quad (4.23)$$

Так как располагаемый объем газа составляет $V_r' = 60\,000 \text{ м}^3$, то обеспечить дебит скважины 400 т/сут невозможно. Принимая полученный удельный расход нагнетаемого газа $R_{0\text{наг}} = 353,65 \text{ м}^3/\text{т}$, рас-

считаем возможный дебит скважины

$$Q_B = V'_r / R_{0 \text{ наг}} = 60\,000 / 353,65 \approx 170 \text{ т/сут.}$$

Таким образом, в данном конкретном случае норма отбора составляет приблизительно 170 т/сут.

4.5. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ

В основе интерпретации результатов исследования скважины при нестационарном режиме работы (обработки кривых восстановления забойного давления) лежит следующее уравнение:

$$\Delta p(t) = \frac{Q \mu_n b_n}{4 \pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (4.24)$$

где $\Delta p(t)$ — изменение перепада забойных давлений в функции времени t , Па; Q — установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым работала скважина до закрытия, м³/с; μ_n — вязкость нефти (жидкости) в пластовых условиях, Па · с; b_n — объемный коэффициент нефти при пластовой температуре; k — проницаемость дренируемой зоны пласта, м²; h — толщина (эффективная) пласта, м; κ — коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, м²/с; $r_{\text{пр}}$ — приведенный радиус скважины, м.

Уравнение (4.24) перепишем в следующем виде:

$$\Delta p(t) = \frac{Q \mu_n b_n}{4 \pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{\text{пр}}^2} + \frac{Q \mu_n b_n}{4 \pi k h} \ln t. \quad (4.25)$$

Данное выражение является уравнением прямой в координатах $\Delta p - \ln t$; при этом отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$A = \frac{Q \mu_n b_n}{4 \pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (4.26)$$

а угловой коэффициент прямой

$$B = \frac{Q \mu_n b_n}{4 \pi k h}. \quad (4.27)$$

С учетом принятых обозначений уравнение (4.25) запишем в виде

$$\Delta p = A + B \ln t. \quad (4.28)$$

Таким образом, с целью интерпретации кривой восстановления забойного давления необходимо:

для фиксированных значений времени t вычислить $\ln t$;

построить зависимость $\Delta p = f(t)$ в координатах $\Delta p - \ln t$;

проэкстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численное значение A ;
 рассчитать угловой коэффициент B ;
 по известному значению B вычислить

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{Qb_n}{4\pi B}; \quad (4.29)$$

при известной величине h рассчитать коэффициент подвижности k/μ_n ;

при известных величинах h и μ_n определить проницаемость k ;
 рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = k/[\mu_n (m\beta_{ж} + \beta_n)], \quad (4.30)$$

где m – коэффициент пористости; $\beta_{ж}$, β_n – соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и горной породы ($\beta_{ж} = 1,2 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_n = 1,5 \cdot 10^{-1}$ 1/Па);

вычислить по известной величине A приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25 \kappa}{e \frac{A}{B}}}. \quad (4.31)$$

Задача 4.7. В безводной фонтанной скважине, работающей с забойным давлением выше давления насыщения и с дебитом $Q_m = 112$ т/сут, проведено исследование восстановления забойного давления (табл. 4.1).

Эффективная толщина пласта 7,5 м; плотность дегазированной нефти при стандартных условиях $\rho_{нд} = 865$ кг/м³; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,18$; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{нп} = 2,1$ мПа·с; коэффициент пористости $m = 0,27$.

Решение. По данным табл. 4.1 строим кривую восстановления забойного давления в координатах $\Delta p_{заб} - \ln t$ (рис. 16).

Таблица 4.1

Данные восстановления забойного давления

t, c	$p_{заб'}$ МПа	$\Delta p_{заб'}$ МПа	$\ln t$	t, c	$p_{заб'}$ МПа	$\Delta p_{заб'}$ МПа	$\ln t$
0	13,8	0	—	1000	18,51	4,71	6,907
30	14,35	0,55	3,501	2000	18,94	5,14	7,6
60	14,85	1,05	4,094	3000	19,15	5,35	8,006
100	15,43	1,63	4,605	5000	19,35	5,55	8,517
150	16	2,2	5,01	10000	19,58	5,78	9,21
250	16,91	3,11	5,521	20000	19,75	5,95	9,903
500	17,8	4	6,215	40000	20	6,2	10,597

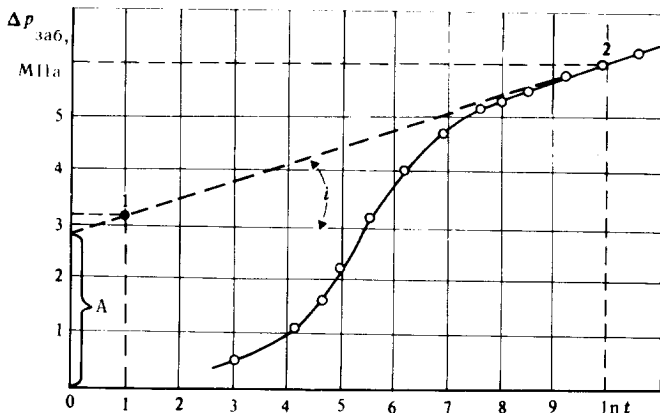


Рис. 16. Кривая восстановления забойного давления в координатах $\Delta p_{\text{заб}} - \ln t$

Вычисляем объемный дебит скважины

$$Q = \frac{Q_{\text{м}} \cdot 10^3}{86400 \rho_{\text{нд}}} = \frac{112 \cdot 10^3}{86400 \cdot 865} = 1,4986 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Из рис. 16, экстраполируя прямолинейный участок зависимости $\Delta p_{\text{заб}} = f(\ln t)$ до пересечения с осью ординат, определяем $A = 2,9$ МПа.

Определяем угловой коэффициент B , используя точки 1 и 2:

$$B = \text{tg } i = \frac{\Delta p_{\text{заб}2} - \Delta p_{\text{заб}1}}{(\ln t)_2 - (\ln t)_1} = \frac{6 - 3,2}{10 - 1} = 0,311 \text{ МПа}.$$

Используя (4.29), вычисляем коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu_{\text{нп}}} = \frac{1,4986 \cdot 10^{-3} \cdot 1,18}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,311 \cdot 10^6} = 4,527 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Вычисляем коэффициент подвижности нефти

$$\frac{k}{\mu_{\text{нп}}} = \frac{kh}{\mu_{\text{нп}} h} = \frac{4,527 \cdot 10^{-10}}{7,5} = 6,036 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Рассчитываем проницаемость

$$k = \frac{k}{\mu_{\text{нп}}} \mu_{\text{нп}} = 6,036 \cdot 10^{-11} \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} = 0,127 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Вычисляем по (4.30) коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = \frac{0,127 \cdot 10^{-12}}{2,1 \cdot 10^{-3} (0,27 \cdot 1,2 \cdot 10^{-9} + 1,5 \cdot 10^{-10})} = 0,1273 \text{ м}^2/\text{с}.$$

По формуле (4.31)

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,1273}{e^{2,9 \cdot 10^6} / (0,311 \cdot 10^6)}} = \sqrt{\frac{0,286425}{11212,2}} = 5,054 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Таким образом, в результате интерпретации кривой восстановления забойного давления рассчитаны все возможные параметры.

4.6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ОДНОВРЕМЕННО НЕСКОЛЬКО ПРОПЛАСТКОВ

При эксплуатации одной скважиной нескольких пропластков пластовые давления в них не всегда одинаковы. В этом случае при определенных условиях возможны перетоки продукции из одного пропластка в другой (другие). Среднее пластовое давление в остановленной скважине можно рассчитать по результатам исследования при установившихся режимах. Обработка результатов исследования ведется обычным способом для каждого пропластка в отдельности.

Задача 4.8. Обработать результаты исследования фонтанной безводной скважины, эксплуатирующей одновременно три пропластка. Результаты дебитометрических исследований представлены в табл. 4.2.

Забойное давление в скважине выше давления насыщения.

Решение. Строим индикаторные линии каждого пропластка в координатах $p_{\text{заб}} - Q$ (линии 1, 2 и 3), а также суммарную индикаторную линию 4 (рис. 17). Все индикаторные линии прямолинейны, поэтому можно определить пластовые давления в каждом пропластке, а также среднее пластовое давление $\bar{p}_{\text{пл}}$. Экстраполируем индикаторные линии до пересечения с осью ординат и получаем $p_{\text{пл1}} = 16$ МПа, $p_{\text{пл2}} = 17$ МПа, $p_{\text{пл3}} = 16,1$ МПа, $\bar{p}_{\text{пл}} = 16,27$ МПа. Используя уравнение притока (4.2), рассчитываем коэффициенты продуктивности каждого пропластка:

$$K_{\text{пр1}} = 40 / (16 - 14,2) = 22,2 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_{\text{пр2}} = 54 / (17 - 14,2) = 19,3 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_{\text{пр3}} = 95 / (16,1 - 14,2) = 50 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

Вычисляем суммарный коэффициент продуктивности скважины

$$K_{\text{пр4}} = 189 / (16,27 - 14,2) = 91,3 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

Так как среднее пластовое давление в скважине $\bar{p}_{\text{пл}} = 16,27$ МПа, а пластовое давление во втором пропластке $p_{\text{пл2}} = 17$ МПа, то этот пропласток в остановленной скважине будет работать с дебитом $Q'_2 = K_{\text{пр2}} (p_{\text{пл2}} - \bar{p}_{\text{пл}}) = 19,3 (17 - 16,27) = 14,10 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Очевидно, что поступающая из второго пропластка нефть будет поступать в первый и третий пропластки. Рассчитаем переток нефти

Таблица 4.2

Результаты дебитометрических исследований скважины при установившихся режимах

Режим работы скважины	$p_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	Дебит пропластка, $\text{м}^3/\text{сут}$			Суммарный дебит Q , $\text{м}^3/\text{сут}$
		Q_1	Q_2	Q_3	
1	15,77	6,5	24	18	48,5
2	15,25	18	35	43	96
3	14,73	27	43	67	137
4	14,2	40	54	95	189

из второго пропластка в первый $Q'_1 = K_{\text{пр1}} (\bar{p}_{\text{пл}} - p_{\text{пл1}}) = 22,2 (16,27 - 16) = 6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Определим также переток нефти из второго пропластка в третий: $Q'_3 = K_{\text{пр3}} (\bar{p}_{\text{пл}} - p_{\text{пл3}}) = 50 (16,27 - 16,1) = 8,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, суммарный переток нефти из второго пропластка в первый и третий пропластки составляет $14,1 \text{ м}^3/\text{сут}$. В то же время суммарное поглощение нефти первым и третьим пропластками $Q'_1 + Q'_3 = 6 + 8,5 = 14,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Сопоставление цифр $14,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $14,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ показывает разницу в 2,8 %. Эта разница возникает вследствие ошибок экстраполяции значений пластового давления в пропластках и среднего давления.

Введем поправку в $\bar{p}_{\text{пл}}$. Более точное его значение $\bar{p}_{\text{пл}} = 16,265$. Для данного значения $\bar{p}_{\text{пл}}$ суммарный коэффициент продуктивности $K_{\text{пр4}} = 189 / (16,265 - 14,2) = 91,5 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

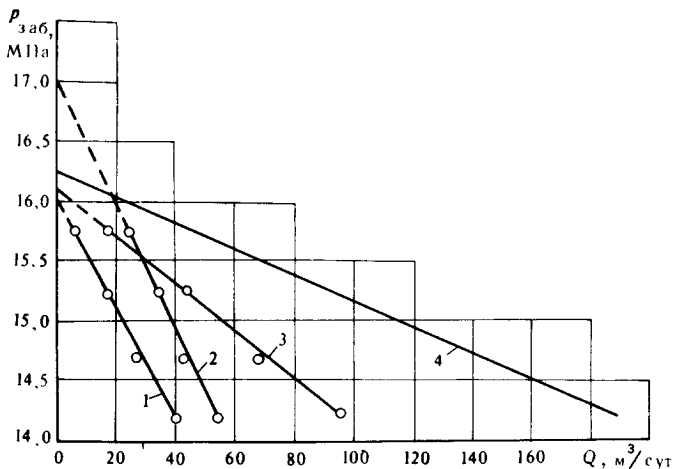


Рис. 17. Индикаторные линии скважины с тремя продуктивными пропластками

Вычислим суммарный коэффициент продуктивности, зная коэффициенты продуктивности каждого пропластка: $K_{пр4} = K_{пр1} + K_{пр2} + K_{пр3} = 22,2 + 19,3 + 50 = 91,5 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Таким образом, среднее пластовое давление в скважине составляет $p_{пл} = 16,265 \text{ МПа}$. Рассчитываем заново: $Q'_2 = 19,3 (17 - 16,265) = 14,18 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q'_1 = 22,2 (16,265 - 16) = 5,9 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q'_3 = 50 (16,265 - 16,1) = 8,25 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Таким образом, суммарный переток составляет $14,15 \text{ м}^3 / \text{сут}$, а разница между $(Q'_1 + Q'_3)$ и Q'_2 — только 0,2 %, что вполне допустимо.

Задача 4.9. Используя результаты решения предыдущей задачи, рассчитать фильтрационные и коллекторские характеристики призабойной зоны каждого пропластка для следующих условий:

эффективная толщина первого пропластка $h_1 = 5 \text{ м}$, второго — $h_2 = 3,5 \text{ м}$, а третьего — $h_3 = 9,6 \text{ м}$; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{нп} = 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; радиус контура питания $R_k = 250 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

4.7. ИССЛЕДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

В зависимости от целей и задач исследование фонтанных скважин проводится либо методом пробных откачек, либо снятием кривой восстановления забойного давления. Один из основных параметров, подлежащих определению на практике, — коэффициент продуктивности скважины (построение индикаторной линии скважины).

На нефтяных промыслах широкое распространение получил метод исследования скважин, базирующийся на данных измерения динамического уровня. Динамический уровень определяется либо с помощью эхолота (создание в затрубном пространстве скважины звукового импульса, перед проведением эхометрирования скважина должна быть разряжена и затрубное давление должно быть атмосферным, для чего проводят стравливание газа из затрубного пространства), либо с помощью импульсатора (создание в затрубном пространстве упругого импульса без стравливания газа из затрубного пространства скважины). Последний метод предпочтителен, так как дает более точные результаты.

Суть исследования сводится к замеру дебита, затрубного давления и динамического уровня для каждого стационарного режима работы скважины.

Основной вопрос при таком методе исследования — расчет забойного давления, соответствующего данному режиму работы скважины.

При известном динамическом уровне и затрубном давлении забойное давление

$$p_{заб} = p_{затр} + \Delta p_r + \Delta p_{сз} + \Delta p_{сс} = \dot{p}_6 + \Delta p_{сс}, \quad (4.32)$$

где Δp_r — перепад давлений, определяемый весом столба газа на рас-

стоянии от динамического уровня до устья, Па; $\Delta\rho_{сз}$ — перепад давлений, создаваемый столбом газожидкостной смеси (нефти) на расстоянии от динамического уровня до башмака лифта, Па; $\Delta\rho_{сс}$ — перепад давлений, создаваемый столбом водонефтяной смеси (нефти) на расстоянии от башмака лифта до забоя скважины, Па. При этом потери на трение на этом интервале пренебрегается.

Давление у башмака лифта $p_б$ рассчитывается по формуле

$$p_б = p_{затр} e^{0,000114 \bar{\rho}_г H_{дин}} + \rho_{сз} g h_п, \quad (4.33)$$

где $p_{затр}$ — затрубное давление, Па; $\bar{\rho}_г$ — относительная плотность газа в затрубном пространстве; $H_{дин}$ — динамический уровень, м; $\rho_{сз}$ — плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины, кг/м³; $h_п$ — глубина погружения башмака лифта под динамический уровень, м.

Эта величина рассчитывается так:

$$h_п = H_б - H_{дин}, \quad (4.34)$$

$H_б$ — глубина спуска колонны НКТ (башмака), м.

Плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве можно определить по номограмме (рис. 18). Эта номограмма применима в случае, когда давление у башмака $p_б \leq p_{нас}$. Если $p_б > p_{нас}$, то $\rho_{сз} =$

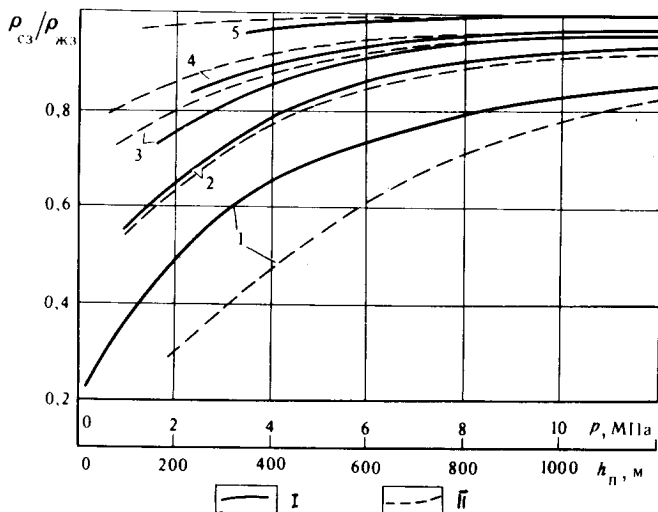


Рис. 18. Зависимости относительной плотности смеси в затрубном пространстве от давления (I), глубины погружения (II):

1, 2, 3, 4 и 5 — соответственно при давлении в затрубном пространстве 0; 0,5; 1; 1,5 и 3 МПа

$= \bar{\rho}_n$ (где $\bar{\rho}_n$ – средняя плотность нефти в затрубном пространстве, рассчитываемая по (2.15)).

Перепад давления Δp_{cc} рассчитывается по формуле

$$\Delta p_{cc} = \rho_{вн} (\rho'_{вн}) g (L_c - H_6), \quad (4.35)$$

где $\rho_{вн} (\rho'_{вн})$ – плотность водонефтяной смеси в интервале $(L_6 - H_6)$, в случае неполного (полного) выноса воды, кг/м³.

Величины $\rho_{вн} (\rho'_{вн})$ вычисляются по методикам, изложенным в разделе 2.2.

Задача 4.10. Рассчитать забойные давления в фонтанной скважине глубиной $L_c = 1800$ м и внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D_{эк} = 0,1503$ м. Продукция скважины обводнена; обводненность $B = 0,3$. Плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 864$ кг/м³, плотность пластовой нефти $\rho_{нп} = 805$ кг/м³, плотность воды $\rho_v = 1160$ кг/м³, относительная плотность газа $\bar{\rho}_r = 1,05$, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,16$, кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях $\nu_{нп} = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Скважина фонтанирует по колонне НКТ с внутренним диаметром $d_{вн} = 0,0403$ м, спущенной на глубину $H_6 = 1050$ м.

Результаты исследования скважины представлены ниже:

Режим работы скважины	1	2	3	4
Дебит, м ³ /сут	120	86	72	25
Затрубное давление, МПа	0,5	0,75	1	1,5
Динамический уровень, м	350	227	100	25

Отбивка динамических уровней проведена импульсатором (без разрядки скважины).

Решение. Для режима 1 по (2.18) рассчитываем:

$$Re_n = \frac{1,274 \cdot 120 (1 - 0,3) 1,16}{86400 \cdot 0,1503 \cdot 2 \cdot 10^{-6}} = 4780.$$

Выполняется условие (2.16), то есть в интервале скважины "забой – башмак лифта" происходит полный вынос воды.

Вычисляем по формуле (2.15)

$$\bar{\rho}_n = (864 + 806) / 2 = 835 \text{ кг/м}^3,$$

по формуле (2.19)

$$\rho'_{вн} = 835 + (1160 - 835) 0,3 = 932,5 \text{ кг/м}^3,$$

по формуле (4.35)

$$\Delta p_{cc} = 932,5 \cdot 9,81 (1800 - 1050) = 6860868,7 \text{ Па} = 6,86 \text{ МПа},$$

по формуле (4.34)

$$h_n = 1050 - 350 = 700 \text{ м}.$$

По рис. 18 для $h_n = 700$ м и $p_{затр} = 0,5$ МПа находим $\rho_{сз} / \rho_{жз} =$

= 0,86. Здесь $\rho_{жз}$ — плотность жидкой фазы в затрубном пространстве, вычисляемая по формуле (при $V > 0$)

$$\rho_{жз} = 1,07 \rho_{нд} \quad (4.36)$$

В нашем случае $\rho_{жз} = 1,07 \cdot 864 = 924,48 \text{ кг/м}^3$, так как $\rho_{сз}/\rho_{жз} = 0,86$, то $\rho_{сз} = 0,86 \cdot 924,48 = 795,05 \text{ кг/м}^3$.

Вычисляем по (4.33) давление у башмака

$$\begin{aligned} p_6 &= 0,5 e^{0,000114 \cdot 1,05 \cdot 350} + 795,05 \cdot 9,81 \cdot 700 = 0,52 + 5,46 = \\ &= 5,98 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Рассчитываем по (4.32) $p_{заб}$ для режима 1: $p_{заб} = 5,98 + 6,86 = 12,84 \text{ МПа}$. Проведем расчет $p_{заб}$ для режима 4.

В соответствии с (2.18) :

$$Re_H = \frac{1,274 \cdot 25 (1 - 0,3) 1,16}{86400 \cdot 0,1503 \cdot 2 \cdot 10^{-6}} = 995,8.$$

Так как $Re_H < 1600$, то условие (2.16) не выполняется. Проверим выполнение условий (2.17) :

$$H'_{б(сн)} = \frac{1800 (0,1503)^2}{(0,1503)^2 + (0,0403)^2} = 1679,3 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$\left. \begin{aligned} Re_H &= 995,8 < Re_{нпр} = 1600, \\ H_{б(сн)} &= 1050 < H'_{б(сн)} = 1679,3, \end{aligned} \right\}$$

то есть условия (2.17) также не выполняются, но выполняются условия (2.21), что свидетельствует о неполном выносе воды из интервала "забой — башмак лифта".

Плотность водонефтяной смеси в этом случае рассчитываем по (2.22) :

$$\begin{aligned} \rho_{вн} &= 1160 - \frac{0,7 \cdot 1050 \cdot (0,0403/0,1503)^2 \cdot (1160 - 932,5)}{750} = \\ &= 1160 - 16,03 = 1143,97 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Вычисляем:

$$\Delta p_{сс} = 1143,97 \cdot 9,81 \cdot 750 = 8416758,7 \text{ Па} = 8,42 \text{ МПа};$$

$$h_H = 1050 - 25 = 1025 \text{ м.}$$

По рис. 18 для $h_H = 1025 \text{ м}$ и $p_{затД} = 1,5 \text{ МПа}$ находим $\rho_{сз}/\rho_{жз} = 0,975$ или $\rho_{сз} = 0,975 \cdot 924,48 = 901,37 \text{ кг/м}^3$.

Рассчитываем:

$$\begin{aligned} p_6 &= 1,5 e^{0,000114 \cdot 1,05 \cdot 2,5} + 901,37 \cdot 9,81 \cdot 1025 = \\ &= 1,505 + 9,06 = 10,565 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Таким образом, забойное давление для режима 4 $p_{заб4} = 10,565 + 8,42 = 18,985$ МПа.

Определяем забойное давление для режимов 2 и 3 (соответственно $p_{заб2} = 14,53$ МПа и $p_{заб3} = 16,14$ МПа).

Задача 4.11. Для условий предыдущей задачи рассчитать пластовое давление (путем экстраполяции зависимости $Q = f(p_{заб})$), построить индикаторную линию и вычислить коэффициент продуктивности.

Ответ: $p_{пл} = 20,45$ МПа; $K_{пр} \approx 15,77$ м³/(сут · МПа).

4.8. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Наиболее широко распространенный метод исследования газлифтных скважин — метод АзНИИ, суть которого заключается в изменении расхода нагнетаемого газа и в регистрации соответствующих значений подачи подъемника Q , рабочего давления газа p_p и расхода нагнетаемого газа V_r .

По значению рабочего давления рассчитывается давление у башмака подъемника (у рабочего клапана), а затем и забойное давление.

При известных рабочем давлении p_p и расходе нагнетаемого газа V_r давление у башмака подъемника (у рабочего клапана)

$$p_б = \sqrt{p_p^2 - mV_r^2} + p_r, \quad (4.37)$$

где m — размерный коэффициент, характеризующий потери давления при движении газа от устья до башмака; p_p — рабочее давление на устье скважины, МПа; V_r — расход газа, приведенный к стандартным условиям, м³/сут; p_r — давление, определяемое весом столба газа, МПа:

$$p_r = p_p (e^{0,000114 \bar{\rho}_r \cdot H_б} - 1), \quad (4.38)$$

$H_б$ — глубина спуска подъемника (башмака или клапана), м.

Коэффициент m можно рассчитать следующим образом (рис. 19) : на кривой $Q = f(V_r)$ выбираются две точки A и B постоянной подачи

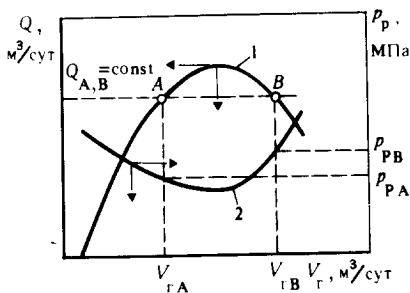


Рис. 19. Зависимости подачи (1) и рабочего давления (2) подъемника от расхода газа

Q . Так как $Q = \text{const}$, то забойное давление постоянно; следовательно, можно принять постоянным и давление у башмака. Для этого случая, пренебрегая изменением давления за счет веса газа при давлении $p_{бА}$ и $p_{бВ}$, получаем

$$m = (p_{рВ}^2 - p_{рА}^2) / (V_{гВ}^2 - V_{гА}^2), \quad (4.39)$$

где $p_{рВ}$, $p_{рА}$ — соответственно, рабочее давление в точках B и A при условии $Q = \text{const}$, МПа; $V_{гВ}$, $V_{гА}$ — соответственно, расход нагнетаемого газа в точках B и A , м³/сут.

Забойное давление $p_{заб}$ рассчитывается по (4.32). Если башмак спущен до интервала перфорации, то принимается $p_{б} = p_{заб}$.

Задача 4.12. Обработать результаты исследования газлифтной скважины и построить индикаторную линию, если подъемник спущен до интервала перфорации на глубину $H_{б} = 1260$ м. Относительная плотность рабочего агента $\bar{\rho}_r = 1,12$. Результаты исследования представлены ниже.

Режим работы скважины	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	6,18	5,55	4,9	5,05	6,1
Дебит скважины, т/сут	36	90	124	117	82
Расход газа, м ³ /сут	2600	4400	7600	11600	14000

Решение. По результатам исследований строим графические зависимости $Q = f(V_r)$ и $p_p = f(V_r)$, представленные на рис. 20, соответственно кривые 1 и 2. Для фиксированного значения дебита, например, $Q = 100$ т/сут (точки A и B на характеристике подъемника), определяем расходы газа $V_{гА} = 4900$ м³/сут и $V_{гВ} = 13000$ м³/сут, а также соответствующие им рабочие давления

$$p_{рА} = 5,45 \text{ и } p_{рВ} = 5,65 \text{ МПа.}$$

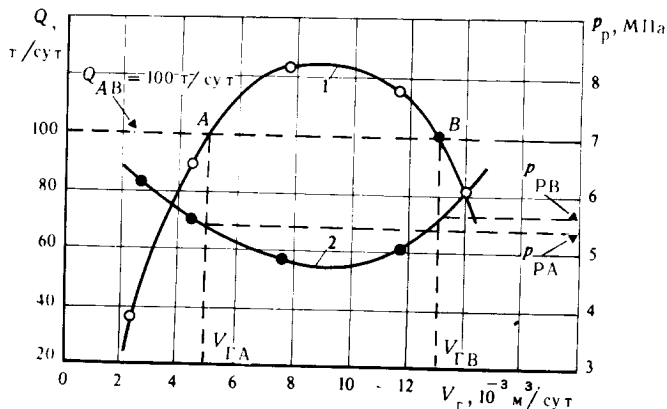


Рис. 20. График к решению задачи 4.12

Рассчитываем по (4.39) коэффициент

$$m = \frac{(5,65)^2 - (5,45)^2}{13000^2 - 4900^2} = \frac{2,22}{1,4499 \cdot 10^8} =$$

$$= 1,531 \cdot 10^{-8} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}^2 / \text{м}^6.$$

Вычисляем давления у башмака (забойные давления) для каждого режима исследования по формуле (4.37).

Для режима 1:

$$p_{б1} = \sqrt{(6,18)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (2600)^2} +$$

$$+ 6,18 (e^{0,000114 \cdot 1,12 \cdot 1260} - 1) = 6,171 + 6,18 \cdot 0,17454 = 7,249 \text{ МПа}.$$

Для режима 2:

$$p_{б2} = \sqrt{(5,55)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (4400)^2} + 5,55 \cdot 0,17454 =$$

$$= 5,523 + 0,968 = 6,491 \text{ МПа}.$$

Для режима 3:

$$p_{б3} = \sqrt{(4,90)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (7600)^2} + 4,9 \cdot 0,17454 =$$

$$= 4,809 + 0,855 = 5,664 \text{ МПа}.$$

Для режима 4:

$$p_{б4} = \sqrt{(5,05)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (11600)^2} + 5,05 \cdot 0,17454 =$$

$$= 4,842 + 0,881 = 5,723 \text{ МПа}.$$

Для режима 5:

$$p_{б5} = \sqrt{(6,10)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (1400)^2} + 6,10 \cdot 0,17454 =$$

$$= 5,848 + 1,065 = 6,913 \text{ МПа}.$$

По результатам расчетов, учитывая, что подъемник спущен до интервала перфорации ($p_{б} = p_{заб}$), строим зависимость $Q = f(p_{заб})$, ко-

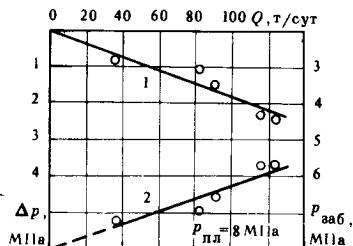


Рис. 21. Зависимости $Q = f(\Delta p)$ (линия 1) и $Q = f(p_{заб})$ (линия 2)

торая представлена на рис. 21. Экстраполируя эту зависимость, находим пластовое давление ($p_{пл} = 8$ МПа).

По известным $\rho_{заб}$ рассчитываем депрессии и строим индикаторную линию $Q = f(\Delta p)$ (см. рис. 21).

4.9. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Расчет давления на приеме насоса можно выполнить, используя динамограмму нормальной работы установки (рис. 22). Установка спущена в вертикальную скважину.

Нагрузка, действующая на колонну штанг при остановке головки балансира в нижней мертвой точке, определяется весом штанг в жидкости (смеси) $P'_{ш}$:

$$P_{нмт} = P'_{ш} = P_{ш} \frac{(\rho_{ш} - \rho_{см})}{\rho_{ш}}, \quad (4.40)$$

где $P_{ш}$ — нагрузка отвеса штанг в воздухе, Н; $\rho_{ш}, \rho_{см}$ — соответственно, плотность материала штанг ($\rho_{ш} = 7800$ кг/м³) и смеси в НКТ, кг/м³.

При остановке головки балансира в верхней мертвой точке нагрузка на штанги

$$P_{вмт} = P'_{ш} + \rho_{вн} F_{пл} - \rho_{пн} F_{пл}'$$

откуда

$$\rho_{пн} = \rho_{вн} - \frac{P_{вмт} - P_{нмт}}{F_{пл}}, \quad (4.41)$$

где $\rho_{вн}, \rho_{пн}$ — соответственно давление на выкиде и на приеме насоса, Па; $F_{пл}$ — площадь поперечного сечения плунжера, м².

Давление на выкиде насоса

$$\rho_{вн} = \rho_{см} g H_n + \rho_{у}, \quad (4.42)$$

где H_n — глубина спуска насоса, м; $\rho_{у}$ — давление на устье скважины, Па.

Выражая $\rho_{см}$ из (4.40) и подставляя в (4.42), получаем

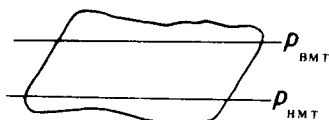


Рис. 22. Динамограмма нормальной работы установки скважинного штангового насоса

$$p_{вн} = \rho_{ш} g H_n \left(1 - \frac{P_{нмт}}{P_{ш}}\right) + p_{у}. \quad (4.43)$$

Подставляя (4.43) в (4.41), получаем

$$p_{пн} = \rho_{ш} g H_n \left(1 - \frac{P_{нмт}}{P_{ш}}\right) + p_{у} - \frac{P_{вмт} - P_{нмт}}{F_{пл}}. \quad (4.44)$$

Таким образом, выражение (4.44) можно использовать для расчета давления на приеме насоса, работающего в вертикальной скважине.

При работе скважинного штангового насоса в наклонно направленной скважине (при углах отклонения от вертикали $0 \leq \alpha \leq 22^\circ$) линия нагрузки в НМТ соответствует:

$$P_{нмт} = P_{ш} \left(1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_{ш}}\right) (1 - 0,0165 \alpha), \quad (4.45)$$

где α — угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Давление на выкиде насоса

$$p_{вн} = \rho_{ш} g H_n \cos \alpha \left[1 - \frac{P_{нмт}}{P_{ш} (1 - 0,0165 \alpha)}\right] + p_{у}, \quad (4.46)$$

а давление на приеме насоса

$$p_{пн} = \rho_{ш} g H_n \cos \alpha + p_{у} - \frac{P_{вмт}}{F_{пл}} + \frac{P_{нмт}}{(1 - 0,0165 \alpha)} \left(\frac{1}{F_{пл}} - \frac{\rho_{ш} g H_n \cos \alpha}{P_{ш}} \right). \quad (4.47)$$

Задача 4.13. Вертикальная скважина эксплуатируется установкой штангового насоса, спущенного на глубину $H_n = 1200$ м. Диаметр плунжера насоса $D_{пл} = 43$ мм. Давление на устье скважины $p_{у} = 0,42$ МПа. При расшифровке динамограммы получено: $P_{нмт} = 26777$ Н, $P_{вмт} = 35667$ Н. Нагрузка от веса штанг в воздухе $P_{ш} = 29430$ Н, $\rho_{ш} = 7800$ кг/м³. Рассчитать давления на выкиде и приеме.

Решение. Рассчитываем по (4.43) давление на выкиде насоса

$$p_{вн} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 1200 \left(1 - \frac{26777}{29430}\right) 10^{-6} + 0,42 = 8,277 +$$

$$+ 0,42 = 8,7 \text{ МПа.}$$

Вычисляем по (4.44) давление на приеме

$$p_{пн} = 8,7 - \frac{35667 - 26777}{14,51 \cdot 10^{-4}} = 8,7 - 612,68 \cdot 10^4 = 2,57 \text{ МПа.}$$

Таким образом, давление у приема штангового скважинного насоса равно 2,57 МПа.

Задача 4.14. В наклонно направленную скважину, угол отклонения от вертикали которой $\alpha = 15,5^\circ$, на глубину $H_n = 828$ м спущен штанговый насос диаметром $D_{пн} = 32$ мм. Масса колонны штанг 2105 кг. Давление на устье $p_y = 1,2$ МПа. По динамограмме $P_{нмт} = 13800$ Н, $P_{внт} = 22100$ Н. Требуется рассчитать давление на выкиде и приеме насоса.

Решение. Вычислить нагрузку от веса колонны штанг в воздухе:

$$P_{ш} = 2105 \cdot 9,81 = 20650 \text{ Н.}$$

Рассчитываем по (4.46) давление на выкиде насоса:

$$p_{вн} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5 \left[1 - \frac{13800}{20650 (1 - 0,0165 \cdot 15,5)} \right] 10^{-6} +$$

$$+ 1,2 = 6,23 + 1,2 = 7,43 \text{ МПа.}$$

По формуле (4.47) давление на приеме

$$p_{пн} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5 + 1,2 - \frac{22100}{8,04 \cdot 10^{-4}} +$$

$$+ \frac{13800}{1 - 0,0165 \cdot 15,5} \left(\frac{1}{8,04 \cdot 10^{-4}} - \frac{7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5}{20650} \right) =$$

$$= 61,05 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^6 - 27,487 \cdot 10^6 - 31,758 \cdot 10^6 =$$

$$= 62,25 \cdot 10^6 - 59,245 \cdot 10^6 = 3,005 \cdot 10^6 \cong 3 \text{ МПа.}$$

Таким образом, давления на выкиде и приеме, соответственно, равны 7,43 и 3 МПа.

4.10. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

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

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

$$p_{пн} = p_{вн} - p_n, \quad (4.48)$$

где $p_{вн}$ — давление на выкиде насоса, Па; p_n — давление, создаваемое насосом, Па.

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

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

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

Поступая аналогично, проводят исследование на 3–4 режимах.

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

$$\rho_{\text{сл}} = \frac{p'_{\text{вн}} - p'_{\text{у}}}{gH_{\text{н}}}, \quad (4.49)$$

где $p'_{\text{вн}}$ — давление на выкиде насоса при закрытой задвижке на устье, Па; $p'_{\text{у}}$ — давление на устье скважины при закрытой задвижке, Па; $H_{\text{н}}$ — глубина спуска насоса, м.

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

$$\rho_{\text{сл}} = \rho_{\text{сн}}, \quad (4.50)$$

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

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

$$p'_{\text{н}} = \rho_{\text{сн}} gH_0, \quad (4.51)$$

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

С учетом (4.49) и (4.50) выражение (4.51) запишем в следующем виде:

$$\rho_{\text{н}} = \frac{H_0}{H_{\text{н}}} (p'_{\text{вн}} - p'_{\text{у}}). \quad (4.52)$$

Подставляя (4.52) в (4.48), окончательно получаем (принимая $p_n = p'_n$)

$$p_{пн} = p'_{вн} - \frac{H_0}{H_n} (p'_{вн} - p'_y). \quad (4.53)$$

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

$$K_{пр} = (Q_1 - Q_2) / (p_{пн2} - p_{пн1}), \quad (4.54)$$

где Q_1, Q_2 — соответственно подача установки на первом и втором режимах, м³/сут (т/сут); $p_{пн1}, p_{пн2}$ — соответственно давление у приема насоса на первом и втором режимах, МПа.

Задача 4.15. Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600 при следующих условиях: глубина скважины $L_c = 1300$ м; пластовое давление $p_{пл} = 9,7$ МПа; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк} = 0,13$ м; глубина спуска установки $H_n = 1150$ м; плотность пластовой нефти $\rho_{нп} = 898$ кг/м³; плотность воды $\rho_v = 1100$ кг/м³; объемный коэффициент нефти $b_n = 1,1$; вязкость нефти $\nu = 1,85 \cdot 10^{-6}$ м²/с; обводненность продукции $B = 0,5$; дебит $Q = 134$ м³/сут.

Результаты исследования скважины на трех режимах представлены ниже.

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

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

Решение. По результатам исследования скважины при закрытой задвижке рассчитываем по формуле (4.53) давления на приеме насоса:

для режима 1:

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

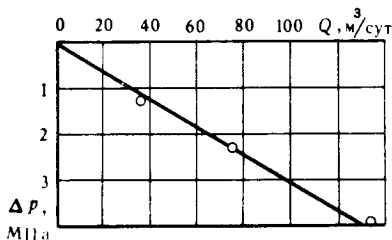
для режима 2:

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

для режима 3:

$$p_{пн3} = 13,88 - \frac{800}{1150} (13,88 - 3,96) = 13,88 - 6,90 = 6,98 \text{ МПа}.$$

Рис. 23. Индикаторная линия скважины



С целью расчета забойного давления проверяем условие выноса воды из интервала "забой — прием" для режима с минимальным дебитом $Q = 36 \text{ м}^3/\text{сут}$, предварительно рассчитав по (2.18)

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

Так как выполняется условие (2.16), то в интервале "забой — прием" накопления воды не происходит и плотность водонефтяной смеси можно рассчитать по (1.124):

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

Рассчитываем перепад давления на участке "забой — прием"

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

Вычисляем забойное давление:

$$\text{для режима 1: } p_{заб1} = 4,27 + 1,47 = 5,74 \text{ МПа};$$

$$\text{для режима 2: } p_{заб2} = 6 + 1,47 = 7,47 \text{ МПа};$$

$$\text{для режима 3: } p_{заб3} = 6,98 + 1,47 = 8,45 \text{ МПа}.$$

Определяем депрессии для каждого из режимов:

$$\Delta p_1 = p_{пл} - p_{заб1} = 9,7 - 5,74 = 3,96 \text{ МПа};$$

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

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

По результатам расчета строим индикаторную линию (рис. 23). Так как индикаторная линия прямолинейна, рассчитываем коэффициент продуктивности $K_{пр} = 120/3,96 = 30,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

4.11. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Основные принципы исследования и обработки результатов исследования газовых скважин приведены в разделе 2.6. Рассмотрим особенности интерпретации результатов при нестационарном режиме работы.

В процессе исследования регистрируется кривая восстановления забойного давления (КВД) после остановки скважины. Обработка КВД ведется с использованием следующих уравнений.

Для случая, когда время работы скважины на стационарном режиме T больше времени исследования t ($T \geq 20t$), что отражает пласт с бесконечными границами, используют следующую зависимость:

$$p_3^2(t) - p_{3c}^2 = \frac{V_{гст} \mu_r z_{ср} p_0 T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст} 10^6} \ln \frac{2,25 \kappa t}{r_{пр}^2}, \quad (4.55)$$

где $p_3(t)$ — давление на забое скважины через время t после остановки, МПа; p_{3c} — давление на забое скважины, работавшей на стационарном режиме перед остановкой, МПа; $V_{гст}$ — дебит скважины перед остановкой, м³/с; μ_r — вязкость газа, Па · с; $z_{ср}$ — средний коэффициент сверхсжимаемости газа; $T_{пл}$ — пластовая температура, К; $T_{ст}$ — стандартная температура, К.

Уравнение (4.55) можно переписать в виде

$$p_3^2(t) = A + B \ln t, \quad (4.56)$$

где

$$A = p_{3c}^2 + \frac{V_{гст} \mu_r z_{ср} p_0 T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст} 10^6} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{пр}^2}, \quad (4.57)$$

$$B = \frac{V_{гст} \mu_r z_{ср} p_0 T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст} 10^6}. \quad (4.58)$$

Обрабатывая результаты исследования в координатах $p_3^2(t) - \ln t$, определяют A и B . Затем рассчитывают

$$\frac{k h}{\mu_r} = \frac{V_{гст} z_{ср} p_0 T_{пл}}{2 \pi T_{ст} B 10^6} \quad (4.59)$$

и коэффициент проницаемости k .

Если известен приведенный радиус скважины $r_{пр}$, то из (4.57) с учетом (4.58) рассчитывают коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = 0,444 r_{пр}^2 e^{\frac{A - p_{3c}^2}{B}}. \quad (4.60)$$

Если приведенный радиус скважины неизвестен, то рассчитывают коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = \frac{k}{\mu_r (m \beta_r + \beta_n)}, \quad (4.61)$$

где коэффициент сжимаемости газа $\beta_r = (2 - 100) 10^{-8}$ 1/Па, а затем по (4.60) — приведенный радиус скважины.

Если время работы скважины на стационарном режиме $T < 20t$, что характерно для пласта ограниченных размеров, то обработку результатов ведут с использованием следующей зависимости:

$$p_3^2(t) = p_{пл}^2 - B \ln \frac{T+t}{t}, \quad (4.62)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, Па.

Задача 4.16. Скважина работала на стационарном режиме в течение $T = 218$ сут с дебитом $V_{гст} = 756\,000$ м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 152$ м, пористость $m = 0,2$. Относительная плотность газа $\tilde{\rho}_г = 0,65$, вязкость газа $\mu_г = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 338$ К. Среднее давление $p_{ср} = 18$ МПа, средняя температура $T_{ср} = 303$ К. Ниже представлены результаты исследования скважины.

Время, с	—	60	120	180	600
Забойное давление, МПа	15,4	17,3	18,3	19,3	19,9
Время, с	1200	172800	259200	346000	
Забойное давление, МПа	20,2	21	21,06	21,07	

Решение. По известной относительной плотности газа $\tilde{\rho}_г = 0,65$ и рис. 24 определяем псевдокритические температуру и давление:

$T_{пкр} = 208$ К и $p_{пкр} = 4,68$ МПа.

По формулам (1.10) рассчитываем приведенные температуру и давление: $T_{пр} = T_{ср}/T_{пкр} = 303/208 = 1,457$; $p_{пр} = p_{ср}/p_{пкр} = 18/4,68 = 3,85$.

По графику Брауна и Катца [4] определяем $z_{ср} = 0,77$.

Так как $T = 218$ сут $> 20t = 80$ сут, то обработку ведем с использованием формулы (4.55). Рассчитываем $p_3^2(t)$ и $\ln t$ и по полученным данным строим зависимость $p_3^2(t) - \ln t$ (рис. 25). Определяем $A = 380$, $B = 5$.

Рассчитываем параметр $kh/\mu_г$ по (4.59):

$$\frac{kh}{\mu_г} = \frac{756\,000 \cdot 0,77 \cdot 0,1 \cdot 338}{86\,400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 293 \cdot 5 \cdot 10^6} = 2,475 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Вычисляем проницаемость

$$k = \frac{kh}{\mu_г} \frac{\mu_г}{h} = \frac{2,475 \cdot 10^{-8} \cdot 1,4 \cdot 10^{-5}}{152} = 2,279 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

Рассчитываем по (4.61) коэффициент пьезопроводности:

$$\kappa = \frac{2,279 \cdot 10^{-15}}{1,4 \cdot 10^{-5} (0,2 \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 1,5 \cdot 10^{-10})} = 813,32 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

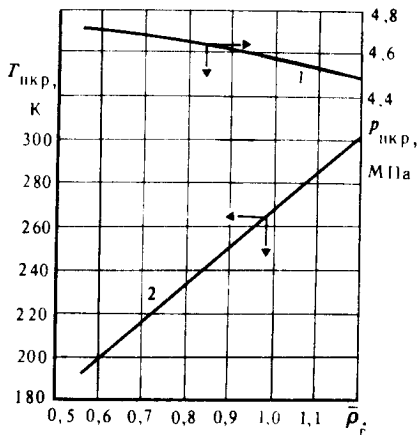
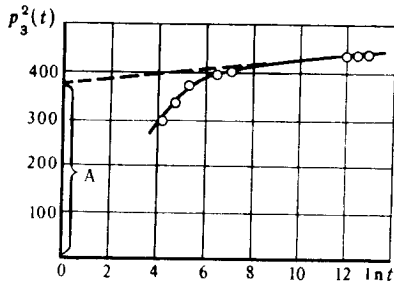


Рис. 24. Зависимости псевдокритического давления (линия 1) и псевдокритической температуры (линия 2) от относительной плотности газа

Рис. 25. Зависимость $p_3^2(t) - \ln t$ газовой скважины



Рассчитываем по (4.60) приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{813,32 \cdot 10^{-6}}{0,444 e^{(380 - 237,16) / 5}}} = \sqrt{0,718 \cdot 10^{-15}} = 2,679 \cdot 10^{-8} \text{ м.}$$

ГЛАВА 5

ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Фонтанирование скважин осуществляется либо за счет гидростатического напора пласта, либо за счет газа, выделяющегося из нефти, либо за счет повышения давления на забое при осуществлении поддержания пластового давления закачкой воды или газа. Совершенно очевидно, что материальные затраты в этих случаях различны, причем, наибольшие затраты будут в случае применения поддержания пластового давления.

5.1. РАСЧЕТ ФОНТАНИРОВАНИЯ

ЗА СЧЕТ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО НАПОРА ПЛАСТА. КПД ПРОЦЕССА

Фонтанирование за счет гидростатического напора пласта осуществляется при условии, что давление на устье скважины p_y больше или равно давлению насыщения $p_{нас}$. В этом случае забойное давление

$$p_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}} gH + 0,811 \lambda \rho_{\text{ж}} \frac{Q^2 H}{d^5} + p_{\text{нас}}, \quad (5.1)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости (нефти) при средних давлении и температуре, кг/м³; H — глубина спуска НКТ, равная глубине скважины, м; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; Q — объемный дебит скважины, м³/с; d — диаметр НКТ, м.

В соответствии с уравнением притока жидкости в скважину

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - \sqrt{Q/K_{\text{пр}}}. \quad (5.2)$$

Рассматривая совместно (5.1) и (5.2), получаем

$$p_{\text{г}} = p_{\text{нас}} = p_{\text{пл}} - \sqrt{Q/K_{\text{пр}}} - \rho_{\text{ж}} gH - 0,811 \lambda \rho_{\text{ж}} \frac{Q^2 H}{d^5}. \quad (5.3)$$

Полезная мощность, Вт:

$$N_{\text{пол}} = Q \rho_{\text{ж}} gH, \quad (5.4)$$

а затрачиваемая мощность

$$N = Q (p_{\text{заб}} - p_{\text{г}}). \quad (5.5)$$

КПД подъема жидкости

$$\eta = N_{\text{пол}} / N. \quad (5.6)$$

Определяя $(p_{\text{заб}} - p_{\text{нас}})$ из (5.1) и подставляя ее в (5.5), получаем

$$N = Q \rho_{\text{ж}} gH \left(1 + 0,811 \lambda \frac{Q^2}{d^5 g} \right). \quad (5.7)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = A \frac{\nu^a d^a}{Q^a}, \quad (5.8)$$

где A — числовой коэффициент, зависящий от режима движения жидкости: $A = 50,235$ — для ламинарного движения; $A = 0,297$ — для турбулентного движения; ν — средняя вязкость жидкости, м²/с; a — показатель степени; $a = 1$ — для ламинарного режима; $a = 0,25$ — для турбулентного режима.

Подставляя (5.8) в (5.7), получаем

$$N = Q \rho_{\text{ж}} gH \left(1 + A_1 \frac{\nu^a Q^{2-a}}{d^{5-a}} \right), \quad (5.9)$$

где числовой коэффициент

$$A_1 = 0,811 A/g. \quad (5.10)$$

Подставляя (5.4) и (5.9) в (5.6), получаем

$$\eta = \frac{1}{1 + A_1 \frac{\nu^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}} \quad (5.11)$$

Задача 5.1. Рассчитать забойное давление фонтанирования за счет гидростатического напора пласта и КПД процесса для следующих условий: дебит скважины $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$; глубина скважины $L_c = H = 870 \text{ м}$; давления насыщения $p_{\text{нас}} = 2,5 \text{ МПа}$; средняя плотность нефти в скважине $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$; средняя вязкость $\nu_n = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; внутренний диаметр НКТ $d = 0,0503 \text{ м}$.

Решение. Определяем режим движения нефти в НКТ. Рассчитываем предварительно число Рейнольдса

$$Re = 4Q / (\pi d \nu) = 86400 \quad (5.12)$$

или

$$Re = \frac{4 \cdot 100}{3,14 \cdot 0,0503 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 86400} = 9770.$$

Так как $9700 > 2320$, то режим движения турбулентный. Вычисляем по формуле (5.8) :

$$\lambda = 0,297 \frac{(3 \cdot 10^{-6})^{0,25} (0,0503)^{0,25}}{(100/86400)^{0,25}} = 0,297 \sqrt[4]{\frac{3 \cdot 10^{-6} \cdot 0,0503}{1,1574 \cdot 10^{-3}}} = 0,03174.$$

Рассчитываем по (5.1) забойное давление фонтанирования

$$\begin{aligned} p_{\text{заб}} &= 850 \cdot 9,81 \cdot 870 + 0,811 \cdot 0,03174 \cdot 850 \cdot 870 \left(\frac{100}{86400} \right)^2 \times \\ &\times \frac{1}{(0,0503)^5} + 2,5 \cdot 10^6 = 7,254 \cdot 10^6 + 0,08 \cdot 10^6 + 2,5 \cdot 10^6 = \\ &= 9,834 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Вычисляем КПД процесса фонтанирования по (5.11) :

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{1}{1 + 0,811 \frac{0,297 (3 \cdot 10^{-6})^{0,25} (1,1574 \cdot 10^{-3})^{1,75}}{9,81 (0,0503)^{4,75}}} = \\ &= \frac{1}{1 + 0,011} = 0,989. \end{aligned}$$

Таким образом, потери на трение составляют всего 1,1 %.

5.2. РАСЧЕТ МИНИМАЛЬНОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ФОНТАНИРОВАНИЯ

Процесс фонтанирования за счет растворенного газа, выделяющегося из нефти, возможен только при определенном соотношении удельного объема свободного газа в подъемнике, называемого эффективно действующим газовым фактором $G_{эф}$, и удельного объема газа, потребного для работы подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$, которое записывается в следующем виде:

$$G_{эф} \geq R_{опт}. \quad (5.13)$$

В реальных условиях нефтяных промыслов процесс фонтанирования можно осуществить при следующих условиях:

$$p_{заб} < p_{нас}. \quad (5.14)$$

$$p_{заб} \geq p_{нас}. \quad (5.15)$$

1. Рассмотрим случай фонтанирования при соблюдении условия (5.14). Эффективно действующий газовый фактор (в $\text{м}^3/\text{т}$) при этом вычисляется по формуле

$$G_{эф} = [G_0 - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_{нд}} \frac{(p_{заб} + p_{г})}{2}] (1 - B), \quad (5.16)$$

где α — средний коэффициент растворимости газа в нефти, 1/МПа.

Условие фонтанирования в этом случае записывается в виде

$$\begin{aligned} & [G_0 - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_{нд}} \frac{(p_{заб} + p_{г})}{2}] (1 - B) \geq \\ & \geq \frac{1,227 \cdot 10^{-2} H_6 (\rho_{ж} g H_6 - p_{заб} + p_{г})}{d^{0,5} (p_{заб} - p_{г}) \lg \frac{p_{заб}}{p_{г}}}, \end{aligned} \quad (5.17)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости (нефти) в подъемнике, $\text{кг}/\text{м}^3$; H_6 — глубина спуска колонны НКТ (башмака) в скважину, м.

Глубина спуска НКТ принимается равной глубине скважины

$$H_6 = L_c. \quad (5.18)$$

2. Для случая, когда соблюдается условие (5.15), эффективно действующий газовый фактор

$$G_{эф} = \frac{1}{2} (G_0 - 10^3 \alpha \frac{p_{г}}{\rho_{нд}}) (1 - B), \quad (5.19)$$

а условия фонтанирования

$$\frac{1}{2} (G_0 - 10^3 \alpha \frac{\rho_{\text{нд}}}{\rho_{\text{нд}}}) (1 - B) \geq \frac{1,227 \cdot 10^{-2} H'_6 (\rho_{\text{ж}} g H'_6 - p_{\text{нас}} + p_{\text{г}})}{d^{0,5} (\rho_{\text{нас}} - \rho_{\text{г}}) \lg \frac{\rho_{\text{нас}}}{\rho_{\text{г}}}}, \quad (5.20)$$

где H'_6 – глубина спуска колонны НКТ (башмака), вычисляемая по формуле

$$H'_6 = L_c - (\rho_{\text{заб}} - \rho_{\text{нас}}) / (\rho'_{\text{ж}} g), \quad (5.21)$$

$\rho'_{\text{ж}}$ – плотность жидкости (нефти) в интервале от забоя скважины до башмака НКТ, кг/м³.

Средний коэффициент растворимости

$$\alpha = \frac{G_0 \rho_{\text{нд}}}{10^3 (\rho_{\text{нас}} - 0,1)}. \quad (5.22)$$

Для случая $\rho_{\text{заб}} \geq \rho_{\text{нас}}$ можно рассчитать из (5.20) максимальную глубину спуска колонны НКТ (башмака) $H_{\text{бmax}}$, где давление равно $p_{\text{нас}}$:

$$H_{\text{бmax}} = 0,5 (h + \sqrt{h^2 + 326,03 h G_{\text{эф}} d^{0,5} \lg \frac{\rho_{\text{нас}}}{\rho_{\text{г}}}}), \quad (5.23)$$

где

$$h = (\rho_{\text{нас}} - \rho_{\text{г}}) / (\rho_{\text{ж}} g). \quad (5.24)$$

Зная $H_{\text{бmax}}$, можно из (5.21) рассчитать минимальное забойное давление фонтанирования

$$p_{\text{забmin}} = p_{\text{нас}} + (L_c - H_{\text{бmax}}) \rho'_{\text{ж}} g. \quad (5.25)$$

Задача 5.2. Рассчитать минимальное забойное давление фонтанирования для следующих условий: глубина скважины $L_c = 1730$ м; внутренний диаметр НКТ $d = 0,0503$ м; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 7,3$ МПа; давление на устье $p_{\text{г}} = 0,5$ МПа; газовый фактор $G_0 = 80,2$ м³/т; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}} = 778$ кг/м³; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 825$ кг/м³. Скважина безводная. Забойное давление больше давления насыщения.

Решение. Рассчитываем по (5.22) средний коэффициент растворимости

$$\alpha = \frac{80,2 \cdot 825}{10^3 (7,3 - 0,1)} \approx 9,19 \text{ 1/МПа.}$$

Вычисляем по (5.19) эффективно действующий газовый фактор

$$G_{\text{эф}} = \frac{1}{2} (80,2 - 10^3 \cdot 9,19 \frac{0,5}{825}) \approx 37,3 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Прежде, чем вычислить величину h по (5.24), рассчитываем среднюю плотность нефти в подъемнике

$$\bar{\rho}_n = \frac{\rho_{\text{нп}} + \rho_{\text{нд}}}{2} = \frac{778 + 825}{2} = 801,5 \text{ кг/м}^3.$$

Вычисляем h :

$$h = \frac{(7,3 - 0,5) 10^6}{801,5 \cdot 9,81} = 864,8 \text{ м}.$$

Вычисляем по (5.23) $H_{\text{бmax}}$:

$$H_{\text{бmax}} = 0,5 (864,8 + \sqrt{(864,8)^2 + 326,03 \cdot 37,3 \cdot 864,8 (0,0503)^{0,5} \lg \frac{7,3}{0,5}}) \approx 1367 \text{ м}.$$

Минимальное забойное давление фонтанирования рассчитываем по (5.25), принимая $\rho'_{\text{ж}} = \rho_{\text{нп}}$:

$$p_{\text{забmin}} = 7,3 + (1730 - 1367) 778 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 10,07 \text{ МПа}.$$

Таким образом, для условий данной задачи минимальное забойное давление фонтанирования равно 10,07 МПа.

5.3. ПРЕДЕЛЬНАЯ ОБВОДНЕННОСТЬ, ПРИ КОТОРОЙ ВОЗМОЖНО ФОНТАНИРОВАНИЕ

Для случая, когда $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ предельную обводненность, при которой возможно фонтанирование, найдем из (5.17):

$$B = \frac{1}{1 + \frac{1,227 \cdot 10^{-2} H_6^2 g (\rho_v - \bar{\rho}_n)}{[G_0 - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_{\text{нд}}} \frac{(p_{\text{заб}} + p_v)}{2}] d^{0,5} (p_{\text{заб}} - p_v) \lg \frac{p_{\text{заб}}}{p_v}}}. \quad (5.26)$$

Задача 5.3. Рассчитать предельную обводненность, при которой возможно фонтанирование для следующих условий: глубина скважины $L_c = 1420$ м; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 13,2$ МПа; газовый фактор $G_0 = 123,8$ м³/т; плотность нефти пластовой $\rho_{\text{нп}} = 769$ кг/м³, дегазированной $\rho_{\text{нд}} = 824$ кг/м³; плотность воды $\rho_v = 1165$ кг/м³. Скважина эксплуатируется с забойным давлением $p_{\text{заб}} = 0,9 p_{\text{нас}}$; давление на устье $p_v = 0,32$ МПа; диаметр подъемника $d = 0,062$ м.

Решение. Рассчитываем забойное давление: $p_{заб} = 0,9 \cdot 13,2 = 11,88$ МПа.

Так как $p_{заб} < p_{нас}$, то глубина спуска НКТ равна глубине скважины $H_б = L_c = 1420$ м.

Вычисляем по (5.22) коэффициент растворимости

$$\alpha = \frac{123,8 \cdot 824}{10^3 (13,2 - 0,1)} = 7,787 \text{ 1/МПа.}$$

Рассчитываем среднюю плотность нефти в подъемнике

$$\bar{\rho}_н = \frac{\rho_{нп} + \rho_{нд}}{2} = \frac{769 + 824}{2} = 796,5 \text{ кг/м}^3.$$

Определяем по (5.26) предельную обводненность

$$B = \frac{1}{1 + \frac{1,227 \cdot 10^{-2} \cdot 1420^2 \cdot 9,81 (1165 - 796,5)}{[123,8 - 10^3 \cdot \frac{7,787 (11,88 + 0,32)}{824}] \cdot 0,062^{0,5} (11,88 - 0,32) \lg \frac{11,88}{0,32} \cdot 10^6}} = \frac{1}{1 + \frac{89,439165 \cdot 10^6}{298,87898 \cdot 10^6}} = \frac{1}{1,3} = 0,769.$$

Таким образом, предельная обводненность при фонтанировании по НКТ диаметром 0,062 м составляет 76,9 %.

Задача 5.4. Для условий предыдущей задачи рассчитать предельную обводненность, если скважина фонтанирует по НКТ с диаметрами $d = 0,0403$; $0,0503$; $0,076$ м.

5.4. РАСЧЕТ ДИАМЕТРА ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА

В процессе фонтанной эксплуатации скважины дебит ее может изменяться (снижаться) вследствие, например, падения пластового давления или увеличения обводненности продукции. Так как подъемник должен обеспечивать работу в течение определенного периода времени при изменении дебита скважины, то необходимо уметь рассчитывать его диаметр, исходя из следующего условия: в начале подъемник работает на максимальном режиме, а затем — на оптимальном.

При работе на оптимальном режиме диаметр подъемника

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{ж} H_б}{p_б - p_{\gamma}}} \sqrt[3]{\frac{Q'_{\text{опт}} H_б}{\rho_{ж} g H_б - p_б + p_{\gamma}}}, \quad (5.27)$$

где $Q'_{\text{опт}}$ — подача подъемника на оптимальном режиме, т/сут; $d_{\text{опт}}$ — диаметр подъемника при работе на оптимальном режиме, мм.

Если расчетный диаметр $d_{\text{опт}}$ не соответствует стандартному диаметру, то принимают ближайший больший стандартный диаметр подъемника $d'_{\text{ст}}$.

Затем проводится проверка диаметра подъемника $d'_{\text{ст}}$ для работы на максимальном режиме (в начале фонтанирования). Для этого рассчитывается диаметр подъемника по формуле

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{H_6}{\rho_6 - \rho_{\gamma}}} \sqrt[3]{Q'_{\text{max}} \rho_{\text{ж}}^{0,5}}, \quad (5.28)$$

где Q'_{max} — подача подъемника в начале фонтанирования, т/сут; d_{max} — диаметр подъемника при работе на максимальном режиме, мм.

Если $d_{\text{max}} > d'_{\text{ст}}$, то выбирают ближайший больший к d_{max} диаметр стандартных труб $d''_{\text{ст}}$.

Задача 5.5. Рассчитать диаметр фонтанного подъемника для следующих условий эксплуатации скважины: глубина скважины $L_c = 1300$ м; коэффициент продуктивности $K_{\text{пр}} = 52$ т/(сут · МПа); пластовое давление начальное $p_{\text{плн}} = 15,2$ МПа; пластовое давление текущее $p_{\text{плт}} = 12,7$ МПа; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 10$ МПа; минимальное возможное забойное давление $p_{\text{заб}} = p_{\text{нас}}$; средняя плотность нефти при движении ее в подъемнике $\rho_{\text{н}} = 792$ кг/м³; давление на устье скважины $p_{\gamma} = 1,2$ МПа.

Решение. Так как в процессе эксплуатации скважины забойное давление не должно снижаться ниже давления насыщения, то $p_{\text{заб}} = p_{\text{нас}} = 10$ МПа.

Для данного случая глубина спуска башмака подъемника принимается равной глубине скважины: $H_6 = L_c = 1300$ м.

Рассчитаем дебит скважины для начала фонтанирования

$$Q'_{\text{max}} = K_{\text{пр}} (p_{\text{плн}} - p_{\text{заб}}) = 52 (15,2 - 10) = 270,4 \text{ т/сут,}$$

а также для случая фонтанирования при работе подъемника на оптимальном режиме $Q'_{\text{опт}} = K_{\text{пр}} (p_{\text{плт}} - p_{\text{заб}}) = 52 (12,7 - 10) = 140,4$ т/сут.

Рассчитываем по (5.27)

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{792 \cdot 1300}{(10 - 1,2) \cdot 10^6}} \sqrt[3]{\frac{140,4 \cdot 1300}{792 \cdot 9,81 \cdot 1300 - (10 - 1,2) \cdot 10^6}} = 71,09 \text{ мм.}$$

Выбираем, используя литературу [5], трубы с высаженными наружу концами с условным диаметром $d = 89$ мм (внутренний диаметр $d_{\text{вн}} = 72,9$ мм).

Вычисляем по (5.28) диаметр труб при работе на максимальном режиме

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{1300}{(10 - 1,2) \cdot 10^6}} \sqrt[3]{270,4 \cdot 792^{0,5}} = 44,5 \text{ мм.}$$

Так как $d_{\max} < d_{\text{опт}}$, то в скважину необходимо спустить подъемные трубы диаметром 89 мм.

Задача 5.6. Для условий предыдущей задачи рассчитать диаметр фонтанного подъемника, если при пластовом текущем давлении $p_{\text{плт}} = 12,7$ МПа допускается снижение забойного давления до величины $0,75 p_{\text{нас}}$. На каком режиме будет работать подъемник?

5.5. ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА ФОНТАНИРОВАНИЯ

Данный метод базируется на использовании:

индикаторной линии скважины $Q = f(p_{\text{заб}})$, которая строится по результатам исследования ее при стационарных режимах;

характеристических кривых подъемника $Q = f(p)$ для различных значений диаметра подъемника при фиксированных значениях давления на устье, обводненности и глубине спуска колонны НКТ. В зависимости от соотношения забойного давления и давления насыщения глубина спуска колонны НКТ рассчитывается по (5.18) или (5.21). Характеристические кривые подъемника $Q = f(p)$ при фиксированных значениях p_y , B и H_6 , вычисленные по (5.27) или (5.28), представлены на рис. 26:

кривых распределения давления вдоль подъемника $p = f(H)$, построенных для различных дебитов Q при фиксированных значениях диаметра и обводненности с использованием методики, изложенной в разделе 2.4 (рис. 27);

характеристических кривых подъемника $Q = f(p_6)$ для различных значений устьевого давления p_y при фиксированных значениях

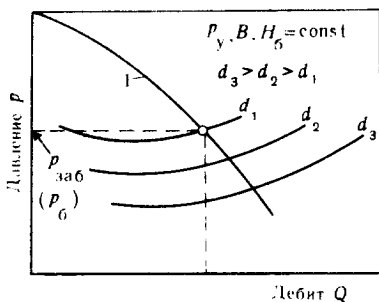


Рис. 26. Характеристические кривые подъемника $Q = f(p)$ при $(p_y, B, H_6) = \text{const}$ ($d_3 > d_2 > d_1$). 1 – индикаторная линия; d_1, d_2, d_3 – диаметры подъемника

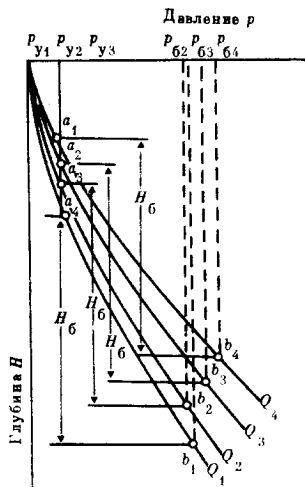
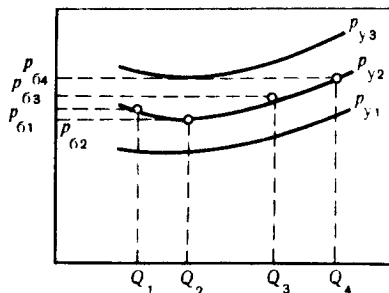


Рис. 27. Кривые распределения давления $p = f(H)$ в подъемнике при $(d, B) = \text{const}$ ($Q_4 > Q_3 > Q_2 > Q_1$).

Рис. 28. Характеристические кривые подъемника $Q = f(p_6)$ при $(d, B, H_6) = \text{const}$ ($p_{y3} > p_{y2} > p_{y1}$)



диаметра подъемника, обводненности и глубины спуска НКТ (рис. 28).

Графические зависимости $Q = f(p_6)$ строятся с использованием кривых распределения давления $p = f(H)$. Порядок построения следующий: из заданного давления на устье, например, p_{y2} опускают вертикаль до пересечения с кривыми $p = f(H)$, соответствующими различным дебитам Q_4, Q_3, Q_2, Q_1 (точки a_4, a_3, a_2, a_1). Из данных точек пересечения откладывают глубину спуска колонны НКТ (H_6) и находят соответствующие глубины (точки b_4, b_3, b_2, b_1), давление в которых равно давлению у башмака p_{64}, p_{63}, p_{62} и p_{61} при соответствующих дебитах Q_4, Q_3, Q_2 и Q_1 .

По полученным значениям строят характеристическую кривую подъемника $Q = f(p_6)$ при p_{y2} . Затем проводят аналогичные построения для p_{y1}, p_{y3} и т.д. (см. рис. 28).

Таким образом, данный метод требует обширной расчетной предварительной работы для построения зависимостей $Q = f(p)$, $p = f(H)$ и $Q = f(p_6)$.

Порядок расчета процесса фонтанирования следующий: индикаторная линия скважины (см. кривая 1 на рис. 26) накладывается на соответствующие характеристические кривые подъемника ($p_y, B, H_6 = \text{const}$) и для определенного забойного давления (давление у башмака) устанавливается диаметр подъемника при дебите Q (в данном случае d_1). Затем по кривым, представленным на рис. 28, проверяется возможность фонтанирования с заданным давлением p_y .

ГЛАВА 6

ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

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

6.1. РАСЧЕТ ПУСКОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ПОДЪЕМНИКОВ

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

При расчете пускового давления рассматривают следующие случаи:
поглощение жидкости пластом отсутствует;
полное поглощение жидкости пластом;
частичное поглощение жидкости пластом.

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

Пусковое давление для одноярусного подъемника рассчитывают по следующим формулам:

$$\rho_n = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_n) \frac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{d_{вн}^2} \right]; \quad (6.1)$$

$$\rho_n = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_n) \frac{d_{вн}^2}{D_{вн}^2 - d_{нар}^2} \right]. \quad (6.2)$$

Для двухрядного подъемника пусковое давление

$$\rho_n = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_n) \frac{d_{в\ вн}^2 - d_{нар}^2}{D_{вн}^2 - d_{в\ нар}^2 + d_{вн}^2} \right], \quad (6.3)$$

$$\rho_n = h \rho_{ж} g \left[1 + (1 - K_n) \frac{d_{вн}^2}{D_{вн}^2 - d_{в\ нар}^2 + d_{в\ вн}^2 - d_{нар}^2} \right], \quad (6.4)$$

где h — погружение башмака подъемника под статический уровень, м; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, кг/м³; $D_{вн}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{нар}$ — наружный диаметр подъемника, м; $d_{вн}$ — внутренний диаметр подъемника, м; $d_{в\ вн}$ — внутренний диаметр воздушных труб, м; $d_{в\ нар}$ — наружный диаметр воздушных труб, м.

Формулы (6.1) и (6.3) используют при кольцевой системе закачки, а формулы (6.2) и (6.4) — при центральной системе закачки.

Погружение рассчитывают по формуле

$$h = H_{сп} - H_{ст}, \quad (6.5)$$

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

Задача 6.1. Рассчитать и сопоставить пусковые давления для однорядного подъемника при кольцевой и центральной системах для следующих условий:

диаметр эксплуатационной колонны $D_{вн} = 0,1321$ м; соответственно диаметры подъемника $d_{вн} = 0,0403$ м и $d_{нар} = 0,0483$ м; коэффициент, учитывающий поглощение пластом, $K_n = 0; 0,3; 0,7; 1$; погружение под статический уровень жидкости $h = 450$ м; плотность жидкости $\rho_{ж} = 809$ кг/м³.

Решение. Рассчитываем пусковые давления при кольцевой системе закачки соответственно при $K_n = 0; 0,3; 0,7$ и 1 :

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

$$p_n = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + (1 - 0,3) \frac{0,1321^2 - 0,0483^2}{0,0403^2} \right] = 26,84 \text{ МПа};$$

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

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

Соответствующие пусковые давления при центральной системе

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

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

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

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

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

Задача 6.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать пусковые давления, если подъемник двухрядный, а соответствующие диаметры воздушной колонны $d_{вн} = 0,0759$ м и $d_{нар} = 0,0889$ м.

Проанализировать пусковые давления для однорядного и двухрядного подъемников.

6.2. РАСЧЕТ РАССТАНОВКИ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ (ПУСКОВЫХ И РАБОЧЕГО)

Под пуском газлифтной скважины понимается процесс снижения забойного давления путем закачки в подъемник сжатого газа через последовательно расположенные на нем газлифтные клапаны.

Расчет пуска скважины предусматривает определение глубины установки клапанов, типоразмеров и параметров их работы, а также параметров тарировки, обеспечивающих нормальную их работу в скважине. Задача выбора типоразмера, параметров работы клапана и параметров тарировки достаточно сложна и в данном учебном пособии не рассматривается.

Принцип графоаналитического метода расчета расстановки газлифтных клапанов базируется на использовании зависимостей распределения давления и температуры по скважине. Порядок расчета следующий (рис. 29):

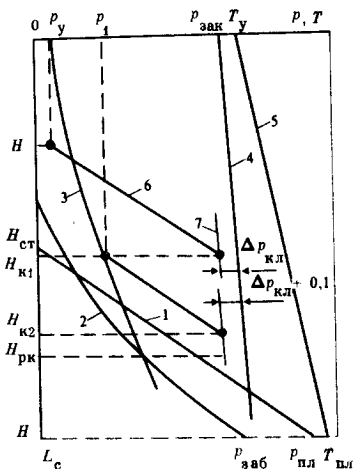
1. Из точки, соответствующей $p_{пл}$, строят профиль гидростатического распределения давления жидкости, используя следующую зависимость:

$$p_{пл} = \rho_{ж} g (L_c - H_{ст}), \quad (6.6)$$

где $H_{ст}$ — статический уровень жидкости при $p_y = p_0$, м.

Точка пересечения этого профиля распределения давления с осью глубин в координатах $p - H$ при $p_y = 0$ дает численное значение расстояния от устья скважины до статического уровня $-H_{ст}$ (кривая 1).

2. Из точки, соответствующей забойному давлению $p_{заб}$, про-



водится кривая распределения давления при работе скважины с заданным дебитом (кривая 2). Эта зависимость строится для пластового газового фактора.

3. Из точки, соответствующей давлению на устье скважины p_y , строится кривая распределения давления в подъемнике выше точки ввода газа (кривая 3). Эта кривая строится для значения оптимального удельного расхода газа. Точка пересечения кривых 2 и 3 определяет глубину установки рабочего клапана $H_{рк}$.

4. Из точки, соответствующей давлению закачки газа $p_{зак}$, строится кривая распределения давления газа, рассчитываемая по барометрической формуле (линия 4).

Рис. 29. Последовательность методички расстановки газлифтных клапанов

5. Из точки, соответствующей T_y (или из точки, соответствующей $T_{пл}$), проводится линия распределения температуры (линия 5).

Глубина установки первого клапана зависит от положения статического уровня в скважине, рассчитываемого по формуле

$$H_{ст} = L_c - 10^6 \rho_{пл} / (\rho_{ж} g), \quad (6.7)$$

а также от превышения уровня жидкости при закачке газа над статическим $\Delta H_{ст}$, вычисляемого так:

$$\Delta H_{ст} \approx 10^6 (\rho_{зак} - \rho_y) / (\rho_{ж} g). \quad (6.8)$$

Скважины имеют низкий или высокий динамический уровень, что определяется соотношением $H_{ст}$ и $\Delta H_{ст}$. Если $\Delta H_{ст} \geq H_{ст}$, то динамический уровень в скважине высокий; если $\Delta H_{ст} < H_{ст}$, то динамический уровень в скважине низкий и при продавке жидкость не достигает устья скважины.

Рассчитывают глубину

$$H = H_{ст} - \Delta H_{ст}. \quad (6.9)$$

При $\Delta H_{ст} < H_{ст}$ из точки с координатами H, ρ_y проводят линию, параллельную профилю 1 (линия 6), а также линию, параллельную профилю 4 (на расстоянии, равном перепаду давлений на клапане $\Delta p_{кл}$) — линия 7. Пересечение линий 6 и 7 дает глубину установки первого клапана $H_{к1}$. Из точки с координатами $H_{к1}, \rho_1$ (точка пересечения глубины $H_{к1}$ и профиля 3) проводят линию, параллельную 1 до пересечения с линией, параллельной 4 на расстоянии

$$\Delta p = \Delta p_{кл} + 0,1, \quad (6.10)$$

и определяют глубину установки второго клапана $H_{к2}$. Поступая аналогично, определяют глубину установки 3, 4 и последующих клапанов.

Задача 6.3. Рассчитать глубину установки пусковых и рабочего клапанов для следующих условий:

дебит скважины $Q_{ж} = 12 \text{ м}^3/\text{сут}$; обводненность продукции $B = 0,92$; давление на устье $p_y = 0,8 \text{ МПа}$; забойное давление $p_{зак} = 12,3 \text{ МПа}$; глубина скважины $L_c = 2550 \text{ м}$; газовый фактор $G_0 = 111,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$; удельный расход газа $R_0 = 350 \text{ м}^3/\text{м}^3$; диаметр подъемника $d = 0,0635 \text{ м}$; диаметр эксплуатационной колонны $D = 0,146 \text{ м}$; плотность пластовой нефти $\rho_{нп} = 728,9 \text{ кг/м}^3$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 826,6 \text{ кг/м}^3$; плотность воды $\rho_v = 1042 \text{ кг/м}^3$.

Решение. Рассчитываем среднюю плотность нефти

$$\bar{\rho}_н = \frac{\rho_{нп} + \rho_{нд}}{2} = \frac{728,9 + 826,6}{2} = 777,75 \text{ кг/м}^3.$$

Вычисляем плотность жидкости

$$\rho_{ж} = \bar{\rho}_н (1 - B) + \rho_v B = 777,75 \cdot 0,08 + 1042 \cdot 0,92 = 1021 \text{ кг/м}^3.$$

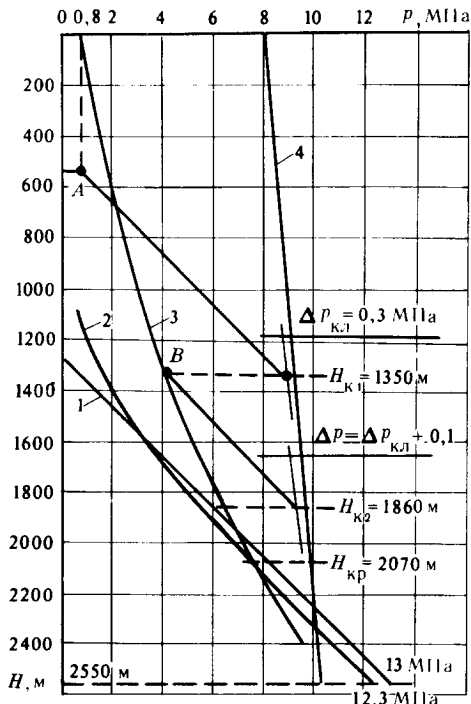


Рис. 30. График к расчету расстановки газлифтных клапанов. Обозначения см. рис. 29

По формуле (6.7) определяем статический уровень

$$H_{\text{ст}} = 2500 - 10^6 \cdot 13 / (1021 \cdot 9,81) = 1252 \text{ м.}$$

Строим распределение давления в колонне — линия 1, рис. 30.

По одному из известных методов рассчитывается распределение давления при движении продукции с забоя скважины (газовый фактор $G_0 = 111,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Получаем следующие результаты расчета распределения давления.

p , МПа	12,3	11,3	10,3	9,3	8,3	7,3	
H , м	2500	2445	2340	2232	2128	2024	
p , МПа	6,3	5,3	4,3	3,3	2,3	1,3	0,3
H , м	1925	1812	1687	1555	1413	1250	1020

По данным расчета строим распределение давления — линия 2.

Затем вычисляется распределение давления в подъемнике при удельном расходе газа $R_0 = 350 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

p , МПа	0,8	2,03	3,26	4,49	5,72	
H , м	0	623,4	1074	1411	1691	
p , МПа	6,95	8,18	9,41	10,64	11,87	12,3
H , м	1937	2161	2367	2562	2748	2811

По результатам расчета построена кривая 3.

Рассчитывается распределение давления закачиваемого газа по глубине. При давлении закачки на устье $p_{\text{зак}} = 8,1$ МПа давление на глубине 2550 м составит примерно 10,4 МПа – линия 4.

По формуле (6.8) $\Delta H_{\text{ст}} = 10^6 (8,1 - 0,8) / (1021 \cdot 9,81) \cong 728,8$ м.

По формуле (6.9) $H = 1252 - 728,8 = 523,2$ м.

Находим точку с координатами $p_{\text{г}} = 0,8$ МПа и $H = 523,2$ м – точка А. Из этой точки проводим линию, параллельную линии 1, до пересечения с линией, проведенной на расстоянии $\Delta p_{\text{кп}} = 0,3$ МПа параллельно линии 4. Получаем глубину установки первого газлифтного клапана $H_{\text{к1}} = 1350$ м. Из точки В проводим параллельную линию 1 до пересечения с параллельной 4, вычисленной по (6.10) и получаем глубину установки второго газлифтного клапана $H_{\text{к2}} = 1860$ м.

Точка пересечения линий 2 и 3 дает глубину установки рабочего клапана $H_{\text{кр}} = 2070$ м.

Таким образом, подъемник необходимо оборудовать двумя пусковыми клапанами, расположенными на глубинах 1350 и 1860 м, а также рабочим клапаном, расположенным на глубине 2070 м.

6.3. РАСЧЕТ КОМПРЕССОРНОГО ПОДЪЕМНИКА

Суть данного расчета сводится к выбору режима работы компрессорного подъемника, характеризующегося минимальными затратами энергии. При этом считается, что отбор жидкости из скважины оптимален. Выполняются расчеты зависимостей $p = f(H)$ для различных значений удельного расхода газа R_0 . Для каждого удельного расхода газа вычисляется удельная энергия W , затрачиваемая на подъем единицы объема жидкости.

Принимая процесс расширения газа политропическим (показатель политропы $n \cong 1,2$), а нормальное давление $p_0 \cong 0,1$ МПа, удельную энергию (в кДж/м³) можно рассчитать по следующей формуле:

$$W = 0,6 \cdot 10^3 R_0 \left[\left(\frac{p_{\text{г}}}{p_{\text{г}}} \right)^{0,167} - 1 \right], \quad (6.11)$$

где R_0 – удельный расход газа, м³/м³; $p_{\text{г}}$, $p_{\text{г}}$ – соответственно давления в колонне НКТ в точке ввода газа (на глубине рабочего клапана) и на устье скважины, МПа.

Задача 6.4. Для условий предыдущей задачи выбрать режим минимального расхода энергии для следующих значений удельного расхода газа: $R_0 = 40, 150, 250, 350$ и 500 м³/м³.

Решение. Для каждого удельного расхода газа по условиям предыдущей задачи рассчитываем распределения давлений.

p , МПа	0,8	2,03	3,26	4,49	5,72	6,95
H , м, при:						
$R_0 = 40$	0	216,4	381,3	530,7	672,5	809,7
$R_0 = 150$	0	438,6	709,0	927,6	1120	1298
$R_0 = 250$	0	631,7	994	1273	1510	1723
$R_0 = 350$	0	633,4	1074	1411	1691	1937
$R_0 = 500$	0	705,8	1257	1678	2019	2313
p , МПа	8,18	9,41	10,64	11,87	12,30	
H , м, при:						
$R_0 = 40$	943,9	1074	1206	1336	1381	
$R_0 = 150$	1465	1625	1779	1929	1981	
$R_0 = 250$	1918	2102	2277	2446	2503	
$R_0 = 350$	2161	2367	2562	2748	2811	
$R_0 = 500$	2576	2815	3038	3249	3319	

По этим результатам строим кривые распределения давления 1, 2, 3, 4 и 5 соответственно для $R_0 = 40, 150, 250, 350$ и $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рис. 31). На этом же рисунке показана зависимость $p = f(H)$ (кривая 6), рассчитанная для газового фактора $G_0 = 111,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Как видно из рис. 31, работа подъемника с удельным расходом газа $R_0 = 40, 150$ и $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ невозможна (отсутствуют точки совместной работы пласта и подъемника), так как линии 1, 2, 3 и 6 не пересекаются. Совместная работа возможна при удельных расходах газа более $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Так, для удельного расхода газа $350 \text{ м}^3/\text{м}^3$ рабочий клапан необходимо установить на глубине 2070 м, а давление в трубах $p_T = 7,7$ МПа; для удельного расхода $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ глубина установки рабочего клапана 1770 м, а давление в трубах $p_T = 4,7$ МПа. Рассчитываем удельную энергию при $R_0 = 350 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $p_V = 0,8$ МПа, $p_T = 7,7$ МПа:

$$W = 0,6 \cdot 10^3 \cdot 350 \left[\left(\frac{7,7}{0,8} \right)^{0,167} - 1 \right] = 96,51 \cdot 10^3 \text{ кДж/м}^3;$$

при $R_0 = 500 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $p_V = 0,8$ МПа, $p_T = 4,7$ МПа:

$$W = 0,6 \cdot 10^3 \cdot 500 \left[\left(\frac{4,7}{0,8} \right)^{0,167} - 1 \right] = 103,22 \cdot 10^3 \text{ кДж/м}^3.$$

Таким образом, для данной скважины оптимальный режим компрессорной эксплуатации — режим с удельным расходом газа $R_0 = 350 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Глубина спуска подъемника $H_{\text{сп}} = 2550$ м, рабочий клапан установлен на глубине 2070 м.

Если рассматривать расчет компрессорного подъемника в тради-

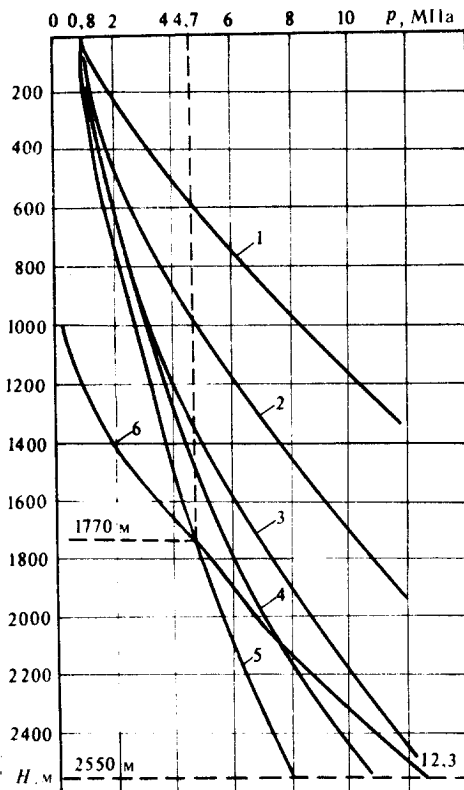


Рис. 31. Кривые распределения давления при различных удельных расходах газа

ционном виде, то при расчете необходимо определить диаметр подъемника, его длину и оптимальный удельный расход газа.

В этом случае диаметр подъемника рассчитывается по формулам (5.27) или (5.28); длина подъемника — по формулам (5.18) или (5.21). Удельный расход газа (в $\text{м}^3/\text{т}$) на оптимальном режиме

$$R_{\text{опт}} = \frac{1,227 \cdot 10^{-2} (\rho_{\text{ж}} g L - p_6 + p_{\text{У}}) L}{d^{0,5} (\rho_6 - \rho_{\text{У}}) \lg (\rho_6 / \rho_{\text{У}})}, \quad (6.12)$$

где L — глубина спуска подъемника (рабочего клапана), м; p_6 — давление у башмака, Па; $p_{\text{У}}$ — давление на устье, Па; d — диаметр подъемника, м.

Задача 6.5. Рассчитать длину подъемника, его диаметр, а также удельный расход газа на оптимальном режиме для следующих условий: дебит скважины $Q_{\text{ж}} = 12 \text{ м}^3/\text{сут}$; плотность жидкости $\rho_{\text{ж}} = 1021 \text{ кг/м}^3$; рабочий клапан установлен на глубине $L = 2070 \text{ м}$;

давление газа перед рабочим клапаном $p_6 = 9,9$ МПа; давление на устье скважины $p_y = 0,8$ МПа.

Ответ: $d_{\text{опт}} = 25$ мм (стандартные трубы диаметром 33,4 мм, внутренний диаметр 26,4 мм). Длина подъемника $L = 2070$ м, удельный расход газа $R_{\text{опт}} = 183 \text{ м}^3/\text{т}$.

6.4. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО И МАКСИМАЛЬНОГО ДЕБИТОВ ПОДЪЕМНИКА

При эксплуатации скважин газлифтным способом в основном необходимо рассчитать оптимальный и максимальный дебиты подъемника заданного диаметра. Особенно актуальна эта задача при лимитируемых источниках рабочего агента в рамках перехода нефтедобывающей отрасли на ресурсосберегающие технологии.

Для расчета оптимального и максимального дебитов (в т/сут) подъемника используются формулы академика А.П. Крылова:

$$Q_{\text{опт}} = 15,625 \cdot 10^{-9} \frac{d^3 (\rho_{\text{ж}} gL - p_6 + p_y) (p_6 - p_y)^{1,5}}{\rho_{\text{ж}}^{1,5} L^{2,5}}; \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{max}} = 155,4 \cdot 10^{-9} \frac{d^3 (p_6 - p_y)}{\rho_{\text{ж}}^{0,5} L^{1,5}}, \quad (6.14)$$

где d — внутренний диаметр подъемника, мм; p_6 — давление у башмака подъемника, если газ вводится через башмак или давление у рабочего клапана, МПа; L — глубина спуска подъемника (башмака) или глубина установки рабочего клапана, м.

Задача 6.6. Рассчитать оптимальный и максимальный дебиты скважины для следующих условий:

глубина спуска подъемника $L = 1700$ м; давление у башмака подъемника $p_6 = 8,7$ МПа; давление на устье скважины $p_y = 0,5$ МПа; плотность жидкости $\rho_{\text{ж}} = 890 \text{ кг/м}^3$; диаметр подъемника (условный) $d = 60$ мм.

Решение. В соответствии со справочными материалами внутренний диаметр труб равен 50,3 мм.

Определяем оптимальный дебит

$$\begin{aligned} Q_{\text{опт}} &= 15,625 \cdot 10^{-9} \frac{(50,3)^3 [890 \cdot 9,81 \cdot 1700 - (8,7 + 0,5)10^6] (8,7 \cdot 10^6 - 0,5 \cdot 10^6)^{1,5}}{890^{1,5} \cdot 1700^{2,5}} = \\ &= \frac{15,625 \cdot 10^{-9} \cdot 1,27263 \cdot 10^5 \cdot 6,64253 \cdot 10^6 \cdot 2,34812 \cdot 10^{10}}{2,65512 \cdot 10^4 \cdot 1,19158 \cdot 10^8} = \\ &= \frac{310,153 \cdot 10^{12}}{3,1637878 \cdot 10^{12}} = 98 \text{ т/сут.} \end{aligned}$$

Таким образом, оптимальный дебит подъемника с условным диаметром 60 мм равен 98 т/сут.

Рассчитаем максимальный дебит

$$Q_{\max} = \frac{155,4 \cdot 10^{-9} \cdot 1,27263 \cdot 10^5 \cdot 2,34812 \cdot 10^{10}}{29,8329 \cdot 7,0093 \cdot 10^4} =$$

$$= \frac{464,38 \cdot 10^6}{209,108 \cdot 10^4} = 222 \text{ т/сут.}$$

Скважина, оборудованная подъемником диаметром 60 мм и длиной 1700 м, может дать максимальный дебит 222 т/сут.

6.5. РАСЧЕТ ПЛУНЖЕРНОГО ПОДЪЕМНИКА

Плунжерный подъемник имеет собственную область применения и оказывается экономически рентабельным, особенно при работе только за счет пластового газа (без дополнительного нагнетания газа с поверхности). Возможна реализация плунжерного подъемника с пакером или с башмачной воронкой. При этом предполагается, что забойное давление меньше давления насыщения. Длина подъемника

$$L = L_c - h_a, \quad (6.15)$$

где L_c — глубина скважины (в данном случае принимается расстояние от устья до верхних дыр перфорации), м; h_a — расстояние башмака лифта (пакера) до места установки нижнего амортизатора, м. Обычно принимается равным 25–50 м.

Среднее давление на уровне нижнего амортизатора

$$\bar{\rho}_a = \rho_{\text{заб}} - h_a \rho_{\text{см}} g, \quad (6.16)$$

где $\rho_{\text{см}}$ — средняя плотность газожидкостной смеси на участке от забоя до нижнего амортизатора, кг/м³.

Затем необходимо рассчитать высоту столба жидкости с плотностью $\rho_{\text{жп}}$ над нижним амортизатором

$$h_{\text{ж}} = \bar{\rho}_a / (\rho_{\text{жп}} g), \quad (6.17)$$

где $\rho_{\text{жп}}$ — средняя плотность жидкости, поступающей из пласта, кг/м³.
Оптимальная скорость подъема плунжера, м/с:

$$v_{\text{п}} = 50 \sqrt[3]{s \sqrt{10^3 / (h_{\text{ж}} \rho_{\text{жп}})}} , \quad (6.18)$$

где s — ширина зазора между плунжером и стенками подъемника, м

$$s = r_{\text{вн}} - r_{\text{пл}}, \quad (6.19)$$

$r_{\text{вн}}$ — внутренний радиус подъемника, м; $r_{\text{пл}}$ — наружный радиус плунжера, м.

В практических расчетах можно принимать $s = 0,002$ м.
 Внутренний диаметр подъемника, м:

$$d_{\text{вн}} = 0,1205 \sqrt{\frac{Q_{\text{ж}} \left(\frac{L}{v_{\text{п}}} + \frac{L - h_{\text{ж}}}{12} + \frac{h_{\text{ж}}}{1,5} \right)}{h_{\text{ж}} \rho_{\text{жп}}}}, \quad (6.20)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — заданный дебит скважины, т/сут.

Давление газа под плунжером $p_{\text{г}}$, необходимое для подъема плунжера со столбом жидкости над ним, рассчитывается так:

$$p_{\text{г}} = 10^{-6} \left(h_{\text{ж}} \rho_{\text{жп}} g + \lambda \frac{v_{\text{п}}^2 h_{\text{ж}} \rho_{\text{жп}}}{2 d_{\text{вн}}} + p_{\text{у}} + p_{\text{тп}} + p_{\text{вп}} \right), \quad (6.21)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений (на практике принимается равным 0,03); $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр подъемника, м; $p_{\text{у}}$ — давление на устье, Па; $p_{\text{тп}}$ — давление, затрачиваемое на преодоление трения плунжера и принимаемое равным 10^4 Па; $p_{\text{вп}}$ — давление, затрачиваемое на преодоление веса плунжера и принимаемое равным $2 \cdot 10^4$ Па.

Рассчитываются утечки газа из-под плунжера через зазор между плунжером и стенками подъемника шириной s :

$$V_{0\text{уТ}} = 271,96 d_{\text{вн}} s \sqrt{p_{\text{г}}}, \quad (6.22)$$

где $V_{0\text{уТ}}$ — утечки газа, м³/с; $p_{\text{г}}$ — давление газа под плунжером, МПа.

Проверка возможности осуществления плунжерного подъема нефти за счет пластового газа выполняется по следующему условию:

$$G_0 - \frac{\alpha}{\rho_{\text{жп}}} (p_{\text{г}} - 0,1) \geq \frac{F_{\text{эк}}}{F_{\text{в}}} \frac{86\,400}{Q_{\text{ж}}} (v_{\text{п}} f_{\text{п}} p_{\text{г}} 10 + V_{0\text{уТ}}), \quad (6.23)$$

где $\rho_{\text{жп}}$ — относительная (по воде) плотность жидкости; α — коэффициент растворимости газа, м³/(м³ · МПа); $F_{\text{эк}}$ — площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, м²; $F_{\text{в}}$ — площадь поперечного сечения воронки, м²; $f_{\text{п}}$ — площадь поперечного сечения подъемника, м².

Следует отметить, что если подъемник оборудован пакером, то значение $F_{\text{эк}}/F_{\text{в}}$ принимается равным единице.

На практике диаметр воронки выбирается таким, что $F_{\text{эк}}/F_{\text{в}} = 1,075$.

Рассчитывается количество газа (в м³), расходуемое за один цикл (подъем плунжера и его падение):

$$V_{0\text{ц}} = 10 L f_{\text{п}} p_{\text{г}} + V_{0\text{уТ}} \frac{L}{v_{\text{п}}}. \quad (6.24)$$

Время (в с) одного цикла

$$t_{\text{ц}} = \frac{L}{v_{\text{п}}} + \frac{L - h_{\text{ж}}}{12} + \frac{h_{\text{ж}}}{1,5} \quad (6.25)$$

Число циклов в сутки

$$n = 86400/t_{\text{ц}} \quad (6.26)$$

Объем жидкости (в м³), поднимаемой за один цикл,

$$q_{\text{ж}} = (1 - K_{\text{у}}) h_{\text{ж}} f_{\text{п}} \quad (6.27)$$

где $K_{\text{у}}$ — коэффициент утечек жидкости через зазор между плунжером и стенками подъемника. На практике может быть принят равным 0,02.

Подача (в т/сут) плунжерного подъемника

$$Q_{\text{п}} = q_{\text{ж}} n \rho_{\text{жп}} 10^{-3} \quad (6.28)$$

Удельный расход газа (в м³/т) в плунжерном подъемнике

$$R_{\text{оп}} = 10^3 V_{\text{оц}} / (q_{\text{ж}} \rho_{\text{жп}}) \quad (6.29)$$

Задача 6.7. Рассмотреть возможность осуществления плунжерного подъема нефти за счет пластового газа для следующих условий (месторождение эксплуатируется на режиме растворенного):

глубина скважины $L_{\text{с}} = 1420$ м; расстояние от пакера до нижнего амортизатора $h_{\text{а}} = 30$ м; пакер установлен на глубине 1420 м; дебит скважины $Q_{\text{ж}} = 35$ т/сут; пластовый газовый фактор $G_0 = 399$ м³/т;

плотность жидкости, поступающей из пласта, $\rho_{\text{жп}} = 856$ кг/м³; забойное давление $p_{\text{заб}} = 1,7$ МПа; давление на устье скважины $p_{\text{у}} = 0,15$ МПа; коэффициент растворимости газа $\alpha = 8$ м³/(м³ · МПа).

Плотность газожидкостной смеси в интервале от забоя до нижнего амортизатора $\rho_{\text{см}} = 425$ кг/м³.

Решение. По формуле (6.15) рассчитываем длину плунжерного подъемника (расстояние от устья скважины до нижнего амортизатора) $L = 1420 - 30 = 1390$ м.

Среднее давление на уровне нижнего амортизатора в соответствии с (6.16) $\bar{p}_{\text{а}} = 1,7 - 30 \cdot 425 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 1,575$ МПа. Высота столба жидкости в подъемнике над нижним амортизатором

$$h_{\text{ж}} = 1,575 \cdot 10^6 / (856 \cdot 9,81) = 187,56 \text{ м.}$$

Рассчитываем оптимальную скорость подъема плунжера по (6.18):

$$v_{\text{п}} = 50 \sqrt[3]{0,002} \cdot \sqrt{\frac{10^3}{187,56 \cdot 856}} = 2,7 \text{ м/с.}$$

Вычисляем по (6.20) диаметр подъемника

$$d = 0,1205 \sqrt{\frac{35 \left(\frac{1390}{2,7} + \frac{1390 - 187,56}{12} + \frac{187,56}{1,5} \right)}{663,9 \cdot 856}} = 0,0484 \text{ м.}$$

Ближайший номинальный больший стандартный диаметр труб равен 0,060 м (внутренний диаметр $d_{вн} = 0,0503$ м).

Давление под плунжером, необходимое для подъема плунжера со столбом жидкости над ним, рассчитываем по (6.21) :

$$\begin{aligned} p_r &= 10^{-6} (187,56 \cdot 856 \cdot 9,81 + 0,03 \frac{2,7^2 \cdot 187,56 \cdot 856}{2 \cdot 0,0503} + \\ &+ 0,15 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot 10^4) = 1,575 + 0,35 + 0,15 + 0,03 = 2,105 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Определяем утечки газа

$$V_{0 \text{ ут}} = 271,96 \cdot 0,0503 \cdot 0,002 \sqrt{2,105} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Проверяем возможность реализации подъема продукции плунжерным способом за счет пластового газа, используя (6.23) :

$$399 - \frac{8}{0,856} \cdot 2,005 \geq 2468,57 (2,7 \cdot 0,00198 \cdot 2,105 \cdot 10 + 0,04),$$

$$380,3 > 376,5.$$

Таким образом, условие (6.26) выполняется и плунжерный подъемник будет работать за счет пластового газа.

Вычислим объем газа, расходуемый за один цикл, $V_{0 \text{ ц}} = 10 \cdot 1390 \cdot 0,00198 \cdot 2,105 + 0,04 \frac{1390}{2,7} = 78,526 \text{ м}^3$.

Объем жидкости, поднимаемой за один цикл, $q_{ж} = (1 - 0,02) 187,56 \cdot 0,00198 = 0,364 \text{ м}^3$.

Удельный расход газа при осуществлении плунжерного подъема $R_0 = 10^3 \cdot 78,526 / (0,364 \cdot 856) \cong 252 \text{ м}^3/\text{т}$.

Время одного цикла

$$t_{\text{ц}} = \frac{1390}{2,7} + \frac{1390 - 187,56}{12} + \frac{187,56}{1,5} = 740 \text{ с.}$$

Число циклов в сутки $n = 86400/740 \cong 117$ циклов.

Следовательно, возможная подача плунжерного подъема $Q_n = 0,364 \cdot 117 \cdot 856 \cdot 10^{-3} = 36,5 \text{ т/сут}$, что обеспечивает заданный дебит скважины $Q_{ж} = 35 \text{ т/сут}$.

Рассчитаем, чему бы равнялся удельный расход газа при непрерывном газлифте. Для этого воспользуемся уравнением (6.12) :

$$R_{\text{опт}} = \frac{1,277 \cdot 10^2 \cdot 1420 (856 \cdot 9,81 \cdot 1420 - 1,7 \cdot 10^6 + 0,15 \cdot 10^6)}{0,0503^2 (1,7 - 0,15) \cdot 10^6 \lg \frac{1,7}{0,15}} =$$

$$= 493 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Таким образом, при непрерывном компрессорном способе подъема удельный расход газа равнялся бы 493 м³/т, т.е. был бы почти в 2 раза большим, чем при периодическом плунжерном подъеме.

Задача 6.8. Для условий предыдущей задачи рассмотреть возможность увеличения дебита скважины до 50 т/сут. Рассчитать, при каком пластовом газовом факторе возможен отбор из скважины указанного дебита.

ГЛАВА 7

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Установки скважинных штанговых насосов (УСШН) широко применяются для эксплуатации различных категорий скважин. Осложнение условий эксплуатации добывающих скважин расширяет и область применения УСШН.

Одна из основных задач проектирования эксплуатации скважин УСШН — обоснование и выбор (на первом этапе — предварительный или ориентировочный) компоновки УСШН для заданных условий эксплуатации.

7.1. ВЫБОР КОМПОНОВКИ СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Под компоновкой СШНУ понимают взаимосвязанную совокупность следующих параметров: диаметр и тип скважинного штангового насоса, глубина его спуска и конструкция колонны НКТ, а также типоразмер предварительно заданного станка-качалки, определяемых на начальном этапе проектирования. На следующем этапе проектирования СШНУ обосновывают конструкцию штанговой колонны, уточняют типоразмер станка-качалки и рассчитывают другие многочисленные характеристики.

Прежде чем приступить к выбору компоновки, необходимо иметь основные технологические характеристики работы данной скважины, а также знать опыт эксплуатации скважин УСШН.

Алгоритм выбора компоновки можно записать в следующем виде.

1. Для заданных забойного давления и дебита рассчитывается распределение давления от забоя скважины в стволе (рис. 32, кривая 1).

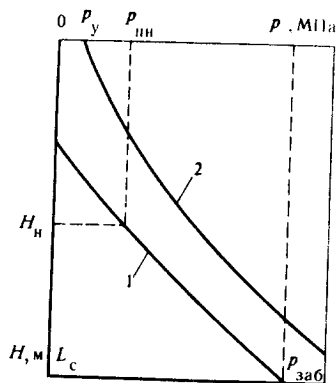


Рис. 32. Кривые распределения давления в стволе скважины (1) и в НКТ (2)

системой разработки. Так, для девонских месторождений Урало-Поволжья давление на приеме безводных скважин принимается равным 2,5 МПа; для угленосных – 3 МПа (некоторое увеличение давления на приеме обусловлено большей вязкостью нефти угленосных отложений). Используя рекомендацию Г.Н. Суханова, оценку давления на приеме (в МПа) с учетом обводненности продукции можно выполнить по следующей формуле:

$$p_{пн} = 0,5 + 0,3p_{нас} (1 - B), \quad (7.1)$$

где B – обводненность продукции.

4. По рассчитанному давлению на приеме насоса определяется глубина спуска насоса H_n . Пример определения глубины спуска насоса показан на рис. 32 пунктирной линией.

5. Для заданных на поверхности дебита жидкости $Q_{ж}$ и обводненности продукции B рассчитывается объемный расход (дебит) продукции скважины при давлении у приема $p_{пн}$:

$$Q_{ж}(p_{пн}) = Q_{нд} b_{ж}(p_{пн}) / (1 - B), \quad (7.2)$$

где $Q_{ж}(p_{пн})$ – дебит жидкости на приеме насоса, $\text{м}^3/\text{сут}$; $Q_{нд}$ – дебит дегазированной нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$; $b_{ж}(p_{пн})$ – объемный коэффициент жидкости (продукции скважины) при давлении на приеме насоса $p_{пн}$, рассчитываемый по формуле

$$b_{ж}(p_{пн}) = b_n(p_{пн}) (1 - B) + b_v(p_{пн}) B, \quad (7.3)$$

$b_n(p_{пн})$, $b_v(p_{пн})$ – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды ($b_v(p_{пн}) = 1$) при давлении на приеме.

2. Для принятого давления на устье вычисляется распределение давления от устья скважины в колонне НКТ (рис. 32, кривая 2).

3. По имеющимся в литературе рекомендациям рассчитывается давление у приема насоса. В скважинах с низким газовым фактором (до $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и с высокой обводненностью продукции (свыше 75 %) давление на приеме насоса можно принять равным 0,5 МПа. Конкретные величины давления на приеме вычисляются для различных нефтяных районов с учетом опыта эксплуатации скважин УСШН и принятой

Объемный коэффициент нефти

$$b_n(p_{пн}) = 1 + (b_n - 1) \left(\frac{p_{пн} - 0,1}{p_{нас} - 0,1} \right)^{0,25}, \quad (7.4)$$

где b_n – объемный коэффициент нефти при $p_{нас}$.

Вышеперечисленные операции являются по существу подготовительными, но без их реализации невозможен выбор компоновки.

6. По диаграммам А.Н. Адонина (рис. 33) для применяемых в настоящее время на промыслах отечественных станков-качалок по известным значениям проектного дебита $Q_{ж}(p_{пн})$ и высоте подъема жидкости L выбирают диаметр скважинного насоса $D_{пл}$ и типоразмер станка-качалки.

Высоту подъема продукции при известных глубине спуска насоса, устьевом давлении и давлении на приеме приближенно можно вычислить по следующей формуле:

$$L = H_n - 102(p_{пн} - p_y). \quad (7.5)$$

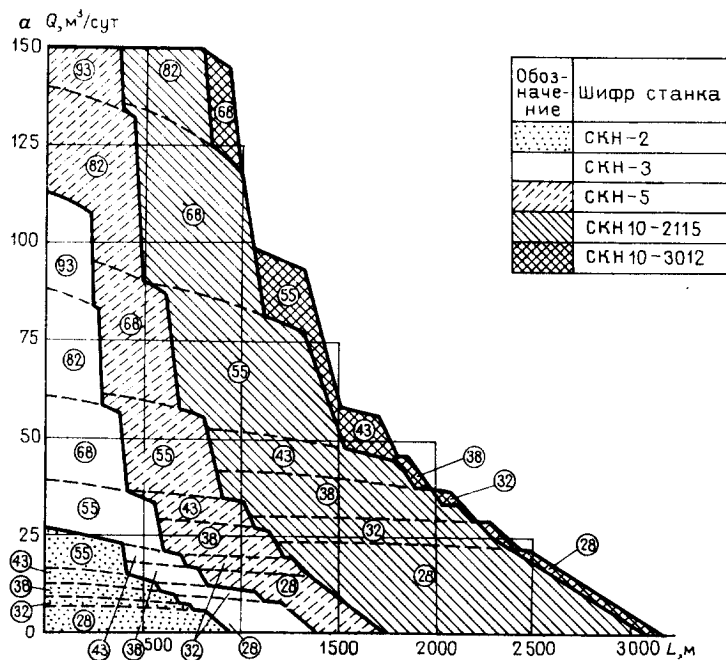
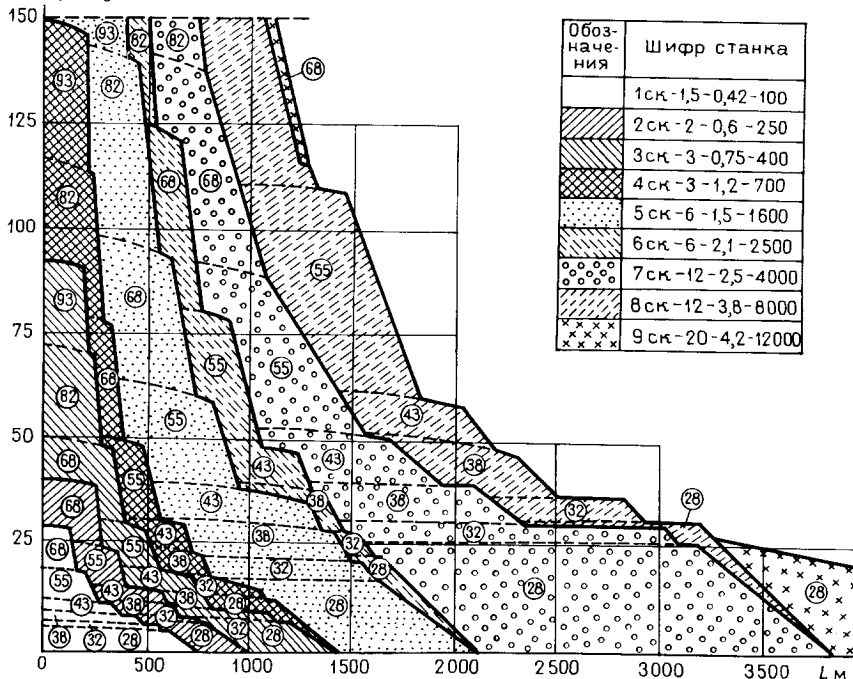


Рис. 33. Диаграммы А.Н. Адонина для различных станков-качалок:

a – типа СКН; *б* – базовые; *в* – модифицированные.

Цифры в кружках обозначают диаметры скважинных насосов

б $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$



7. Тип скважинного насоса следует выбирать в соответствии с областями применения скважинных штанговых насосов (табл. 7.1).

8. Диаметр колонны НКТ, рекомендуемых для использования с выбранным типоразмером насоса, определяют также по табл. 7.1 (последний столбец).

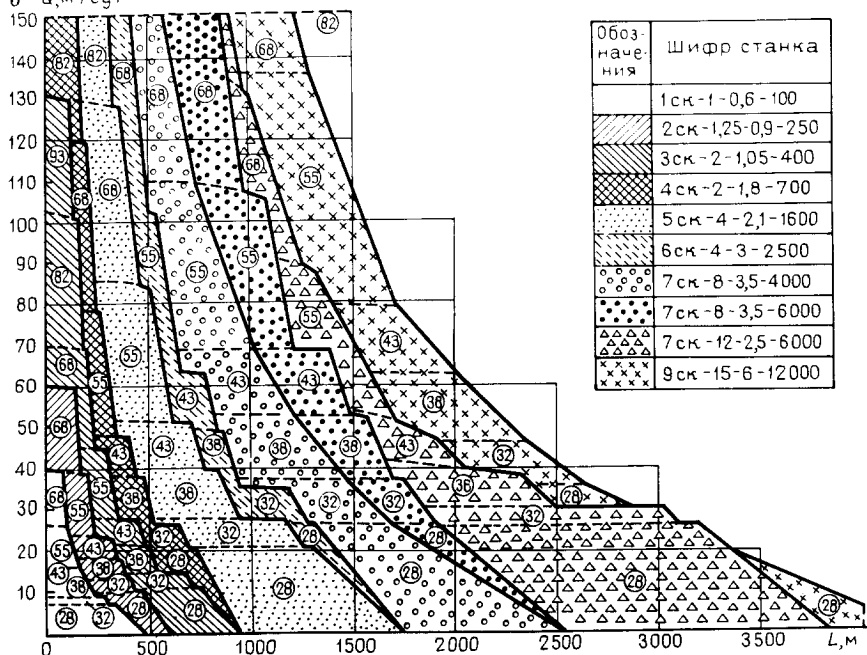
Дальнейшие расчеты ведут с соответствием с нижеизложенным.

Для всех вышеуказанных насосов предельная минерализация воды составляет 200 мг/л; объемное содержание сероводорода — не выше 0,1 % и pH — не менее 6,8.

Задача 7.1. Выбрать компоновку УСШН для следующих условий:

глубина скважины $L_c = 1677$ м; забойное давление $p_{\text{заб}} = 13,3$ МПа; планируемый дебит жидкости $Q_{\text{ж}} = 40$ м³/сут; планируемый дебит нефти $Q_{\text{нд}} = 10$ м³/сут; объемная обводненность продукции $B = 0,75$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 865$ кг/м³; плотность пластовой дегазированной воды $\rho_{\text{в}} = 1186$ кг/м³; плотность газа при стандартных условиях $\rho_{\text{г}} = 1,43$ кг/м³; вязкость нефти $\nu_{\text{н}} = 4,3 \cdot 10^{-6}$ м²/с; вязкость воды $\nu_{\text{в}} = 8,4 \cdot 10^{-7}$ м²/с; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 9,2$ МПа; газовый фактор $G_o = 52,1$ м³/м³; давление на устье $p_{\text{у}} = 1,5$ МПа; средняя температура в скважине $T = 311$ К;

$q, \text{ м}^3/\text{сут}$



объемный коэффициент нефти $b_n = 1,16$; внутренний диаметр скважины $D_{зк} = 0,1273 \text{ м}$.

1. Для соответствующих (см. раздел 7.4) исходных данных по вышеизложенным методикам рассчитывается распределение давления в скважине (рис. 34, линия 1) и в колонне НКТ (рис. 34, линия 2).

2. В соответствии с (7.1) вычисляем:

$$p_{пн} = 0,5 + 0,3 \cdot 9,2 (1 - 0,75) = 1,2 \text{ МПа.}$$

3. Для $p_{пн} = 1,2 \text{ МПа}$ по рис. 34 определяем глубину спуска насоса: $H_n = 640 \text{ м}$.

4. Прежде чем рассчитать дебит скважины при $p_{пн}$, вычисляем объемный коэффициент нефти при $p_{пн}$ по (7.4):

$$b_n(p_{пн}) = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{1,2 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} \approx 1,094.$$

По формуле (7.3) рассчитываем объемный коэффициент жидкости $b_{ж}(p_{пн}) = 1,094 (1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,023$, а затем по формуле (7.2) — дебит скважины по жидкости в условиях приема $Q_{ж}(p_{пн}) = 10 \cdot 1,023 / (1 - 0,75) = 41 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таблица 7.1

Области применения различных типов скважинных штанговых насосов и соответствующих колонн НКТ

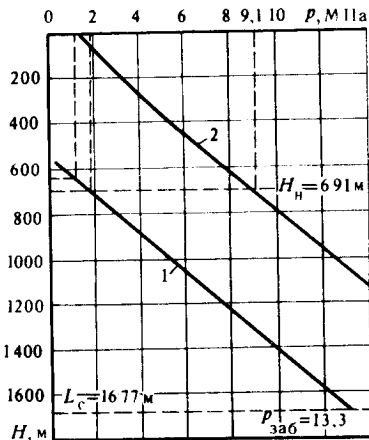
Шифр насоса	Эксплуатационные условия	Условный размер насоса, мм	Идеальная подача при $l = 10 \text{ мин}^{-1}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	Максимальная длина хода плунжера, м	Максимальная высота подъема жидкости, м	Условный диаметр НКТ, мм
НСН1	Вязкость жидкости до 25 мПа · с; объемное содержание механических примесей не более 0,05 %	28	80	0,9	1200	48
		32	10,5	0,9	1200	48
		43	19	0,9	1200	60
		55	31	0,9	1000	73
НСН2	То же	32	35	3	1200	48
		43	94,5	4,5	2200	60
		55	155	4,5	1800	73
		68	235	4,5	1600	89
		93	440	4,5	800	114
НСНА	—"	43	73,5	3,5	1500	48
		55	120	3,5	1200	60
		68	235	4,5	1000	73
		93	440	4,5	800	89
НСВ1	—"	28	31	3,5	2500	60
		32	41	3,5	2200	60
		38	98,5	6	3500	73
		43	125,5	6	1500	73
		55	207	6	1200	89
НСВ2	—"	32	41	3,5	3500	60
		38	98,5	6	3500	73
		43	125,5	6	3000	73
		55	207	6	2500	89
		32	41	3,5	2200	60
НСВ1В	Вязкость жидкости до 15 мПа · с; объемное содержание механических примесей не более 0,2 %	32	41	3,5	2200	60
		38	57,5	3,5	2000	73
		43	73,5	3,5	1500	73
		55	120	3,5	1200	89
НСВГ	Вязкость жидкости до 100 мПа · с; объемное содержание механических примесей не более 0,05 %	38/55	64	3,5	1200	—
		55/43	73,5	3,5	1200	89

5. Рассчитываем высоту подъема продукции L по (7.5): $L = 640 - 102(1,2 - 1,5) \approx 671$ м.

6. По соответствующей диаграмме А.Н. Адонина (см. рис. 33) выбирается диаметр скважинного насоса и типоразмер станка-качалки. Для следующих исходных данных $Q_{ж} = 41 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $L = 671$ м выбираем:

Рис. 34. Кривые распределения давления:

1 — в стволе скважины; 2 — в колонне НКТ



для станков-качалок типа СКН по рис. 33,а $D_{пл} = 55$ мм и СКН5-1812;

для базовых станков-качалок по рис. 35,б $D_{пл} = 55$ мм и 5СК-6-1,5-1600;

для модифицированных станков-качалок по рис. 33,б $D_{пл} = 43$ мм и 5СК-4-2,1-1600.

7. По табл. 7.1 выбираем насос НСН1 (так как в продукции отсутствуют механические примеси [6]); при диаметре насоса 55 мм условный диаметр НКТ — 73 мм (в соответствии с [5] для гладких труб внутренний диаметр $d_{вн} = 0,062$ м); при диаметре насоса 43 мм условный диаметр НКТ-60 мм (для гладких труб внутренний диаметр НКТ $d_{вн} = 0,0503$ м).

Таким образом, предварительно выбранные компоновки для данных условий скважины позволяют использовать различные комбинации наземного и погружного оборудования.

7.2. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ И ГЛУБИНЫ СПУСКА СКВАЖИННОГО НАСОСА

Под оптимальным давлением на приеме насоса будем понимать такое давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины при минимальных условных приведенных затратах. Точное определение оптимального давления представляет сложную технико-экономическую задачу, решить которую можно при определенных допущениях и упрощениях (во всяком случае, на первом этапе решения).

Ниже приведены формулы для расчета давления на приеме насоса в зависимости от физико-химических свойств откачиваемой продукции и ее обводненности, исходящие из требования обеспечения среднего значения коэффициента наполнения насоса $\beta = 0,8$ (колебания коэффициента наполнения 0,7–0,9).

При содержании в газе однократного разгазирования до 30 % азота ($y_a \leq 30\%$) давление на приеме насоса

$$p_{\text{пн}} = \left(1 - \frac{y_a}{100}\right) \frac{1,567 + y_a^2}{1,5 + 0,32 y_a^2} p_{\text{нас}} (1 - B), \quad (7.6)$$

где y_a — содержание азота в газе, %.

При содержании азота свыше 30 % ($y_a > 30\%$) давление на приеме

$$p_{\text{пн}} = 0,68 \frac{1,567 + y_a^2}{1,5 + 0,32 y_a^2} p_{\text{нас}} (1 - B). \quad (7.7)$$

Представленные формулы можно использовать при $3 \leq y_a \leq 83$, $0 \leq B \leq 0,95$.

Глубина спуска насоса

$$H_n = \frac{10^6 (p_{\text{вых}} - p_y - p_{\text{пот}})}{\rho_l g}, \quad (7.8)$$

где $p_{\text{вых}}$, p_y , $p_{\text{пот}}$ — соответственно давление на выходе из насоса (давление на выкиде), на устье и теряемое на преодоление гидравлических сопротивлений, МПа; ρ_l — средняя плотность продукции (жидкости) в насосно-компрессорных трубах (лифте), кг/м³.

Высоту подъема продукции скважины можно рассчитать по приближенной формуле (7.2), а также по следующим более точным зависимостям:

$$L = H_n - 10^6 \frac{(p_{\text{пн}} - p_y - p_{\text{пот}})}{\rho_l g}, \quad (7.9)$$

$$L = H_n - \frac{\rho_3}{\rho_l} (H_n - H_{\text{дин}}) - 10^6 \frac{(\rho_3 - p_y - p_{\text{пот}})}{\rho_l g}, \quad (7.10)$$

где ρ_3 — плотность продукции в затрубном пространстве в интервале "прием насоса — динамический уровень", кг/м³; $H_{\text{дин}}$ — динамический уровень, м; ρ_3 — давление в затрубном пространстве, МПа.

Задача 7.2. Рассчитать давление на приеме скважинного штангового насоса, определить давление на выкиде $p_{\text{вых}}$, глубину спуска насоса и высоту подъема продукции для условий предыдущей задачи с учетом следующего:

содержание азота в газе $y_a = 8,4\%$; давление в затрубном пространстве $\rho_3 = 0$ МПа; потери давления на гидравлические сопротивления $p_{\text{пот}} = 0,1$ МПа; плотность жидкости в лифте $\rho_l = 1106$ кг/м³; динамический уровень $H_{\text{дин}} = 479$ м.

Решение. Так как содержание азота в нефтяном газе составляет

2,4 %, то для расчета давления на приеме насоса используется формула (7.6) :

$$p_{\text{пн}} = \left(1 - \frac{8,4}{100}\right) \frac{1,567 + 8,4^2}{1,5 + 0,32 \cdot 8,4^2} \quad 9,2(1 - 0,75) \approx 1,8 \text{ МПа.}$$

Проверим численное значение дебита скважины по жидкости при давлении на приеме $p_{\text{пн}} = 1,8$ МПа, так как в предыдущей задаче этот параметр вычислен при $p_{\text{пн}} = 1,2$ МПа.

По формуле (7.4) вычисляем:

$$b_{\text{н}}(p_{\text{пн}}) = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}\right)^{0,25} \approx 1,105.$$

По формуле (7.3) объемный коэффициент жидкости

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{пн}}) = 1,105(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,026,$$

а дебит скважины по (7.2)

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{пн}}) = 10 \cdot 1,026 / (1 - 0,75) \approx 41 \text{ м}^3/\text{сут},$$

т.е. практического изменения дебита по жидкости при изменении давления на приеме от 1,2 до 1,8 МПа не произошло ($p_{\text{заб}} = \text{const}$).

По формуле (7.8) рассчитываем глубину спуска насоса $H_{\text{н}}$ (по рис. 34 $p_{\text{вых}} = 9,1$ МПа при $p_{\text{пн}} = 1,8$ МПа) :

$$H_{\text{н}} = \frac{10^6(9,1 - 1,5 - 0,1)}{1106 \cdot 9,81} = \frac{75}{0,1085} \approx 691 \text{ м.}$$

Вычисляем высоту подъема продукции:
по формуле (7.9)

$$L = 691 - \frac{10^6(1,8 - 1,5 - 0,1)}{1106 \cdot 9,81} = 691 - 18,43 = 673 \text{ м};$$

по формуле (7.10), принимая $\rho_3 = 865 \text{ кг/м}^3$,

$$L = 691 - \frac{865}{1106} (691 - 479) - \frac{10^6(0 - 1,5 - 0,1)}{1106 \cdot 9,81} = 673 \text{ м.}$$

Таким образом, давление у приема насоса принимаем равным 1,8 МПа, давление на выкиде $p_{\text{вых}} = 9,1$ МПа, глубину спуска насоса 691 м. При этом высота подъема жидкости равна 673 м.

Так как ни высота подъема жидкости, ни дебит практически не изменились по сравнению с определенными в задаче 7.1, то предварительно выбранные варианты возможных компоновок остаются в силе.

7.3 РАСЧЕТ СЕПАРАЦИИ ГАЗА У ПРИЕМА СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА И ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

В соответствии с (2.91) и (2.93) расчетная формула для коэффициента сепарации $\sigma_{\text{ш}}$ принимает вид

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{1 - (d_{\text{нар}}/D_{\text{эк}})^2}{1 + 4,2 q_{\text{ж}} b_{\text{ж}} (\rho_{\text{пн}}) / (3,14 w_0 D_{\text{эк}}^2)}, \quad (7.11)$$

где $q_{\text{ж}}$ — объемный расход жидкости в условиях приема насоса, м³/с.

После оценки сепарации свободного газа требуется рассчитать трубный газовый фактор $G_{0\text{T}}$ и соответствующее ему новое давление насыщения $p'_{\text{нас}}$. При известном содержании метана и азота в нефтяном газе расчет $G_{0\text{T}}$ ведут по (2.95), а $p'_{\text{нас}}$ — по (2.96), предварительно вычисляя температуру на приеме насоса по (2.9) или (2.10) и давление насыщения при $t_{\text{пн}}$ по (1.21).

Если содержание метана и азота в газе неизвестно, то трубный (фактический) газовый фактор можно определить по следующей приближенной формуле:

$$G_{0\text{T}} = G_0 \left[1 - \sigma_{\text{ш}} \left(1 - \sqrt{\frac{p_{\text{пн}} - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1}} \right) \right], \quad (7.12)$$

а давление насыщения, соответствующее трубному газовому фактору, рассчитывают по формуле

$$p'_{\text{нас}} = \left(\frac{G_{0\text{T}}}{G_0} \right)^2 (p_{\text{нас}} - p_0) + p_0. \quad (7.13)$$

При пользовании формулами (7.12) и (7.13) вместо давления насыщения при температуре на приеме насоса можно пользоваться соответствующим его значением при пластовой температуре, так как расчеты носят приближенный характер.

Расчет дебита жидкости в условиях приема насоса ведется по (7.2). Суточный расход свободного газа через насос при условиях приема $V_{\text{пн}}$ можно вычислить по формуле

$$V_{\text{пн}} = [G_0 - G_0(p_{\text{пн}})] \frac{z p_0 T_{\text{пн}} Q_{\text{нд}} (1 - \sigma_{\text{ш}})}{p_{\text{пн}} T_0}, \quad (7.14)$$

где $G_0(p_{\text{пн}})$ — газовый фактор при давлении на приеме, м³/м³; $T_{\text{пн}}$ — температура на приеме насоса, К.

При использовании формулы (7.14) можно принять: $z = 1$; $p_0 = 0,1$ МПа.

Газовый фактор на приеме насоса

$$G_0(\rho_{\text{пн}}) = G_0 \sqrt{\frac{\rho_{\text{пн}} - 0,1}{\rho_{\text{нас}} - 0,1}} \quad (7.15)$$

Суточный расход газожидкостной смеси через насос, приведенный к условиям приема,

$$Q_{\text{см}}(\rho_{\text{пн}}) = Q_{\text{ж}}(\rho_{\text{пн}}) + V_{\text{пн}} \quad (7.16)$$

Если при $\rho_{\text{нас}}$ объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}$, то при $\rho'_{\text{нас}}$ обозначим его через $b'_{\text{н}}$. Для расчета $b'_{\text{н}}$ можно использовать следующую приближенную формулу:

$$b'_{\text{н}} = 1 + (b_{\text{н}} - 1) \left(\frac{\rho'_{\text{нас}} - 0,1}{\rho_{\text{нас}} - 0,1} \right)^{0,25} \quad (7.17)$$

Объемный коэффициент жидкости при давлении на выкиде насоса $\rho_{\text{вых}} > \rho'_{\text{нас}}$

$$b_{\text{ж}}(\rho_{\text{вых}}) = b'_{\text{н}}(1 - B) + b_{\text{в}}B \quad (7.18)$$

При этом расход жидкости на выкиде насоса

$$Q_{\text{ж}}(\rho_{\text{вых}}) = Q_{\text{нд}} b_{\text{ж}}(\rho_{\text{вых}}) / (1 - B) \quad (7.19)$$

Задача 7.3. Для условий предыдущих задач рассчитать коэффициент сепарации газа и основные характеристики газожидкостной смеси на приеме и выкиде насоса. Температуру на приеме насоса принять равной средней температуре в скважине $T_{\text{пн}} = 311$ К. Из условий задач 7.1 и 7.2 имеем: $D_{\text{эк}} = 0,1273$ м; $G_0 = 52,1$ м³/м³; $\rho_{\text{нас}} = 9,2$ МПа; $B = 0,75$; $Q_{\text{нд}} = 10$ м³/сут; $b_{\text{н}} = 1,16$; $\rho_{\text{вых}} = 9,1$ МПа; $d_{\text{нар1}} = 0,073$ м; $d_{\text{нар2}} = 0,0603$ м. Из решения задач 7.1 и 7.2 объемный расход жидкости в условиях приема $Q_{\text{ж}} = 41$ м³/сут или $q_{\text{ж}} b_{\text{ж}}(\rho_{\text{пн}}) = 4,745 \cdot 10^{-4}$ м³/с; $\rho_{\text{пн}} = 1,8$ МПа.

Решение. Так как обводненность продукции $B = 0,75$, то в соответствии с рекомендацией 2.11 относительную скорость газовых пузырьков принимаем $w_0 = 0,17$ м/с. Коэффициент сепарации равен: для НКТ с наружным диаметром 0,073 м

$$\sigma_{\text{ш1}} = \frac{1 - (0,073/0,1273)^2}{1 + 4,2 \cdot 4,745 \cdot 10^{-4} / (3,14 \cdot 0,17 \cdot 0,1273^2)} = \frac{0,671}{1,23} = 0,546,$$

для НКТ с наружным диаметром 0,0603 м

$$\sigma_{\text{ш2}} = \frac{1 - (0,0603/0,1273)^2}{1 + 4,2 \cdot 4,745 \cdot 10^{-4} / (3,14 \cdot 0,17 \cdot 0,1273^2)} = 0,63.$$

По формуле (7.12) рассчитываем трубный газовый фактор:
для первого случая

$$G_{от1} = 52,1 \left[1 - 0,546 \left(1 - \sqrt{\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}} \right) \right] \approx 36 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

для второго случая

$$G_{от2} = 52,1 \left[1 - 0,63 \left(1 - \sqrt{\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}} \right) \right] \approx 33,5 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Вычисляем по (7.13) соответствующие значения давлений насыщения:

для первого случая

$$p'_{нас1} = \left(\frac{36}{52,1} \right)^2 (9,2 - 0,1) + 0,1 = 4,45 \text{ МПа};$$

для второго случая

$$p'_{нас2} = \left(\frac{33,5}{52,1} \right)^2 (9,2 - 0,1) + 0,1 = 3,86 \text{ МПа}.$$

Для обоих случаев рассчитываем по (7.14) суточный расход свободного газа через насос, предварительно определяя по (7.15) $G_0(\rho_{пн})$:
для первого случая

$$G_0(\rho_{пн})_1 = 52,1 \sqrt{\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}} = 22,5 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{пн1} = (52,1 - 22,5) \frac{1 \cdot 0,1 \cdot 311 \cdot 10(1 - 0,546)}{1,8 \cdot 273} = 8,5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для второго случая

$$G_0(\rho_{пн})_2 = 22,5 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{пн2} = (52,1 - 22,5) \frac{1 \cdot 0,1 \cdot 311 \cdot 10(1 - 0,63)}{1,8 \cdot 273} \approx 6,9 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Суточный расход газожидкостной смеси через насос в условиях приема:

для первого случая

$$Q_{см}(\rho_{пн})_1 = 41 + 8,5 = 49,5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для второго случая

$$Q_{см}(\rho_{пн})_2 = 41 + 6,9 = 47,9 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Рассчитываем объемный коэффициент нефти по (7.17):

для первого случая

$$b'_{н1} = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{4,45 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,133,$$

для второго случая

$$b'_{н2} = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{3,86 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,128.$$

Объемный коэффициент жидкости при $\rho_{\text{вых}} > \rho'_{\text{нас}}$ вычислим по (7.18):

для первого случая

$$b_{ж}(\rho_{\text{пн}})_1 = 1,133(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,033;$$

для второго случая

$$b_{ж}(\rho_{\text{пн}})_2 = 1,128(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,032.$$

Используя формулу (7.19), вычисляем расход жидкости в условиях выкида насоса:

для первого случая

$$Q_{ж}(\rho_{\text{вых}})_1 = 10 \cdot 1,033 / (1 - 0,75) = 41,32 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

для второго случая

$$Q_{ж}(\rho_{\text{вых}})_2 = 10 \cdot 1,032 / (1 - 0,75) = 41,28 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом видно, что коэффициент сепарации существенным образом влияет на характеристики газожидкостной смеси в условиях приема насоса (при $\rho_{\text{пн}} < \rho_{\text{нас}}$).

7.4. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НА ВЫХОДЕ ИЗ НАСОСА

Для проверочного расчета давления на выходе из насоса (или кривой распределения давления в НКТ) используется методика, изложенная в 2.4, или любой из известных методов расчета распределения давления, учитывая, что движение продукции осуществляется по кольцевому каналу, образованному внутренней поверхностью НКТ и наружной поверхностью штанг.

Кроме того, в расчетах необходимо использовать данные о свойствах продукции, полученные при решении предыдущих задач.

В частности, для случая, когда предполагается использование НКТ с условным диаметром $d_1 = 0,073$ м, исходные данные для расчета следующие:

глубина спуска насоса $H_{\text{н}} = 691$ м; дебит смеси в условиях приема $Q_{\text{см1}} = 49,5 \text{ м}^3/\text{сут}$; трубный газовый фактор $G_{\text{от1}} = 36 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

давление насыщения $p'_{\text{нас}1} = 4,45$ МПа; объемный коэффициент нефти $b'_{\text{н}1} = 1,133$; объемный коэффициент жидкости $b_{\text{ж}1} = 1,033$; дебит жидкости в условиях выкида $Q_{\text{ж}1} = 41,32$ м³/сут.

Для случая, когда предполагается использование НКТ с условным диаметром $d_2 = 0,0603$ м, исходные данные для расчета следующие:

глубина спуска насоса $H_{\text{н}} = 691$ м; дебит смеси в условиях приема $Q_{\text{см}2} = 47,9$ м³/сут; трубный газовый фактор $G_{\text{от}2} = 33,5$ м³/м³; давление насыщения $p'_{\text{нас}2} = 3,86$ МПа; объемный коэффициент нефти $b'_{\text{н}2} = 1,128$; объемный коэффициент жидкости $b_{\text{ж}2} = 1,032$; дебит жидкости в условиях выкида $Q_{\text{ж}2} = 41,28$ м³/сут.

Остальные данные для расчета имеются в условиях или решениях предыдущих задач или справочной литературе.

Рассчитанные с использованием вышеприведенных данных давления на выкиде насоса сравниваются со значением на рис. 34 и равным 9,1 МПа на глубине спуска насоса 691 м. Если ошибка сопоставления превышает 10 %, то необходимо принять новое давление на выкиде насоса.

7.5. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В КЛАПАНАХ НАСОСА И УТЕЧЕК В ЗАЗОРЕ ПЛУНЖЕРНОЙ ПАРЫ

Перепад давлений (в Па) в клапанах скважинного насоса

$$\Delta p_{\text{кл}} = w_{\text{max}}^2 \rho_{\text{жд}} / (2\mu_{\text{кл}}^2), \quad (7.20)$$

где w_{max} — максимальная скорость движения продукции в отверстии седла клапана, м/с; $\rho_{\text{жд}}$ — плотность дегазированной жидкости, кг/м³; $\mu_{\text{кл}}$ — коэффициент расхода клапана, определяемый по специальным графикам в зависимости от числа Рейнольдса в клапане (в отверстии седла).

Максимальная скорость движения продукции в клапане

$$w_{\text{max}} = 4q_{\text{кл}}/d_{\text{кл}}^2, \quad (7.21)$$

где $q_{\text{кл}}$ — расход продукции через клапан, м³/с; $d_{\text{кл}}$ — диаметр отверстия седла клапана, м.

Размеры клапанов скважинных штанговых насосов представлены в табл. 7.2.

Число Рейнольдса в отверстии седла клапана

$$\text{Re}_{\text{кл}} = w_{\text{max}} d_{\text{кл}} / \nu_{\text{ж}}, \quad (7.22)$$

где $\nu_{\text{ж}}$ — кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

При расчетах $\text{Re}_{\text{кл}}$, когда продукция представлена смесью двух жидкостей (нефти и воды), используется вязкость той жидкости, которая преобладает в смеси (содержание ее более половины). В случае

Таблица 7.2

**Размеры диаметров отверстий седла клапанов
скважинных штанговых насосов**

Условный диаметр насоса, мм	Диаметр отверстия седла клапана, мм	
	обычного	с увеличенным проходным сечением
<i>Невставной насос</i>		
28	11	14
	11	14
32	14	18
	14	18
43	20	22,5
	20	22,5
55	25	30
	25	30
68	30	35,5
	30	35,5
93	40	48
	40	48
<i>Вставной насос</i>		
28	20	22,5
	11	14
32	20	22,5
		18
38	25	30
		20
43	25	30
		22,5
55	30	35,5
		30

Примечание. В числителе дроби приведены значения для всасывающего клапана, в знаменателе — для нагнетательного.

когда содержание обеих фаз равно, принимают кинематическую вязкость наиболее вязкой составляющей.

Выражение (7.21) записано с учетом неравномерного движения плунжера в течение насосного цикла.

Если через клапан движется газожидкостная смесь, то при расчете w_{\max} вместо $q_{\text{кл}}$ подставляется объемный расход смеси в условиях приема насоса $q_{\text{см}}$.

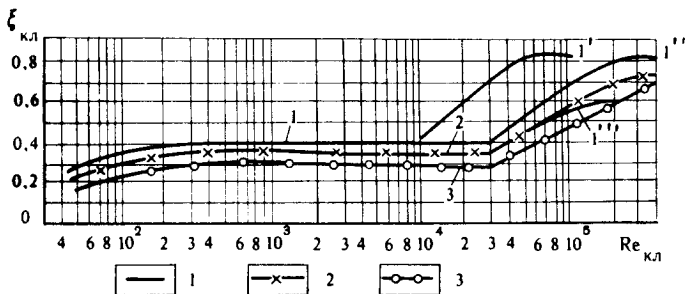


Рис. 35. Зависимость коэффициента расхода клапана от числа Рейнольдса: 1 — с одним шариком и с окнами: $1' - d_{\text{квл}} = 14 \text{ мм}$; $1'' - d_{\text{квл}} = 25 \text{ мм}$; $1''' - d_{\text{квл}} = 30 \text{ мм}$; 2 — с одним шариком и со стаканом; 3 — с двумя шариками

Зависимости коэффициента расхода клапана ξ от числа $Re_{\text{квл}}$ представлены на рис. 35.

После вычисления перепадов давлений в клапанах определяются давления в цилиндре насоса при всасывании ($p_{\text{цв}}$) и нагнетании ($p_{\text{цн}}$):

$$p_{\text{цв}} = p_{\text{пн}} - \Delta p_{\text{квл}}; \quad (7.23)$$

$$p_{\text{цн}} = p_{\text{вых}} + \Delta p_{\text{квлн}}; \quad (7.24)$$

где $\Delta p_{\text{квл}}$, $\Delta p_{\text{квлн}}$ — соответственно перепад давлений во всасывающем и нагнетательном клапанах.

Утечки в зазоре плунжерной пары $q'_{\text{ут}}$ (в $\text{м}^3/\text{с}$) рассчитывают по формуле А.М. Пирвердяна:

$$q'_{\text{ут}} = 0,262 (1 + 1,5 C_3^2) \frac{D_{\text{пл}} \delta^3 (p_{\text{цн}} - p_{\text{цв}})}{\rho_{\text{ж}} v_{\text{ж}} l_{\text{пл}}}, \quad (7.25)$$

где C_3 — относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре, т.е. отношение расстояния между их центрами к величине δ ($0 \leq C_3 \leq 1$); δ — зазор (на радиус) между плунжером и цилиндром при их концентрическом расположении (группа посадки), м; $l_{\text{пл}}$ — длина плунжера (для серийных насосов $l_{\text{пл}} = 1,2 \text{ м}$), м.

Выпускаемые отечественной промышленностью насосы имеют четыре группы посадки:

Группа посадки	0	I	II	III
Зазор на радиус, мкм	0–22,5	10–35	35–60	60–85

При неизвестном относительном эксцентриситете его принимают равным 0,5.

Следует подчеркнуть, что формулу (7.25) можно использовать только в том случае, если режим движения жидкости в зазоре лами-

нарный, причем условие существования ламинарного режима определяется критическим числом Рейнольдса:

$$Re = q'_{VT} / (\pi D_{пл} \nu_{ж}) \leq Re_{кр} = 10^3. \quad (7.26)$$

Если расчетное число Re в зазоре больше 10^3 , то режим движения жидкости турбулентный, и утечки можно вычислить по формуле (концентрическое расположение):

$$q'_{VT} = 4,7 \pi D_{пл} [\delta^3 (\rho_{ввых} - \rho_{цв}) / (l_{пл} \rho_{ж})]^{4/7} 1/\nu_{ж}^{1/7}. \quad (7.27)$$

Вышеприведенными формулами пользуются тогда, когда еще неизвестен режим откачки (длина хода плунжера $s_{пл}$ и число двойных ходов плунжера в секунду N). Если режим откачки известен, то утечки

$$q_{VT} = q'_{VT} - 1,57 \delta D_{пл} s_{пл} N \quad (7.28)$$

для ламинарного и турбулентного режимов.

Задача 7.4. Рассчитать потери в клапанах и утечку для насоса НСН1-55 (II группы посадки) при следующих условиях его работы в скважине:

давление на приеме насоса $p_{пн} = 1,8$ МПа; давление на выкиде насоса $p_{ввых} = 9,1$ МПа; дебит скважины в условиях приема $Q_{см1} = 59,5$ м³/сут; расход жидкости на выкиде $Q_{ж1} = 41,32$ м³/сут; вязкость жидкости (вязкость воды) $\nu_{ж} = 8,4 \cdot 10^{-7}$ м²/с; обводненность продукции $B = 0,75$; плотность нефти $\rho_{нд} = 865$ кг/м³; плотность воды $\rho_{в} = 1186$ кг/м³.

При необходимости недостающие исходные данные находят из условий и решений предыдущих задач.

Решение. По табл. 7.2 для обычного исполнения невставного насоса НСН1-55 с условным диаметром 55 мм диаметры отверстий седел клапанов равны: всасывающего $d_{кль} = 25$ мм, нагнетательного $d_{кльн} = 25$ мм.

По формуле (7.21) рассчитываем максимальные скорости движения:

$$\text{для всасывающего клапана } (q_{кль} = 5,73 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с})$$

$$w_{\max в} = 4 \cdot 5,73 \cdot 10^{-4} / (0,025)^2 \approx 3,67 \text{ м/с};$$

$$\text{для нагнетательного клапана } (q_{кльн} = 4,78 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с})$$

$$w_{\max н} = 4 \cdot 4,78 \cdot 10^{-4} / (6,25 \cdot 10^{-4}) \approx 3,06 \text{ м/с}.$$

Определяем соответствующие числа Рейнольдса:

$$Re_{кль} = 3,67 \cdot 0,025 / (8,4 \cdot 10^{-7}) = 1,092 \cdot 10^5;$$

$$Re_{кльн} = 3,06 \cdot 0,025 / (8,4 \cdot 10^{-7}) = 9,107 \cdot 10^4.$$

По графику рис. 35 (кривая 7) находим коэффициенты расхода клапанов: $\mu_{к лв} = 0,4$ и $\mu_{к лн} = 0,4$.

Рассчитываем плотность жидкости

$$\rho_{жд} = \rho_{нд} (1 - B) + \rho_{в} B = 865 (1 - 0,75) + 1186 \cdot 0,75 \approx 1106 \text{ кг/м}^3$$

(именно поэтому при решении задачи 7.2 плотность жидкости в лифте задана равной 1106 кг/м^3).

По формуле (7.20) вычисляем соответствующие перепады давлений в клапанах:

всасывающий

$$\Delta p_{к лв} = (3,67)^2 \cdot 1106 / (2 \cdot 0,4^2) = 4,655 \cdot 10^4 \text{ Па} \approx 0,047 \text{ МПа};$$

нагнетательный

$$\Delta p_{к лн} = (3,06)^2 \cdot 1106 / (2 \cdot 0,4^2) = 3,236 \cdot 10^4 \text{ Па} \approx 0,032 \text{ МПа}.$$

Таким образом, давление в цилиндре:

при всасывании

$$p_{цв} = 1,8 - 0,047 = 1,753 \text{ МПа};$$

при нагнетании

$$p_{цн} = 9,1 + 0,032 = 9,132 \text{ МПа}.$$

Учитывая, что насос имеет II группу посадки, принимаем зазор в плунжерной паре $\delta = 50 \text{ мкм} = 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}$, а относительный эксцентриситет $C_3 = 0,5$.

Вычисляем утечки в зазоре плунжерной пары по формуле (7.25):

$$q'_{ут} = 0,262 (1 + 1,5 \cdot 0,5^2) \frac{0,055 \cdot (0,5 \cdot 10^{-4})^3 \cdot 10^6 (9,132 - 1,753)}{1106 \cdot 8,4 \cdot 10^{-7} \cdot 1,2} =$$

$$= 1,64 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

или $Q_{ут} = 1,42 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Проверяем режим движения жидкости в зазоре плунжерной пары, предварительно рассчитав по (7.26) число Рейнольдса

$$Re = 1,64 \cdot 10^{-5} / (3,14 \cdot 0,055 \cdot 8,4 \cdot 10^{-7}) \approx 113.$$

Так как полученное число Рейнольдса $113 < Re_{кр} = 10^3$, то режим течения в зазоре действительно ламинарный и утечки вычислены правильно.

Задача 7.5. Рассчитать потери в клапанах и утечку для насоса НСН1-43 (I группы посадки) при следующих условиях:

давление на приеме $p_{пн} = 1,8 \text{ МПа}$; давление на выкиде $p_{вык} = 9,1 \text{ МПа}$; дебит в условиях приема $Q_{см2} = 47,9 \text{ м}^3/\text{сут}$; расход жид-

кости на выкиде $Q_{ж2} = 41,28 \text{ м}^3/\text{сут}$; вязкость жидкости $\nu_{ж} = 8,4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$.

7.6. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА НАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИННОГО НАСОСА

Коэффициент наполнения насоса зависит от множества факторов и может вычисляться по различным формулам, имеющимся в технической литературе. Ниже изложен метод расчета коэффициента наполнения с учетом равновесного процесса растворения и выделения газа из нефти; причем нефть, газ и вода распределены равномерно в цилиндре насоса, а давление в цилиндре насоса при нагнетании $p_{цн} > p'_{нас}$.

Для данного случая коэффициент наполнения β_H рассчитывают по формуле

$$\beta_H = \frac{1 - I_{YT}}{1 + R} - \frac{K_M}{1 + R} \left\{ \frac{b_{ж}(p_{цв})}{b_{ж}(p'_{нас})} \left[1 + \frac{R}{1 - B} \right] - 1 \right\}, \quad (7.29)$$

где I_{YT} — относительная утечка жидкости в зазоре плунжерной пары

$$I_{YT} = q'_{YT} / [2q_{см}(p_{цв})], \quad (7.30)$$

$q_{см}(p_{цв})$ — объемный расход смеси, приведенный к давлению всасывания в цилиндре насоса, вычисляемому по (7.23), $\text{м}^3/\text{с}$. Объемный расход смеси:

$$q_{см}(p_{цв}) = \frac{Q_{нд} b_{ж}(p_{цв})}{86400(1 - \epsilon)} + V_{гсв}; \quad (7.31)$$

$b_{ж}(p_{цв})$ — объемный коэффициент жидкости при давлении всасывания в цилиндре насоса, вычисляемый по (7.18); R — газовое число, $\text{м}^3/\text{м}^3$, рассчитываемое по формуле

$$R = V_{гсв}(p_{цв}) / [Q_{ж}(p_{цв})], \quad (7.32)$$

$V_{гсв}$ — объемный расход свободного газа в цилиндре насоса, приведенный к условиям всасывания в цилиндре, $\text{м}^3/\text{с}$. Этот параметр вычисляется по формуле

$$V_{гсв}(p_{цв}) = [G_{от} - G_{от} \sqrt{\frac{p_{цв} - 0,1}{p'_{нас} - 0,1}}] \frac{z p_0 T_{цв} Q_{нд}}{86400 p_{цв} T_0}; \quad (7.33)$$

$Q_{ж}(p_{цв})$ — объемный расход жидкости при давлении $p_{цв}$, $\text{м}^3/\text{сут}$; вычисляется по формуле (7.19) для $b_{ж}(p_{цв})$;

K_M — коэффициент мертвого пространства насоса, который можно принять равным 0,2.

Задача 7.6. Рассчитать коэффициент наполнения скважинного штангового насоса для условий задачи 7.4:

давление всасывания в цилиндре $p_{цв} = 1,753$ МПа; давление нагнетания в цилиндре $p_{цн} = 9,132$ МПа; дебит дегазированной нефти $Q_{нд} = 10$ м³/сут; обводненность $B = 0,75$; газовый фактор $G_{0,τ,1} = 36$ м³/м³; давление насыщения (с учетом сепарации) $p'_{нас1} = 4,45$ МПа.

Коэффициент мертвого пространства $K_M = 0,2$; температуру в цилиндре при всасывании $T_{цв}$ принять равной 311 К; коэффициент сверхсжимаемости принять $z = 1$.

Решение. Вычисляем по формуле (7.17) объемный коэффициент при давлении $p_{цв}$ ($b_H = 1,16$):

$$b'_H = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{1,053 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,104,$$

а затем по формуле (7.18) – объемный коэффициент жидкости при $p_{цв}$:

$$b_{ж}(p_{цв}) = 1,104(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,026.$$

Рассчитываем по (7.33) объемный расход свободного газа при $p_{цв}$:

$$V_{гсв}(p_{цв}) = 36 \left[1 - \sqrt{\frac{1,753 - 0,1}{4,45 - 0,1}} \right] \frac{1 \cdot 0,1 \cdot 311 \cdot 10}{86400 \cdot 1,753 \cdot 273} = 1,038 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

По (7.31) вычисляем:

$$q_{см}(p_{цв}) = \frac{10 \cdot 1,026}{86400(1 - 0,75)} + 1,038 \cdot 10^{-4} = 5,788 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Из решения задачи 7.4 $q'_{YT} = 1,64 \cdot 10^{-5}$ м³/с. В соответствии с (7.30) относительная утечка

$$I_{YT} = \frac{1,64 \cdot 10^{-5}}{2 \cdot 5,788 \cdot 10^{-4}} = 1,42 \cdot 10^{-2}.$$

Вычисляем по (7.32) газовое число

$$R = 1,038 \cdot 10^{-4} / 4,75 \cdot 10^{-4} \approx 0,22.$$

Таким образом, газовое число при давлении $p_{цв}$ равно 0,22 (при расчете R знаменатель, равный $4,75 \cdot 10^{-4}$, является первым слагаемым выражения (7.31)).

Рассчитываем объемный коэффициент жидкости при новом давлении насыщения $p'_{нас1} = 4,45$ МПа по формуле (7.18).

В результате решения задачи 7.3 объемный коэффициент нефти при давлении насыщения 4,45 МПа равен $b'_н = 1,133$. Тогда по формуле (7.18)

$$b_{ж} (p'_{нас1}) = 1,133 (1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,033.$$

По формуле (7.29) коэффициент наполнения насоса

$$\beta_n = \frac{1 - 1,42 \cdot 10^2}{1 + 0,22} - \frac{0,2}{1 + 0,22} \left\{ \frac{1,026}{1,033} \left(1 + \frac{0,22}{1 - 0,75} \right) - 1 \right\} =$$

$$= 0,867 - 0,142 = 0,725.$$

Таким образом, коэффициент наполнения скважинного штангового насоса составляет 72,5 %, что является достаточно хорошей его характеристикой и соответствует интервалу колебаний $\beta_n = 0,7 - 0,9$, принятому в разделе 7.2.

Задача 7.7. Рассчитать коэффициент наполнения насоса для следующих условий:

условный диаметр насоса НСН1 $D_{пл} = 43$ мм; трубный газовый фактор $G_{от} = 33,5$ м³/м³; давление насыщения $p'_{нас} = 3,86$ МПа; объемный коэффициент нефти $b'_н = 1,128$; объемный коэффициент жидкости $b_{ж} = 1,032$; давление на приеме $p_{пн} = 1,8$ МПа; давление на выходе $p_{вых} = 9,1$ МПа.

Остальные данные взять из условий и решения задачи 7.5.

7.7. РАСЧЕТ ТРЕБУЕМОЙ ПОДАЧИ НАСОСА И СКОРОСТИ ОТКАЧКИ

Чтобы осуществить запланированный дебит скважины, насос должен обладать определенной подачей $Q_{нас}$, компенсирующей утечки продукции в плунжерной паре:

$$Q_{нас} = Q_{ж} (p_{цв}) / \beta_n, \quad (7.34)$$

где $Q_{ж} (p_{цв})$ рассчитывается по (7.19), а β_n — по (7.29).

Секундная подача насоса

$$Q_{нас} = F_{пл} s_{пл} N,$$

где $F_{пл}$ — площадь поперечного сечения плунжера, м²; $s_{пл}$ — длина хода плунжера, м; N — число двойных ходов, с⁻¹.

Скоростью откачки называют произведение длины хода плунжера $s_{пл}$ на число двойных ходов N . Таким образом, скорость откачки

$$s_{пл} N = Q_{нас} / F_{пл}. \quad (7.35)$$

При известной скорости откачки задаются, например, длиной хода плунжера и вычисляют число двойных ходов (следует помнить, что длинноходовые режимы работы установки предпочтительны).

Задача 7.8. Рассчитать требуемую подачу насоса, скорость откачки и параметры откачки ($s_{пл}$ и n) для следующих условий:

диаметр плунжера насоса $D_{пл} = 55$ мм; давление в цилиндре при всасывании $p_{цв} = 1,753$ МПа; объемный коэффициент жидкости при $p_{цв}$ (см. задачу 7.6) $b_{ж} = 1,026$; дебит дегазированной нефти $Q_{нд} = 10$ м³/сут; обводненность продукции $B = 0,75$; коэффициент наполнения насоса $\beta_n = 0,725$.

Решение. Рассчитываем объемный расход жидкости при давлении $p_{цв}$ по формуле (7.19):

$$Q_{ж}(p_{цв}) = \frac{10 \cdot 1,026}{86400(1 - 0,75)} = 4,75 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

По формуле (7.34) вычисляем требуемую подачу насоса

$$Q_{нас} = \frac{4,75 \cdot 10^{-4}}{0,725} = 6,55 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 56,6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Прежде чем определить требуемую скорость откачки, рассчитаем площадь поперечного сечения плунжера с $D_{пл} = 55$ мм:

$$F_{пл} = \frac{\pi D_{пл}^2}{4} = \frac{3,14(0,055)^2}{4} = 2,375 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Тогда требуемая скорость откачки по (7.35) составит:

$$s_{пл} N = \frac{6,55 \cdot 10^{-4}}{2,375 \cdot 10^{-3}} = 2,76 \cdot 10^{-1} \text{ м/с} = 16,55 \text{ м/мин}.$$

В соответствии с решением задачи 7.1 для СКН-1812 выбираем максимальную длину хода $s = 1,8$ м.

Тогда $N = 2,76 \cdot 10^{-1}/1,8 = 0,153 \text{ с}^{-1}$ или $n = N60 = 0,153 \cdot 60 = 9,2$ кач/мин.

Таким образом, при использовании СКН-1812 один из вариантов параметров откачки $s = 1,8$ м, $n = 9,2$ кач/мин.

При использовании станка-качалки 5СК-6-1,5-1600 для максимальной длины хода $s = 1,5$ м

$$N = 2,76 \cdot 10^{-1}/1,5 = 0,184 \text{ с}^{-1} \text{ или } n = 0,184 \cdot 60 = 11,04 \text{ кач/мин}.$$

7.8. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ ПО ТАБЛИЦАМ АзНИПИнефти

Обоснование конструкции штанговой колонны — наиболее ответственный этап проектирования установки, так как штанговая колонна — это тот элемент системы, который, в первую очередь, определяет длительность и безотказность работы установки в целом.

Под конструкцией штанговой колонны понимается совокупность диаметров и длин отдельных ступеней штанг, изготовленных из соответствующих сталей.

В практике насосной эксплуатации скважин большое распространение получили таблицы АзНИПИнефти, построенные при следующих допущениях:

динамический уровень у приема насоса;
плотность жидкости в НКТ 900 кг/м³.

Расчет приведенных напряжений $\sigma_{пр}$ выполнен по формуле И.А. Одингга (7.53).

В табл. 7.3—7.7 представлены рекомендуемые АзНИПИнефтью конструкции штанговых колонн из различных сталей для разных размеров скважинных насосов.

Таблица 7.3

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн из углеродистой стали, нормализованной при $[\sigma_{пр}] = 70$ МПа ($s = 1,8$ м; $n = 12$ мин⁻¹)

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
<i>Глубина спуска насоса, м</i>							
Одноступенчатая	16	1150	1020	860	720	—	—
	19	1300	1170	1000	860	650	—
	22	—	—	—	—	790	590
<i>Глубина спуска насоса, м</i>							
		1480	1310	1100	920	—	—
<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>							
	19	34	38	45	55	—	—
	16	66	62	55	45	—	—
<i>Глубина спуска насоса, м</i>							
Двухступенчатая		1620	1460	1260	1060	820	—

Продолжение табл. 7.3

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>							
	22	28	31	36	42	55	—
	19	72	69	64	58	45	—
<i>Глубина спуска насоса, м</i>							
	—	—	—	—	960	720	
<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>							
	25	—	—	—	—	42	56
	22	—	—	—	—	58	44
<i>Глубина спуска насоса, м</i>							
	1760	1570	—	—	—	—	—
<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>							
	22	26	29	—	—	—	—
	19	28	32	—	—	—	—
	16	46	39	—	—	—	—
<i>Глубина спуска насоса, м</i>							
Трехступенчатая	—	—	1490	1270	—	—	—
<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>							
	25	—	—	27	33	—	—
	22	—	—	30	35	—	—
	19	—	—	43	32	—	—

Таблица 7.4

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн из легированной стали марки 20НМ, нормализованной при $[\sigma_{пр}] = 90 \text{ МПа}$ ($s = 1,8 \text{ м}$; $n = 12 \text{ мин}^{-1}$)

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
<i>Глубина спуска насоса, м</i>								
Одноступенчатая	22	—	—	—	—	1000	760	490
	25	—	—	—	—	—	—	600

Продолжение табл. 7.4

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
		1890	1680	1410	1180	—	—	—
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
	19	35	39	46	55	—	—	—
	16	65	61	54	45	—	—	—
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
		2080	1870	1610	1370	1050	—	—
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
Двухступенчатая	22	28	30	35	41	54	—	—
	19	72	70	65	59	46	—	—
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
				1810	1510	1230	910	—
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
	25	—	—	28	32	40	55	—
	22	—	—	72	68	60	45	—
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
		2270	2010	—	—	—	—	—
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
	22	25	28	—	—	—	—	—
	19	28	32	—	—	—	—	—
	16	47	40	—	—	—	—	—
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
Трехступенчатая		2450	2200	1900	1620	—	—	—
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
	25	20	23	26	31	—	—	—
	22	23	26	30	35	—	—	—
	19	57	51	44	34	—	—	—

Задача 7.9. Выбрать по таблицам АзНИПНефти конструкцию штанговой колонны для следующих условий:

диаметр плунжера насоса $D_{пл} = 55$ мм; глубина спуска насоса $H_H = 691$ м.

Решение. В соответствии с табл. 7.3 можно использовать одноступенчатую колонну штанг диаметром 22 мм (штанги из углеродистой стали, нормализованные с $[\sigma_{пр}] = 70$ МПа) или двухступенчатую колонну из тех же штанг: первая ступень 22 мм (длина $0,42 H_H$) и вторая ступень 19 мм (длина $0,58 H_H$).

Таблица 7.5

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн
из углеродистой стали, закаленной ТВЧ, при $[\sigma_{пр}] = 120 \text{ МПа}$

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	43	28	32	43
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		

		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
Одноступенчатая	16	1860	1660	1180	1600	1450	1080
	19	2090	1885	1420	1765	1625	1260
	22	2290	2060	1640	1900	1750	1440

		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
		2410	2150	1540	2080	1885	1400
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>					
Двухступенчатая	19	34	38	53	32	35	47
	16	66	62	47	68	65	53
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
		2640	2380	1785	2240	2060	1600
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>					
	22	27	30	40	27	29	38
	19	73	70	60	73	71	62

		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
		—	2590	1850	2500	2270	1685
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>					
Трехступенчатая	22	—	24	39	24	26	36
	19	—	32	44	26	29	39
	16	—	44	17	50	45	25
		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
		—	2840	2125	2650	2450	1885
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>					
	25	—	23	31	20	22	28
	22	—	26	34	22	24	31
	19	—	51	35	58	54	41

Таблица 7.6

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн из легированной стали марки 20НМ, закаленной ТВЧ, при $[\sigma_{пр}] = 130 \text{ МПа}$

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	43	28	32	43
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		
Одноступенчатая	19	<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
	22	2250	2050	1540	1920	1750	1360
		—	—	1780	—	—	1550
Двухступенчатая		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
		2800	2560	1940	2400	2000	1720
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>					
	22	28	30	40	26	28	36
	19	72	70	60	74	72	64
Трехступенчатая		<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
		3250	2650	2280	2800	2320	2020
		<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>					
	25	21	26	31	20	24	27
	22	23	28	33	21	26	30
	19	56	46	36	59	50	43

Таблица 7.7

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн из стали марок 40У и 20НМ, закаленной ТВЧ, при $[\sigma_{пр}] = 100 \text{ МПа}$

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		55	68	93	55	68	93
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		
Одноступенчатая	19	<i>Глубина спуска насоса, м</i>					
	22	900	650	415	825	625	400
	25	1075	820	525	980	765	500
		1240	980	650	1100	900	600

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		55	68	93	55	68	93
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		

		Глубина спуска насоса, м					
		1140	830	—	1035	775	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
Двухступенчатая	19	51	70	—	46	61	—
	22	49	30	—	54	39	—
		Глубина спуска насоса, м					
		1340	1000	—	1200	940	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине спуска					
	25	39	52	—	38	48	—
	22	61	48	—	62	52	—

7.9. РАСЧЕТ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА КОЛОННУ ШТАНГ

Режим работы скважинной насосной установки может быть статическим и динамическим. Статическим режимом называется такой, для которого экстремальные нагрузки практически не зависят от динамических составляющих нагрузок. Если в общем балансе экстремальных нагрузок динамические нагрузки большие, то режим работы установки называется динамическим.

Критерий для определения режима работы установки называется критерием Коши:

$$\varphi = \omega H_n / a, \tag{7.36}$$

где H_n — глубина спуска насоса, м; a — скорость звука в колонне штанг, м/с. Для одноступенчатой колонны штанг $a = 4600$ м/с; для двухступенчатой $a = 4900$ м/с; для трехступенчатой $a = 5300$ м/с; ω — угловая скорость вращения кривошипа, рад/с:

$$\omega = \pi n / 30 = 2\pi N. \tag{7.37}$$

Если $\varphi \leq 0,35$, то режим работы установки статический и для расчета экстремальных нагрузок можно пользоваться упрощенными формулами.

Расчет максимальной нагрузки можно проводить по следующим формулам:

формула И.М. Муравьева

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}} \left(K_{\text{арх}} + \frac{sn^2}{1440} \right); \tag{7.38}$$

формула И.А. Чарного

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}} \left(K_{\text{арх}} + \frac{sn^2}{1790} \frac{\text{tg } \varphi}{\varphi} \right); \quad (7.39)$$

формула Кемлера

$$P_{\max} = (P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}) \left(1 + \frac{sn^2}{1790} \right); \quad (7.40)$$

формула Д.С. Слоннеджера

$$P_{\max} = (P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}) \left(1 + \frac{sn}{137} \right). \quad (7.41)$$

Для расчета минимальной нагрузки пользуются следующими формулами:

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \left(K_{\text{арх}} - \frac{sn^2}{2400} \right); \quad (7.42)$$

формула К.Н. Милса

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \left(1 - \frac{sn^2}{1790} \right); \quad (7.43)$$

формула Д.С. Слоннеджера

$$P_{\min} = 0,75 P_{\text{шт}} - (P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}) \frac{sn}{137}; \quad (7.44)$$

формула Д.О. Джонсона

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \left(K_{\text{арх}} - \frac{sn^2}{1790} \right). \quad (7.45)$$

Существует много и других формул. Следует подчеркнуть, что все вышеприведенные формулы – приближенные и достаточно точные только для случая, когда установка работает в вертикальной скважине.

Для широкого диапазона работы скважинных насосных установок наиболее точными являются формулы А.С. Вирновского, учитывающие сложные процессы, происходящие в установке при ее работе.

В вышеприведенных формулах:

$P_{\text{ж}}$ – гидростатическая нагрузка на плунжер насоса от веса столба жидкости (смеси) в НКТ,

$$P_{\text{ж}} = (\rho_{\text{вых}} - \rho_{\text{цв}}) F_{\text{пл}}; \quad (7.46)$$

$P_{\text{шт}}$ – вес колонны штанг в воздухе,

$$P_{\text{шт}} = H_{\text{н}} \left(\sum_{i=1}^n q_{\text{шт}i} \epsilon_i \right); \quad (7.47)$$

$q_{\text{шт}i}$ – вес одного метра штанг с муфтами в воздухе, $H_{\text{н}}$; ϵ_i – доля штанг данного размера в ступенчатой колонне, доли единицы; $K_{\text{арх}}$ – коэффициент, учитывающий потерю веса штанг, помещенных

в жидкость,

$$K_{арх} = (\rho_{шт} - \rho_{ж}) / \rho_{шт} \quad (7.48)$$

$\rho_{шт}$, $\rho_{ж}$ — соответственно, плотность материала штанг ($\rho_{шт} = 7850 \text{ кг/м}^3$) и жидкости, кг/м^3 .

Ниже представлены весовые характеристики штанг с муфтами.

Диаметр штанг, мм	12	16	19	22	25	28
Вес одного метра штанг с муфтами в воздухе, Н	9,1233	16,2845	23,0535	30,8034	40,1229	51,5025

Задача 7.10. Рассчитать экстремальные нагрузки на колонну штанг для следующих условий (решение предыдущих задач) :

давление на выкиде насоса (задача 7.2) $p_{вых} = 9,1 \text{ МПа}$; плотность жидкости в НКТ (задача 7.4) $\rho_{ж} = 1106 \text{ кг/м}^3$; давление в цилиндре при такте всасывания (задача 7.4) $p_{цв} = 1,753 \text{ МПа}$; диаметр плунжера насоса $D_{пл} = 55 \text{ мм}$; длина хода плунжера (полированного штока) по условию решения задачи 7.8 $s = 1,8 \text{ м}$; число двойных ходов (задача 7.8) $n = 9,2 \text{ кач/мин}$; глубина спуска насоса $H_n = 691 \text{ м}$; конструкция колонны штока (задача 7.9): первый вариант — одноступенчатая колонна диаметром 22 мм; второй вариант — двухступенчатая колонна (верхняя ступень диаметром 22 мм и $\epsilon_1 = 0,42$; нижняя ступень диаметром 19 мм и $\epsilon_2 = 0,58$).

Решение. Вычисляем критерий Коши для первого варианта конструкции колонны штанг:

$$\varphi_1 = \frac{3,14 \cdot 9,2 \cdot 691}{30 \cdot 4600} = 0,144;$$

для второго варианта (двухступенчатая колонна штанг)

$$\varphi_2 = \frac{3,14 \cdot 9,2 \cdot 691}{30 \cdot 4900} = 0,136.$$

Так как для обоих вариантов параметр Коши меньше 0,35, то режим работы установки статический и можно пользоваться упрощенными формулами.

По формуле (7.48) рассчитываем:

$$K_{арх} = (7850 - 1106) / 7850 = 0,859.$$

Вычисляем для первого варианта конструкции штанг вес колонны штанг в воздухе по (7.47). Для штанг диаметром 22 мм

$$q_{шт1} = 30,8034 \text{ Н};$$

$$P_{шт1} = 691 \cdot 30,8034 = 21,29 \text{ кН}.$$

Для второго варианта ($q_{шт2} = 23,0535 \text{ Н}$):

$$P_{шт2} = 691 (30,8034 \cdot 0,42 + 23,0535 \cdot 0,58) = 18,18 \text{ кН.}$$

Рассчитываем по (7.46) $P_{ж}$ (при $F_{пл} = 2,375 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$):

$$P_{ж} = (9,1 - 1,753) 10^6 \cdot 2,375 \cdot 10^{-3} = 17,45 \text{ кН.}$$

Дальнейшие расчеты проводим для второго варианта.
Максимальная нагрузка по формуле (7.38)

$$P_{\max} = 17,45 + 18,18 \left(0,859 + \frac{1,8(9,2)^2}{1440} \right) = 34,99 \text{ кН;}$$

минимальная нагрузка по формуле (7.42)

$$P_{\min} = 18,18 \left(0,859 - \frac{1,8(9,2)^2}{2400} \right) = 14,46 \text{ кН.}$$

Определяем также максимальную нагрузку соответственно по формулам (7.39), (7.40) и (7.41):

$$P_{\max} = 17,45 + 18,18 \left(0,859 + \frac{1,8(9,2)^2}{1790} \frac{\text{tg } 0,136}{0,136} \right) = 31,51 \text{ кН;}$$

$$P_{\max} = (17,45 + 18,18) \left(1 + \frac{152,352}{1790} \right) = 38,66 \text{ кН;}$$

$$P_{\max} = (17,45 + 18,18) \left(1 + \frac{1,8 \cdot 9,2}{137} \right) = 39,94 \text{ кН.}$$

Рассчитываем также минимальную нагрузку соответственно по формулам (7.43), (7.44) и (7.45):

$$P_{\min} = 18,18 \left(1 - \frac{152,352}{1790} \right) = 16,63 \text{ кН;}$$

$$P_{\min} = 0,75 \cdot 18,18 - (17,45 + 18,18) \frac{1,8 \cdot 9,2}{137} = 9,33 \text{ кН;}$$

$$P_{\min} = 18,18 \left(0,859 - \frac{152,352}{1790} \right) = 14,07 \text{ кН.}$$

Как видно из приведенных расчетов, абсолютные значения экстремальных нагрузок по различным формулам существенно отличаются. В дальнейшем анализе будем пользоваться результатами, полученными по формулам (7.38) и (7.42).

7.10. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В ШТАНГАХ

При нормальной работе насосной установки наибольшие напряжения действуют в точке подвеса штанг. Различают следующие напряжения, действующие в точке подвеса штанг:

максимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\max} = P_{\max} / f_{\text{шт}}, \quad (7.49)$$

минимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\min} = P_{\min} / f_{\text{шт}}, \quad (7.50)$$

амплитудное напряжение цикла

$$\sigma_a = (\sigma_{\max} - \sigma_{\min}) / 2, \quad (7.51)$$

среднее напряжение цикла

$$\sigma_{\text{ср}} = (\sigma_{\max} + \sigma_{\min}) / 2, \quad (7.52)$$

приведенное напряжение цикла

$$\sigma_{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_{\max} \sigma_a}, \quad (7.53)$$

где $f_{\text{шт}}$ — площадь поперечного сечения штанг в точке подвеса, м².

В каждом конкретном случае необходимо рассчитать приведенное напряжение цикла и сравнить его с допусковым приведенным напряжением $[\sigma_{\text{пр}}]$ для различного материала штанг (см. табл. 7.3–7.7).

Колонна штанг считается правильно выбранной, если

$$\sigma_{\text{пр}} \leq [\sigma_{\text{пр}}]. \quad (7.54)$$

Задача 7.11. Для второго варианта конструкции колонны штанг (задача 7.9) рассчитать приведенное напряжение и сравнить его с допусковым $[\sigma_{\text{пр}}] = 70$ МПа.

Решение. По формуле (7.49) рассчитываем σ_{\max} для $P_{\max} = 34,99$ кН, $f_{\text{шт}} = 3,7994 \cdot 10^{-4}$ м²:

$$\sigma_{\max} = \frac{34990 \text{ Н}}{3,7994 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2} = 9209 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 = 92 \text{ МПа.}$$

По формуле (7.50) определяем σ_{\min} для $P_{\min} = 14,46$ кН:

$$\sigma_{\min} = \frac{14460 \text{ Н}}{3,7994 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2} = 3805 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 \approx 38 \text{ МПа.}$$

По формуле (7.51) вычисляем амплитудное напряжение цикла

$$\sigma_a = (92 - 38) / 2 = 27 \text{ МПа.}$$

По формуле (7.53) рассчитываем приведенное напряжение цикла $\sigma_{пр} = \sqrt{92 \cdot 27} = 49,84$ МПа.

Так как допускаемое приведенное напряжение для принятой колонны штанг из углеродистой стали, нормализованной $[\sigma_{пр}] = 70$ МПа, а расчетное $\sigma_{пр} = 49,84$ МПа, то выполняется условие (7.54), т.е. колонна выбрана правильно.

7.11. РАСЧЕТ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА ВАЛУ РЕДУКТОРА И УТОЧНЕНИЕ ВЫБОРА ТИПОРАЗМЕРА СТАНКА-КАЧАЛКИ

Максимальный крутящий момент (в Н · м) на кривошипном валу редуктора станка-качалки вычисляются по формуле Р.А. Рамазанова:

$$M'_{кр\max} = 300s + 0,236s(P_{\max} - P_{\min}), \quad (7.55)$$

где s — длина хода полированного штока, м.

Следует отметить, что формула Р.А. Рамазанова предполагает, что коэффициент наполнения насоса равен 1, а станок-качалка точно уравновешен. Так как на практике эти условия не всегда выполняются, то расчетный максимальный крутящий момент рекомендуется увеличить на 20 %, т.е.

$$M_{кр\max} = 1,2 M'_{кр\max} \quad (7.56)$$

После вычисления $M_{кр\max}$ проводится проверка правильности выбора станка-качалки, для чего расчетные значения P_{\max} , $M_{кр\max}$, s и n сравниваются с паспортными, приведенными в работе [6]. Для правильно выбранного станка-качалки расчетные значения не должны превышать паспортных.

Задача 7.12. Рассчитать максимальный крутящий момент на кривошипном валу редуктора и проверить правильность выбранного станка-качалки (задача 7.1) :

максимальная нагрузка $P_{\max} = 34,99$ кН; минимальная нагрузка $P_{\min} = 14,46$ кН; длина хода полированного штока $s = 1,8$ м; станок-качалка СКН5-1812.

Решение. Рассчитываем по (7.55) :

$$M'_{кр\max} = 300 \cdot 1,8 + 0,236 \cdot 1,8 (34,99 - 14,46) 10^3 = 9261,15 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

В соответствии с рекомендацией (7.56) :

$$M_{кр\max} = 1,2 \cdot 9261,15 = 11113,4 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Таким образом, расчетные характеристики следующие :

$$P_{\max} = 34,99 \text{ кН}; M_{кр\max} = 11113,4 \text{ Н} \cdot \text{м}; s = 1,8 \text{ м};$$

$$n = 9,2 \text{ кач/мин (задача 7.8)}.$$

Соответственно паспортные характеристики СКН5-1812 [6] :

$$P_{\max} = 50,00 \text{ кН}; M_{\text{кр max}} = 23000 \text{ Н} \cdot \text{м}; s = 1,8 \text{ м};$$

$$n = (6 - 12) \text{ кач/мин.}$$

Таким образом, все расчетные параметры меньше паспортных и можно утверждать, что станок-качалка выбран правильно.

7.12. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НАГРУЗКИ ОТ ВЕСА КОЛОННЫ ШТАНГ В ЖИДКОСТИ ИСКРИВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется кустовым разбуриванием добывающих скважин, что предопределяет их наклонно направленный профиль. При этом происходит не только угловое, но и многократное азимутальное отклонение. Профиль добывающей скважины настолько сложен, что расчетные по вышеприведенным формулам нагрузки могут существенно отличаться от фактических. Вместе с тем, в настоящее время еще отсутствуют четкие и однозначные рекомендации по учету влияния кривизны скважины на основные виды нагрузок, действующих в установках скважинных штанговых насосов.

На основании статистической обработки результатов эксплуатации наклонно направленных скважин получена эмпирическая зависимость, позволяющая рассчитать нагрузку от веса колонны штанг в жидкости (смеси), проверенная в интервале углового отклонения скважины $0 \leq \alpha \leq 22^\circ$:

$$P'_{\text{шт}} = P_{\text{шт}} K_{\text{арх}} (1 - 0,0165 \alpha), \quad (7.57)$$

где $P'_{\text{шт}}$ – вес колонны штанг в жидкости в наклонно направленной скважине, Н; $P_{\text{шт}}$ – вес той же колонны штанг в воздухе, Н; α – средний угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Задача 7.13. Рассчитать вес колонны штанг в жидкости $P'_{\text{шт}}$ в зависимости от углового отклонения скважины для следующих условий:

вес колонны штанг в воздухе $P_{\text{шт}} = 18,18 \text{ кН}$;

коэффициент, учитывающий потерю веса штанг в жидкости, $K_{\text{арх}} = 0,859$; угол отклонения скважины от вертикали $\alpha = 0, 5, 10, 15$ и 20° .

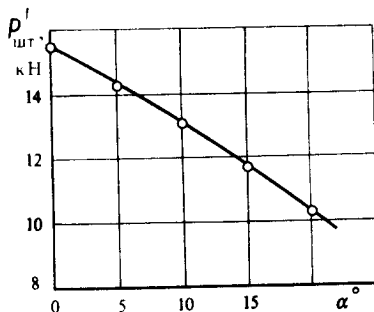
Построить зависимость $P'_{\text{шт}}$ от угла наклона скважины α .

Решение. Для случая $\alpha = 0$ по формуле (7.57) получаем

$$P'_{\text{шт}} = 18,18 \cdot 0,859 \cdot 1 = 15,616 \text{ кН};$$

для $\alpha = 5^\circ$

Рис. 36. Влияние угла наклона скважины на вес штанг в жидкости неизменной плотности



$$P'_{шт} = 18,18 \cdot 0,859 (1 - 0,0165 \cdot 5) = 14,278 \text{ кН};$$

для $\alpha = 10^\circ$

$$P'_{шт} = 18,18 \cdot 0,859 (1 - 0,0165 \cdot 10) = 13,039 \text{ кН};$$

для $\alpha = 15^\circ$

$$P'_{шт} = 18,18 \cdot 0,859 (1 - 0,0165 \cdot 15) = 11,751 \text{ кН};$$

для $\alpha = 20^\circ$

$$P'_{шт} = 18,18 \cdot 0,859 (1 - 0,0165 \cdot 20) = 10,463 \text{ кН}.$$

Зависимость $P'_{шт} = f(\alpha)$ представлена на рис. 36. Как видно из приведенного расчета, угол наклона скважины оказывает существенное влияние на нагрузку от веса штанг в жидкости.

ГЛАВА 8

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН БЕСШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами занимает на современном этапе развития отечественной нефтедобывающей промышленности особое место. Достаточно сказать, что из основных типов бесштанговых установок: установок погружных центробежных электронасосов (УПЦЭН), установок гидравлических поршневых насосов (УГПН) и установок винтовых электронасосов (УВЭН) — на долю УПЦЭН приходится примерно половина всей добываемой в отрасли жидкости. Эксплуатация скважин бесштанговыми установками характеризуется некоторыми особенностями, связанными с принципом действия и конструкцией самих установок. Рассмотрим принципиальные вопросы эксплуатации добывающих скважин бесштанговыми насосами.

8.1. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО, ДОПУСКАЕМОГО И ПРЕДЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЙ НА ПРИЕМЕ ПЦЭН

Погружной центробежный насос достаточно чувствителен к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. В зависимости от количества свободного газа фактические характеристики центробежного насоса деформируются, а при определенном газосодержании насос прекращает подавать жидкость (срыв подачи).

Многочисленные промысловые исследования работы ПЦЭН позволили выделить три качественно различных области работы насоса, откачивающего газожидкостную смесь. В первой области, характеризующейся небольшим содержанием свободного газа в откачиваемой жидкости, реальные (фактические) характеристики насоса не отличаются от стеновых характеристик без присутствия свободного газа, а КПД насоса максимален. Давление на приеме насоса, соответствующее небольшому газосодержанию в откачиваемой жидкости, назовем оптимальным давлением на приеме $p_{\text{опт}}$ (насос работает в первой области).

Вторая область работы ПЦЭН характеризуется увеличением количества газа на приеме, вследствие чего реальные характеристики отклоняются от стеновых при работе без свободного газа (иногда значительно), но насос сохраняет устойчивую работу при допустимом КПД. Давление на приеме, соответствующее этой области работы насоса со свободным газом, назовем допускаемым давлением на приеме $p_{\text{доп}}$.

Третья область работы ПЦЭН характеризуется значительным количеством свободного газа на приеме, вследствие чего нарушается устойчивая работа насоса вплоть до срыва подачи. При этом КПД насоса становится равным 0. Давление, соответствующее этой области работы насоса, назовем предельным давлением на приеме $p_{\text{пред}}$.

Ниже приведены эмпирические зависимости для расчета $p_{\text{опт}}$, $p_{\text{доп}}$ и $p_{\text{пред}}$, справедливые при $(\mu_{\text{нд}}/\mu_{\text{нп}}) \lesssim 3$. Если отношение вязкости дегазированной нефти при пластовой температуре к вязкости пластовой нефти превышает 3, то требуются специальные исследования для корректировки нижеприведенных зависимостей.

Оценку оптимального давления на приеме можно выполнить по следующим формулам:

при $B \leq 0,6$

$$p_{\text{опт}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} (0,325 - 0,316 B); \quad (8.1)$$

при $B \geq 0,6$

$$p_{\text{опт}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} (6,97 B - 4,5 B^2 - 2,43), \quad (8.2)$$

где B — объемная обводненность продукции, доли единицы.

Для оценки допустимого давления на приеме ПЦЭН можно использовать следующие формулы:

при $B \leq 0,6$

$$p_{\text{доп}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} (0,198 - 0,18 B); \quad (8.3)$$

при $B \geq 0,6$

$$p_{\text{доп}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} (2,62 B - 1,75 B^2 - 0,85). \quad (8.4)$$

Предельное давление на приеме во всей области $0 \leq B \leq 1$ можно рассчитать по следующей зависимости:

$$p_{\text{пред}} = \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нп}}} p_{\text{нас}} (0,125 - 0,115 B). \quad (8.5)$$

Так как вязкость дегазированной нефти $\mu_{\text{нд}}$ дается в справочной литературе при $t = 20^\circ\text{C}$, а при вычислении $\mu_{\text{нд}}/\mu_{\text{нп}}$ ее необходимо подставлять при $t_{\text{пл}}$, то для расчета $\mu_{\text{нд}}$ при пластовой температуре можно воспользоваться следующей формулой [2]:

$$\lg \mu_t = \lg \mu_{20} \left(\frac{\lg \mu_{50}}{\lg \mu_{20}} \right)^{\frac{t-20}{30}}, \quad (8.6)$$

где μ_t — относительная динамическая вязкость дегазированной нефти при температуре t ; μ_{20} , μ_{50} — относительные динамические вязкости дегазированной нефти при температурах соответственно 20 и 50 °С.

При $t = 20^\circ\text{C}$ вязкость воды $\mu_v = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Задача 8.1. Рассчитать оптимальное, допустимое и предельное давления на приеме ПЦЭН для пласта D_1 Шкаповского нефтяного месторождения. Из [1] имеем:

давление насыщения $p_{\text{нас}} = 9,9 \text{ МПа}$; пластовая температура $t_{\text{пл}} = 38^\circ\text{C}$; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{\text{нп}} = 3,9 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; вязкость дегазированной нефти при температуре соответственно 20 и 50 °С $\mu_{20} = 14,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\mu_{50} = 6,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; обводненность продукции $B = 0,25$.

Решение. Прежде чем рассчитывать соответствующие давления, вычисляем по (8.6) вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре $t_{\text{пл}} = 38^\circ\text{C}$ и относительные вязкости нефти:

$$\mu_{20} = \frac{14,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}}{1 \text{ мПа} \cdot \text{с}} = 14,4; \quad \mu_{50} = \frac{6,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}}{1 \text{ мПа} \cdot \text{с}} = 6,2;$$

$$\lg \mu_{3,8} = \lg 14,4 \left(\frac{6,2}{14,4} \right)^{\frac{38-20}{30}} = 1,15836 \left(\frac{0,7924}{1,15836} \right)^{\frac{18}{30}} =$$

$$= 1,15836 (0,6841)^{0,6} = 0,92236.$$

Таким образом, вязкость дегазированной нефти при $t_{пл} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$
 $\mu_{3,8} = 8,4$ или $\mu_{3,8} = 8,4 \cdot \text{мПа} \cdot \text{с} = 8,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Проверяем отношение $\mu_{нд}/\mu_{нп}$:

$$\mu_{нд}/\mu_{нп} = 8,4 \text{ мПа} \cdot \text{с} / 3,9 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 2,15 < 3,$$

то есть в данном случае зависимости (8.1) – (8.5) справедливы.

Так как $B = 0,25 < 0,6$, то для расчета $\rho_{опт}$ используем (8.1), для расчета $\rho_{доп}$ – (8.3), а для расчета $\rho_{пред}$ – (8.5).

Оптимальное давление на приеме

$$\rho_{опт} = \frac{8,4}{3,9} 9,9 (0,325 - 0,316 \cdot 0,25) = 5,24 \text{ МПа}.$$

Допускаемое давление на приеме

$$\rho_{доп} = \frac{8,4}{3,9} 9,9 (0,198 - 0,18 \cdot 0,25) \approx 3,26 \text{ МПа}.$$

Предельное давление на приеме

$$\rho_{пред} = \frac{8,4}{3,9} 9,9 (0,125 - 0,115 \cdot 0,25) \approx 2,05 \text{ МПа}.$$

Таким образом, известны соответствующие давления на приеме, которые должны использоваться при подборе УПЦЭН.

8.2. КОРРЕКТИРОВКА ПАСПОРТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЦЭН

Практика широкого применения ПЦЭН для эксплуатации скважин выявила некоторое несоответствие реальной стеновой характеристики (при испытании насоса на пресной воде) ее паспортной характеристике (при испытании насоса также на пресной воде). Как правило, стеновая (реальная) характеристика располагается несколько ниже паспортной. Характеристикой центробежного насоса называется совокупность графических зависимостей напора H , потребляемой мощности N и КПД η от подачи Q . В технической и справочной литературе для каждого типоразмера ЦЭН имеются паспортные характеристики.

При подборе ПЦЭН для эксплуатации скважин необходимо предварительно скорректировать паспортную характеристику для получения реальной характеристики насоса. Реальную характеристику можно получить после проведения стеновых испытаний каждого насоса при работе его на пресной воде. Однако на практике этот путь не всегда легко осуществим по целому ряду объективных причин. В этих слу-

чаях реальную характеристику можно определять, используя паспортную.

Суть расчетного метода заключается в следующем.

1. Для данного насоса выбирают ряд значений подач Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д., часть из которых находится слева, а часть — справа от оптимальной подачи данного насоса $Q_{\text{опт}}$ (оптимальная подача соответствует максимальному значению КПД — η_{max}).

2. Для выбранных подач с паспортной характеристики этого насоса вычисляют соответствующие им напоры H_1, H_2, H_3, H_4 и т.д.), а также КПД $\eta_1, \eta_2, \eta_3, \eta_4$ и т.д.

3. При соответствующих подачах Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д. рассчитывают снижение напора ΔH по формуле

$$\Delta H = 0,92 H_{\text{опт}} / (3,9 + 0,023 Q_{\text{опт}}), \quad (8.7)$$

где $H_{\text{опт}}, Q_{\text{опт}}$ — соответственно паспортные напор и подача на оптимальном режиме работы насоса.

4. Рассчитывают реальные напор H' и КПД η' для принятых подач Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д. по следующим формулам:

$$H'_i = H_i - \Delta H; \quad (8.8)$$

$$\eta'_i = \eta_i (1 - \Delta H / H_i). \quad (8.9)$$

По вычисленным значениям H'_i и η'_i строят реальные характеристики $Q_i - H'_i$ и $Q_i - \eta'_i$. Мощностная характеристика $Q - N$ остается без изменений.

Задача 8.2. Скорректировать паспортную характеристику погружного центробежного электронасоса ЭЦН5А-360-600, основные паспортные параметры которого при работе на оптимальном режиме следующие: $Q_{\text{опт}} = 360 \text{ м}^3/\text{сут}$; $H_{\text{опт}} = 570 \text{ м}$; $\eta_{\text{max}} = 0,59$.

Решение. По паспортной характеристике данного насоса находим основные параметры для подач: 100, 200, 300, 400 и 500 $\text{м}^3/\text{сут}$ и представляем их ниже.

Подача $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	100	200	300	400	500
Напор $H, \text{ м}$	820	747	643	485	195
КПД η	0,21	0,40	0,54	0,59	0,35

По формуле (8.7) рассчитываем:

$$\Delta H = 0,92 \cdot 570 / (3,9 + 0,023 \cdot 360) = 524,4 / 12,18 = 43,05 \text{ м}.$$

Вычисляем по формулам (8.8) и (8.9) H'_i и η'_i , а результаты представляем ниже.

Подача $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	100	200	300	400	500
Напор $H', \text{ м}$	777	704	600	442	152
КПД η'	0,199	0,377	0,504	0,537	0,273

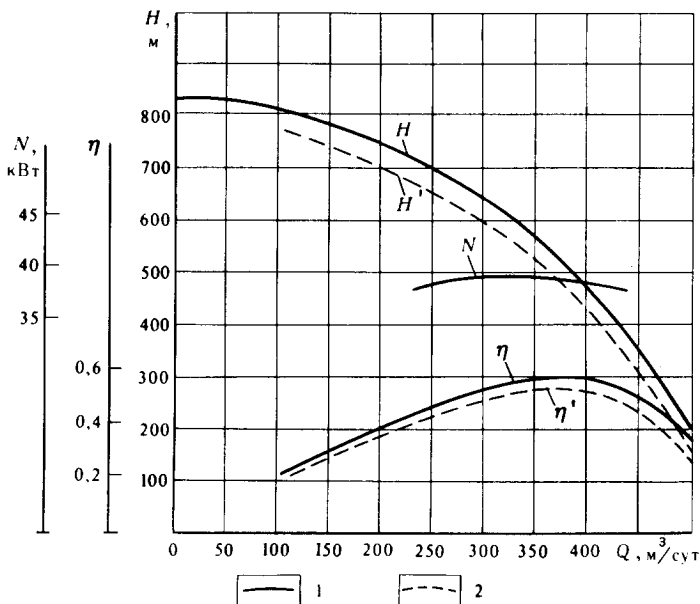


Рис. 37. Паспортные (1) и скорректированные (2) характеристики погружного центробежного электронасоса ЭЦН5А-360-600

По приведенным выше данным построены паспортная и реальная характеристики данного насоса (рис. 37). Таким образом, в дальнейших расчетах необходимо пользоваться реальной характеристикой (пунктирные линии на рис. 37).

8.3. ПОДБОР УСТАНОВКИ ПЦЭН ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

Известно множество различных методик подбора установки ПЦЭН как отечественных, так и зарубежных исследователей. Не останавливаясь на рассмотрении существующих методик, отметим, что большинство из них достаточно сложны и требуют применения ЭВМ высокого класса.

Излагаемый ниже экспресс-метод подбора ПЦЭН базируется на результатах экспериментальных исследований работы погружных центробежных электронасосов на различных нефтяных месторождениях СССР.

В основу метода подбора положены следующие экспериментально установленные факты:

1. Эффективность работы насоса определяется давлением у приема насоса (см. раздел 8.1) и коэффициентом сепарации свободного газа

у приема, то есть количеством свободного газа, попадающего в насос (см. раздел 2.11).

2. Реальные характеристики насосов могут существенно отличаться от паспортных (см. раздел 8.2).

3. Для нефтяных месторождений СССР, данные о которых представлены в табл. 8.1 и 8.2, давления на выходе из насоса $p_{\text{вых}}$ определяются по соответствующим кривым распределения давления в подъемнике (рис. 38 — для группы месторождений табл. 8.1; рис. 39 — для группы месторождений табл. 8.2). Представленные экспериментальные кривые распределения давления справедливы при дебитах от 23 до 475 т/сут для диаметров подъемников 0,048 и 0,060 м при обводненности продукции 0—1.

Экспериментальные кривые распределения давления (см. рис. 38 и 39) приведены к давлению на устье скважины, равному нулю. При любом устьевом давлении давление на выходе из насоса находится так, как это показано на рис. 38 для следующих условий: $p_y = 1,5$ МПа, глубина спуска насоса $H_n = 855$ м, обводненность продукции $B = 0,2$. На оси давлений откладывают давление $p_y = 1,5$ МПа и проводят линию до пересечения с кривой 3, соответствующей обводненности $B = 0,2$, получая глубину $H = 395$ м. К этой глубине прибавляют глубину спуска насоса 855 м и получают глубину 1250 м. Из данной глубины проводят линию до пересечения с кривой 3 и получают давление на выкиде насоса $p_{\text{вых}} = 7,25$ МПа.

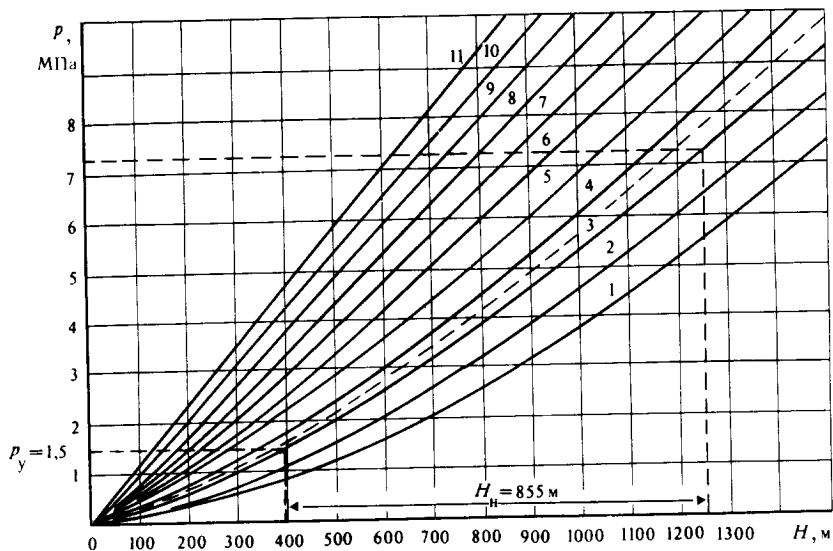


Рис. 38. Экспериментальные кривые распределения давления ($\rho_B = 1170 \text{ кг/м}^3$). 1, 2, 3, 4 и т.д. — соответственно при обводненности $B = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1$

Таблица 8.1

Основные характеристики флюидов некоторых нефтяных месторождений СССР [1]

Месторождение, горизонт	$\rho_{нас'}$ МПа	$G_{0'}$ м ³ /м ³	b_H	$\rho_{нп'}$ кг/м ³	$\rho_{нд'}$ кг/м ³	$\mu_{нп'}$ МПа·с	α , м ³ /(м ³ × × МПа)
Усинское, Живетский ярус	8,7	60	1,16	785	845	2,2	7
Полазненское, Башкирский горизонт	8,6	46	1,12	805	835	3,1	5,3
Березовское, Турнейский ярус	8	51	1,1	855	899	—	6,4
Ромашкинское, девон	9	50	1,16	805	862	2,8	5,5
Бавлинское, Пашийский горизонт	9,5	59,2	1,19	780	848	2,2	6,1
Ново-Бавлинское, Д ₁	8,9	60	1,2	760	842	2,5	7,1
Алексеевское, Д ₁	8,5	46,1	1,15	801	860	3,9	5,4
Ново-Елховское, Акташское и Поповское, Д ₁	9,2	50	1,14	818	865	3,5	4,7
Туймазинское, Д ₁ , Д ₂	9,2	54	1,16	804	852	2,7	5,9
Александровское, Д ₁	8,8	53,8	1,16	799	847	2,2	6,1
Серафимовское, Д ₁	9,3	53,4	1,16	808	852	2,5	5,4
Сергеевское, Д ₁	9	56	1,18	812	870	2,8	6,2
Пономаревское, Д ₂ Ф	8,4	44,2	1,13	786	848	3,5	5,2
Мухановское, пласт В ₃	7,5	58,4	1,17	800	863	2,4	7,8
Соколовогорское, Д ₁	8,7	50	1,15	770	836	2	5,7
Правдинское, горизонт Б ₈	9,5	61,8	1,21	787	850	2	6,5
Средне-Балыкское, Б ₁₀	8,2	57,1	1,20	796	880	2	7
Южно-Балыкское, Б ₁₀	8,8	52	1,17	802	868	3	6
Мамонтовское, Б ₁₀	9,5	55,1	1,18	802	882	2,5	5,8
Усть-Балыкское	8,5	44	1,14	815	880	3	5
Ватинское, А ₁ , А ₂	9,0	48	1,16	790	860	2	5,3
Шкаповское, Д ₁	9,9	42,2	1,12	829	869	3,9	3,7

Суть метода подбора ПЦЭН заключается в построении гидродинамической характеристики скважины и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции

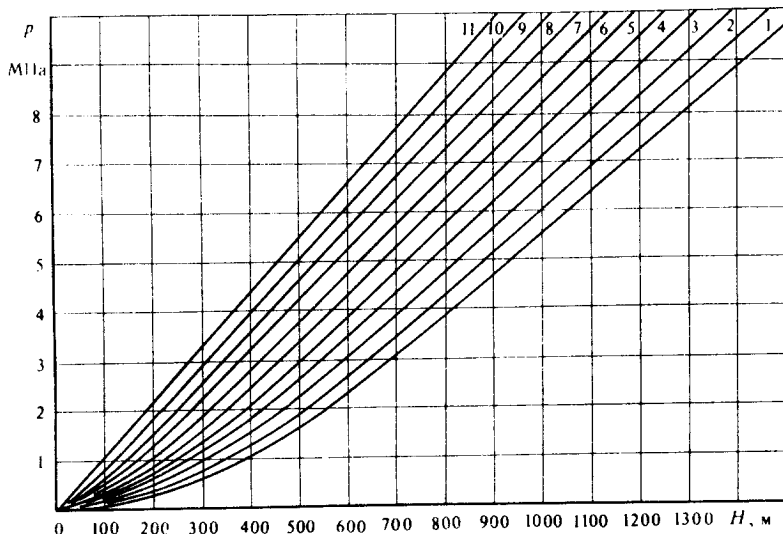


Рис. 39. Экспериментальные кривые распределения давления ($\rho_{\text{в}} = 1100 \text{ кг/м}^3$). 1, 2, 3, 4, 5 и т.д. — соответственно при обводненности $B = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1$

дебита (подачи) $H = f(Q)$. Дальнейшее изложение справедливо для прямолинейной индикаторной линии скважины, в соответствии с (2.62) записываем:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}}, \quad (8.10)$$

где $K_{\text{пр}}$ — коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; Q — дебит скважины, равный подаче насоса, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Давление на приеме насоса

$$p_{\text{пн}} = p_{\text{заб}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{н}}) \rho'_{\text{ж}} g, \quad (8.11)$$

где $\rho'_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса, кг/м^3 ; рассчитывается в соответствии с рекомендациями разделов 2.2 и 2.4.

Принимая давление на приеме оптимальным $p_{\text{опт}}$ (см. раздел 8.1), из (8.11) получаем

$$H_{\text{н}} = L_{\text{с}} + \frac{10^6 (p_{\text{опт}} + Q/K_{\text{пр}} - p_{\text{пл}})}{\rho'_{\text{ж}} g}. \quad (8.12)$$

Таким образом, по (8.12) для заданного дебита Q и определенного давления $p_{\text{опт}}$ вычисляется глубина спуска насоса $H_{\text{н}}$. Затем по соот-

Таблица 8.2

Основные характеристики флюидов некоторых нефтяных месторождений СССР [1]

Месторождение, горизонт	$p_{нас'}$ МПа	$G_{0'}$ м ³ /м ³	b_H	$\rho_{нп'}$ кг/м ³	$\rho_{нд'}$ кг/м ³	$\mu_{нп'}$ мПа·с	$\alpha,$ м ³ / (м ³ × × МПа)
Осинское, Серпуховский горизонт	8,7	19,1	1,04	876	—	14,1	2,2
Кырыкмасское	7,3	16,6	1,04	874	893	13,1	2,3
Гожанское, Яснополянский горизонт	6,8	17	1,04	903	914	49	2,5
Барыкинское	7,3	16	1,03	902	910	29,7	2,2
	7,1	17	1,04	895	907	29	2,4
Степановское	6,5	19,9	1,04	892	896	29	3
Нурлатское, Угленосный горизонт	7,4	15,6	1,03	899	—	17,6	2,1
Лесное, Тульский горизонт	7,1	15	1,04	896	915	37,5	2,1
Южно-Шегурчинское, Турнейский ярус	7,4	16,7	1,05	881	902	17,5	2,3
Шегурчинское, Турнейский ярус	7,3	20,8	1,05	876	892	17,3	2,8
Ямашинское, Турнейский ярус	6,1	18	1,04	879	890	20,7	2,9
Верхне-Уральминское, Турнейский ярус	7,2	14,4	1,05	884	899	35	2
Азевское, Пашийский горизонт	7,8	14,5	1,05	869	893	15,4	1,8
Контузлинское	7,8	15,4	1,04	869	885	12,2	2
	6,6	18	1,05	872	894	15	2,7
Кузбаевское, Бобриковский горизонт	6,7	19,4	1,06	876	—	14,2	2,9
Арланское, Угленосная толща	7,5	13,9	1,04	884	895	24,3	1,9
	7,9	15,2	1,04	881	892	20,6	1,9
Жирновско-Бахметьевское, Нижнебашкирский горизонт	6,4	18	1,05	840	900	15	2,8

ветствующим кривым рис. 38 или 39 в зависимости от обводненности и устьевого давления определяется давление на выкиде насоса $p_{вых}$ при заданной подаче Q .

Давление p_H , необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле

$$p_H = p_{вых} - p_{опт} \quad (8.13)$$

При необходимости пересчета давления p_H в напор выражение (8.13) записывают в виде

$$H = 10^6 (p_{\text{вых}} - p_{\text{опт}}) / (\rho_{\text{ж}} g), \quad (8.14)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости, рассчитываемая по (2.19).

Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач), вычисляют для каждого из них соответствующие H_n , $p_{\text{вых}}$, $p_H(H)$ и строят графическую зависимость $p_H(H) = f(Q)$, которая совмещается с реальными характеристиками ПЦЭН. Точки пересечения характеризуют возможные совместные (согласованные) режимы работы системы.

После выбора необходимого насоса в соответствии с технической характеристикой установок ПЦЭН [7] определяется полный комплект установки ПЦЭН.

Задача 8.3. Рассчитать гидродинамическую характеристику скважины Шкаповского месторождения (пласт D_1), выбрать типоразмер ПЦЭН и глубину его спуска для следующих условий:

глубина скважины $L_c = 2050$ м; пластовое давление $p_{\text{пл}} = 19,2$ МПа; коэффициент продуктивности $K_{\text{пр}} = 31$ м³/сут · МПа; объемная обводненность $B = 0,25$; плотность воды $\rho_v = 1170$ кг/м³; давление на устье $p_y = 0,5$ МПа; диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}} = 0,168$ м.

Максимально возможный дебит скважины ограничен условием:

$$p_{\text{заб}} = 0,75 p_{\text{нас}}$$

Из табл. 8.1 $p_{\text{нас}} = 9,9$ МПа.

Решение. Вычисляем минимально возможное забойное давление:

$$p_{\text{заб min}} = 0,75 \cdot 9,9 = 7,425 \text{ МПа.}$$

Максимально возможный дебит скважины $Q_{\text{max}} = 31(19,2 - 7,425) = 365$ м³/сут.

Задаемся следующими значениями дебитов (подач): $Q_1 = 200$ м³/сут; $Q_2 = 300$ м³/сут и $Q_3 = 400$ м³/сут.

Оптимальное давление у приема насоса для пласта D_1 Шкаповского месторождения при $B = 0,25$ рассчитано в задаче 8.1 $p_{\text{опт}} = 5,24$ МПа.

Вычисляем по (8.12) глубины спуска насоса для заданных подач, предварительно рассчитывая плотность жидкости $\rho'_{\text{ж}}$ по (2.19). Средняя плотность нефти $\bar{\rho}_n$ в соответствии с (2.15) (см. табл. 8.1): $\bar{\rho}_n = (829 + 869) / 2 = 849$ кг/м³.

Средняя плотность жидкости $\rho'_{\text{ж}} = 849 + (1170 - 849) 0,25 = 930$ кг/м³.

Глубина спуска насоса

при $Q_1 = 200$ м³/сут

$$H_{n1} = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{200}{31} - 19,2) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1227 \text{ м;}$$

при $Q_2 = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$H_{H_2} = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{300}{31} - 19,2) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1581 \text{ м};$$

при $Q_3 = 400 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$H_{H_3} = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{400}{31} - 19,2) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1934 \text{ м}.$$

Для каждой глубины спуска насоса находим по рис. 38 давления на выкиде насоса $p_{\text{вых1}}, p_{\text{вых2}}, p_{\text{вых3}}$ (при $p_{\gamma} = 0,5 \text{ МПа}$; $B = 0,25$), интерполируя на обводненность $B = 0,25$: $p_{\text{вых1}} = 8,75 \text{ МПа}$; $p_{\text{вых2}} = 11,75 \text{ МПа}$; $p_{\text{вых3}} = 14,8 \text{ МПа}$ (для нахождения $p_{\text{вых2}}$ и $p_{\text{вых3}}$ проводится экстраполяция экспериментальных кривых).

Рассчитываем по (8.13) потребное давление

$$p_{H_1} = 8,75 - 5,24 = 3,51 \text{ МПа};$$

$$p_{H_2} = 11,75 - 5,24 = 6,51 \text{ МПа};$$

$$p_{H_3} = 14,8 - 5,24 = 9,56 \text{ МПа}.$$

Вычисляем по (8.14) потребные напоры (принимая $\rho_{\text{ж}} = 930 \text{ кг/м}^3$):

$$H_1 = 3,51 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 385 \text{ м};$$

$$H_2 = 6,51 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 713,5 \text{ м};$$

$$H_3 = 9,56 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 1048 \text{ м}.$$

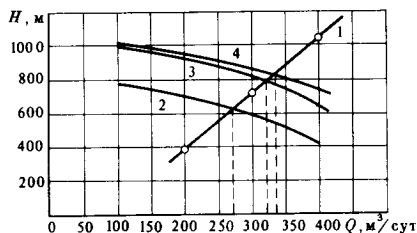
По результатам расчета строим зависимость $H = f(Q)$, которая представлена на рис. 40 (линия 1). На этот же рисунок нанесены реальные характеристики насосов: ЭЦН5А-360-600 (линия 2), 1ЭЦН5А-360-700 (линия 3) и 1ЭЦН6-500-750 (линия 4). Соответствующие точки пересечения гидродинамической характеристики с реальными характеристиками насосов составляют: $Q = 273 \text{ м}^3/\text{сут}$ (ЭЦН5А-360-600); $Q = 322 \text{ м}^3/\text{сут}$ (1ЭЦН5А-360-700); $Q = 333 \text{ м}^3/\text{сут}$ (1ЭЦН6-500-750).

В данном случае максимально возможный дебит скважины не может быть обеспечен установками ПЦЭН. Наиболее близкий дебит ($Q = 333 \text{ м}^3/\text{сут}$) может быть обеспечен насосом 1ЭЦН6-500-700. При отсутствии этого насоса скважину можно эксплуатировать и насосом ЭЦН5А-360-700 с дебитом $322 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Рассчитаем глубину спуска насоса 1ЭЦН6-500-750:

$$H_H = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{333}{31} - 19,2) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1697 \text{ м}.$$

Рис. 40. Гидродинамическая характеристика скважины (1) и реальные характеристики насосов (2, 3, 4)



Если скважина будет эксплуатироваться насосом 1ЭЦН5А-360-700, то глубина его спуска

$$H_n = 2050 + \frac{(5,24 + \frac{333}{31} - 19,2) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1658 \text{ м.}$$

В соответствии с технической характеристикой УПЦЭН [7] выбираем: для насоса 1ЭЦН5А-360-700 необходим погружной электродвигатель ПЭД45-117; для насоса 1ЭЦН6-500-750 — погружной электродвигатель ПЭД100-123.

Наконец, следует проверить поперечные габариты установок и соответствие их размерам скважины.

8.4. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ УСТАНОВКИ ВИНТОВОГО НАСОСА

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

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

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

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

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

Объемное газосодержание

$$\beta = \frac{G_{0i} p_0 (1 - B) / p_i}{G_{0i} p_0 (1 - B) / p_i + 1}, \quad (8.15)$$

где G_{0i} — газовый фактор при давлении p_i , приведенный к p_0 , $\text{м}^3/\text{м}^3$; B — объемная обводненность продукции, доли единицы.

Для расчета G_{0i} можно воспользоваться выражением (1.28), переписав его в таком виде

$$G_{0i} = G_0 \left[1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right)^f \right], \quad (8.16)$$

где G_0 — газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$, а показатель степени f рассчитывается по (1.29).

Вычислив по (8.16) $G_{0i} = f(p_i)$, рассчитывают по (8.15) зависимости $\beta = f(p_i)$, которые наносят на график (рис. 41). По точкам пересечения изолинии $\beta = 0,5$ с зависимостями $\beta = f(p_i)$ определяют минимально допустимые давления на приеме винтового насоса $p_{\text{пн1}}$, $p_{\text{пн2}}$ и т.д., зависящие от обводненности продукции скважины.

Задача 8.4. Определить минимально допустимые давления на приеме установки винтового насоса в зависимости от обводненности продукции пермокарбонатной залежи Усинского месторождения для следующих условий:

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

Решение. Рассчитываем по (1.29) показатель степени

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

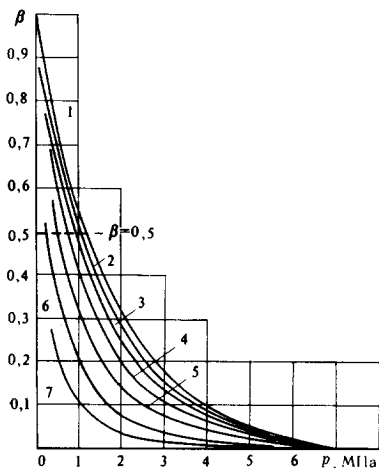


Рис. 41. Зависимости объемного газосодержания от давления и обводненности:

1 — $B = 0$; 2 — $B = 0,1$; 3 — $B = 0,2$;
4 — $B = 0,4$; 5 — $B = 0,6$; 6 — $B = 0,8$;
7 — $B = 0,9$

Таблица 8.3

Расчетные значения объемного газосодержания при различных обводненностях

B	Расходное газосодержание β					
0	0,75	0,41	0,23	0,13	0,074	0,021
0,1	0,73	0,38	0,21	0,12	0,067	0,019
0,2	0,70	0,35	0,19	0,11	0,06	0,017
0,3	0,67	0,32	0,17	0,097	0,053	0,015
0,4	0,64	0,29	0,15	0,085	0,046	0,013
0,5	0,596	0,25	0,13	0,071	0,038	0,011
0,6	0,542	0,21	0,11	0,058	0,031	0,009
0,7	0,47	0,17	0,08	0,044	0,023	0,006
0,8	0,37	0,12	0,056	0,030	0,016	0,004
0,9	0,23	0,06	0,030	0,015	0,008	0,002

Задаемся рядом значений p_i и вычисляем по (8.16) соответствующие значения G_{0i} .

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

Затем по формуле (8.15) рассчитываем значения β , а результаты заносим также в табл. 8.3.

По данным табл. 8.3 построены зависимости $\beta = f(p, B)$ (см. рис. 41). На этом же рисунке нанесена изолиния с $\beta = 0,5$. Точки ее пересечения с соответствующими зависимостями $\beta = f(p, B)$ дают следующие значения минимально допускаемых давлений на приеме винтового насоса:

B	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
$p_{пн}$, МПа	1,2	1,05	0,95	0,85	0,8	0,7	0,6

Глубину спуска винтового насоса рассчитывают точно так же, как и для ПЦЭН, используя формулу (8.12). Расчет необходимого напора ведется точно так же, как и для ПЦЭН, для чего предварительно вычисляется давление на выкиде насоса с использованием рекомендаций раздела 2.4.

Алгоритм выбора соответствующей установки ВЭНТ полностью совпадает с таковым в разделе 8.3. Характеристики винтовых насосов берутся из справочной литературы.

8.5. РАСЧЕТ ГИДРОПОРШНЕВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Гидропоршневые насосные установки обладают следующими основными преимуществами по сравнению с бесштанговыми насосами других типов:

высокий КПД;

возможность регулирования в широком диапазоне основных характеристик;

простота управления и возможность полной автоматизации работы;

возможность существенного упрощения подземного ремонта при спуске и подъеме погружного агрегата;

возможность эффективной эксплуатации наклонно направленных скважин.

В то же время эти установки обладают и определенными недостатками.

К настоящему времени разработан ряд новых отечественных установок гидропоршневых насосов, предназначенных для эксплуатации определенных категорий добывающих скважин.

Суть расчета гидропоршневой насосной установки сводится к расчету необходимого давления рабочей жидкости у погружного агрегата и силового насоса, расхода рабочей жидкости, подачи погружного насоса, мощности и КПД установки. Основные исходные данные — динамический уровень жидкости в скважине, дебит скважины и свойства продукции.

Рассмотрим порядок расчета агрегата дифференциального действия.

8.5.1. Расчет давления рабочей жидкости

Давление рабочей жидкости у силового насоса при ходе поршней вниз

$$p_{pн} = p'_{pн} - (H_n - \Delta h_p) \rho_p g, \quad (8.17)$$

при ходе поршней вверх

$$p_{pв} = p'_{pв} - (H_n - \Delta h_p) \rho_p g, \quad (8.18)$$

где $p'_{pн}$, $p'_{pв}$ — соответственно давления рабочей жидкости у погружного агрегата при ходе вниз и вверх, Па; H_n — глубина спуска насоса, м; Δh_p — гидравлические сопротивления потоку рабочей жидкости в трубопроводе от силового насоса до погружного агрегата, м; ρ_p — плотность рабочей жидкости, кг/м³.

Давление рабочей жидкости у погружного агрегата при ходе вниз

$$p'_{pн} = (H_n + \Delta h_{см}) \rho_{см} g + p_y + S_n / F_{ш}, \quad (8.19)$$

а при ходе вверх

$$\rho'_{pв} = (H_H + \Delta h_{см}) \rho_{см} g + \rho_Y + \frac{[(H_H + \Delta h_{см}) \rho_{см} g - (h_n - h_d) \rho_d g + \rho_Y] F_H + S_B}{F_d - F_{ш}} \quad (8.20)$$

где $\Delta h_{см}$ — гидравлические сопротивления потоку смешанной жидкости в трубопроводе от погружного агрегата до устья скважины, м; $\rho_{см}$ — плотность смеси рабочей и добываемой жидкости, кг/м³; ρ_Y — давление на устье скважины, Па; S_H — суммарные сопротивления в погружном агрегате при ходе поршней вниз, Н; $F_{ш}$ — площадь поперечного сечения силового штока, м²; F_d — площадь поперечного сечения поршня двигателя диаметром (в м) d_d , м²; F_H — площадь поперечного сечения поршня погружного насоса, м²; $h_n = \rho_{пн} / (\rho_d g)$ — глубина погружения агрегата под динамический уровень, м; h_d — гидравлические сопротивления потоку добываемой жидкости в трубопроводе до приема погружного насоса, м; ρ_d — плотность добываемой жидкости, кг/м³; S_B — суммарные сопротивления в погружном агрегате при ходе поршня вверх, Н.

8.5.2. Расчет расхода рабочей жидкости

Удельный расход рабочей жидкости, приходящийся на один двойной ход двигателя в минуту

$$q'_p = [F_d x + (F_3 - F_{ш}) y] K 60 \cdot 24$$

или

$$q'_p = 1130,4 [d_d^2 x + (d_3^2 - d_{ш}^2) y] K, \quad (8.21)$$

где F_3 — площадь сечения большой головки золотника диаметром (в м) d_3 , м²; x — длина хода поршней агрегата, м; y — длина хода золотника, м; K — коэффициент расхода рабочей жидкости, учитывающий степень наполнения гидродвигателя и утечки рабочей жидкости

$$K = q_p / q_{тр}, \quad (8.22)$$

$q_{тр}$ — теоретический расход рабочей жидкости при расчетной длине хода поршня и золотника, м³/сут.

При числе двойных ходов в минуту n расход рабочей жидкости (в м³/сут) :

$$q_p = q'_p n = 1130,4 [d_d^2 x + (d_3^2 - d_{ш}^2) y] K n. \quad (8.23)$$

8.5.3. Расчет подачи погружного агрегата

Удельная подача, приходящаяся на один двойной ход поршня в минуту

$$Q' = F_n \times \eta_0 \cdot 60 \cdot 24$$

или

$$Q' = 1130,4 d_n^2 \times \eta_0 \cdot n \quad (8.24)$$

При числе двойных ходов в минуту n подача

$$Q = Q'n = 1130,4 d_n^2 \times \eta_0 n, \text{ (м}^3/\text{сут)}, \quad (8.25)$$

где η_0 – объемный КПД погружного насоса, учитывающий степень его наполнения и утечки через уплотнительные соединения:

$$\eta_0 = Q/Q_T, \quad (8.26)$$

где Q_T – теоретическая подача погружного насоса при расчетной длине хода поршня, м³/сут.

8.5.4. Расчет мощности и КПД установки

Полная мощность всей установки (в кВт)

$$N_Y = \frac{q_p \rho_p}{88 \eta_{ca}}, \quad (8.27)$$

где q_p – расход рабочей жидкости, м³/сут; ρ_p – усредненное значение давления рабочей жидкости, МПа

$$\rho_p = (\rho_{рн} + \rho_{рв})/2, \quad (8.28)$$

$\rho_{рн}$, $\rho_{рв}$ – давления, рассчитываемые соответственно по (8.17) и (8.18), МПа;

η_{ca} – КПД силового агрегата:

$$\eta_{ca} = \eta_{нс} \eta_n \eta_{эд}, \quad (8.29)$$

$\eta_{нс}$ – КПД силового насоса ($\sim 0,9$); η_n – КПД передачи ($\sim 0,95$); $\eta_{эд}$ – КПД электродвигателя ($\sim 0,85$).

Полезная мощность погружного агрегата (в кВт)

$$N_{пол} = \frac{Q (H_n \rho_{см} g + p_Y + \Delta h_{см} \rho_{см} g - p_{пн}) \cdot 10^{-6}}{88}, \quad (8.30)$$

где $p_{пн}$ – давление на приеме насоса, Па; p_Y – давление на устье, Па.
Коэффициент полезного действия установки

$$\eta_Y = N_{пол}/N_Y. \quad (8.31)$$

Задача 8.5. Рассчитать основные характеристики гидропоршневой насосной установки для эксплуатации добывающей скважины со следующими параметрами:

глубина скважины $L_c = 2500$ м; давление у приема насоса $p_{пн} = 5$ МПа; давление на устье скважины $p_y = 0,5$ МПа; глубина спуска насоса $H_n = 2000$ м; продукция скважины – обводненная нефть плотностью $\rho_d = 1000$ кг/м³; плотность рабочей жидкости $\rho_p = 850$ кг/м³.

Насос спущен на колонне труб с пакером. Рабочая жидкость подается в межтрубное пространство между обсадной колонной и колонной НКТ. Продукция и отработанная рабочая жидкость поднимаются по колонне НКТ.

При расчете установки принять:

гидравлические сопротивления потока рабочей жидкости в межтрубном пространстве от силового насоса до погружного агрегата $\Delta h_p = 220$ м;

гидравлические потери потока смешанной жидкости в НКТ от погружного агрегата до устья скважины $\Delta h_{см} = 500$ м;

гидравлические потери в скважине от забоя до приема насоса $h_d = 50$ м.

Основные характеристики погружного агрегата следующие:

диаметр силового штока $d_{ш} = 0,015$ м; диаметр поршня двигателя $d_d = 0,05$ м; диаметр поршня погружного насоса $d_n = 0,038$ м; суммарные сопротивления в погружном агрегате при ходе поршня вверх $S_b = 2000$ Н; суммарные сопротивления в погружном агрегате при ходе поршня вниз $S_n = 350$ Н; длина хода поршней агрегата $x = 0,7$ м; длина хода золотника $y = 0,07$ м; коэффициент расхода рабочей жидкости, учитывающий степень наполнения гидродвигателя и утечки рабочей жидкости $K = 1,05$; диаметр большой головки золотника $d_3 = 0,025$ м; число двойных ходов в минуту $n = 40$; объемный КПД погружного насоса $\eta_o = 0,85$.

Решение. Рассчитываем по (8.23) расход рабочей жидкости:

$$q_p = 1130,4 [0,05^2 \cdot 0,7 + (0,025^2 - 0,015^2) 0,07] \cdot 1,05 \cdot 40 = 84,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Затем по (8.25) вычисляем подачу погружного агрегата:

$$Q = 1130,4 \cdot 0,038^2 \cdot 0,7 \cdot 0,85 \cdot 40 = 38,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Рассчитываем плотность смеси рабочей и добываемой жидкости

$$\rho_{см} = (Q \rho_d + q_p \rho_p) / (Q + q_p) \quad (8.32)$$

$$\text{или } \rho_{см} = \frac{38,8 \cdot 1000 + 84,4 \cdot 850}{38,8 + 84,4} = 897,25 \text{ кг/м}^3.$$

Теперь можно рассчитать давление рабочей жидкости при ходе вниз – по (8.19) и при ходе вверх – по (8.20) :

$$p'_{рн} = (2000 + 500) 897,25 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 + \frac{350}{0,785 \cdot (0,015)^2} =$$

$$= 22 \cdot 10^6 + 0,5 \cdot 10^6 + 1,98 \cdot 10^6 = 24,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 24,5 \text{ МПа};$$

$$p'_{рв} = (2000 + 500) 897,25 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 +$$

$$+ \frac{[(2000 + 500) 897,25 \cdot 9,81 - (\frac{5 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} - 50) 1000 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6]}{1,9625 \cdot 10^{-3} - 1,76625 \cdot 10^{-4}} \times$$

$$\times 1,134 \cdot 10^{-3} + 2000 = 22 \cdot 10^6 + 0,5 \cdot 10^6 + 18,27 \cdot 10^6 =$$

$$= 40,77 \cdot 10^6 \text{ Па} = 40,77 \text{ МПа}.$$

Определяем давление рабочей жидкости у силового насоса при ходе поршней вниз по формуле (8.17), а при ходе вверх – по (8.18) :

$$p_{рн} = 24,5 - (2000 - 220) 850 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 9,66 \text{ МПа};$$

$$p_{рв} = 40,77 - (2000 - 220) 850 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 25,93 \text{ МПа}.$$

В соответствии с (8.29) КПД силового агрегата $\eta_{са} = 0,9 \cdot 0,95 \times 0,85 = 0,73$.

Рассчитываем по (8.28) среднее значение давления рабочей жидкости

$$p_p = (9,66 + 25,93) / 2 = 17,8 \text{ МПа}.$$

Полная (потребляемая) мощность всей установки в соответствии с (8.27) $N_y = 84,4 \cdot 17,8 / (88 \cdot 0,73) = 23,4 \text{ кВт}$.

Полезная мощность погружного агрегата рассчитывается по (8.30) :

$$N_{пол} = \frac{38,8 (2000 \cdot 897,25 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 + 500 \cdot 897,25 \cdot 9,81 - 5 \cdot 10^6) 10^6}{88} =$$

$$= \frac{38,8 \cdot 17,5 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}}{88} = 7,72 \text{ кВт}.$$

Вычисляем по (8.31) коэффициент полезного действия установки $\eta_y = 7,72 / 23,4 = 0,33$.

Таким образом, расчетный КПД установки является приемлемым.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

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

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

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

9.1. РАСЧЕТ ПОДЪЕМНИКА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

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

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

$$v'_r = 1,2 v_{кр}' \quad (9.1)$$

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

9.1.1. Расчет выноса твердых частиц

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

Режим течения определяется параметром Рейнольдса

$$Re = v_{крт} d_T \rho_r / \mu_r \quad (9.2)$$

или параметром Архимеда

$$Ar = d_T^3 \rho_r g (\rho_T - \rho_r) / \mu_r^2 \quad (9.3)$$

где d_T — диаметр твердой частицы, м; ρ_T — плотность твердых частиц, кг/м³ (при расчетах принимают $\rho_T = 2400$ кг/м³).

Выделяют три режима течения:

$$\text{ламинарный } Re \leq 2 \text{ или } Ar \leq 36; \quad (9.4)$$

$$\text{переходный } 2 < \text{Re} \leq 500 \text{ или } 36 < \text{Ar} \leq 83000; \quad (9.5)$$

$$\text{турбулентный } \text{Re} > 500 \text{ или } \text{Ar} > 83000. \quad (9.6)$$

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

ламинарный режим

$$v_{\text{крт}} = d_{\text{T}}^2 g (\rho_{\text{T}} - \rho_{\text{Г}}) / (18 \mu_{\text{Г}}); \quad (9.7)$$

переходный режим

$$v_{\text{крт}} = \frac{0,78 d_{\text{T}}^{0,43} (\rho_{\text{T}} - \rho_{\text{Г}})^{0,715}}{\rho_{\text{Г}}^{0,285} \mu_{\text{Г}}^{0,43}}; \quad (9.8)$$

турбулентный режим

$$v_{\text{крт}} = 5,46 \sqrt{\frac{d_{\text{T}} (\rho_{\text{T}} - \rho_{\text{Г}})}{\rho_{\text{Г}}}}, \quad (9.9)$$

где $\rho_{\text{Г}}$ — плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м³; $\mu_{\text{Г}}$ — динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па · с.

Из уравнения притока газа по заданному дебиту рассчитывают забойное давление

$$p_{\text{заб}} = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - a V_{\text{Г}} - b V_{\text{Г}}^2} \quad (9.10)$$

или по заданному забойному давлению вычисляют дебит.

Внутренний диаметр (в м) подъемника

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \sqrt{\frac{V_{\text{Г}} p_0 T_{\text{заб}} z_{\text{заб}}}{v_{\text{Г}} p_{\text{заб}} T_{\text{ст}}}}, \quad (9.11)$$

где $V_{\text{Г}}$ — дебит газа, тыс. м³/сут.

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

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

9.1.2. Расчет выноса жидких капель

Критическая скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины

$$v_{\text{крж}} = 16,47 (45 - 0,455 p_{\text{заб}})^{0,25} / \sqrt{p_{\text{заб}}}, \quad (9.12)$$

где $p_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа.

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

Иногда при расчете диаметра подъемника принимают $v'_r = 5-10$ м/с.

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

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

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \lambda z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2 V_r^2 (e^{2s} - 1)}{\rho_{\text{заб}}^2 - \rho_{\text{г}}^2 e^{2s}}} \quad (9.13)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений; $z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости газа (при $p_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$); $T_{\text{ср}}$ — средняя температура в скважине, К; V_r — дебит газа, тыс. м³/сут; $\rho_{\text{г}}$ — давление на устье скважины, Па; s — показатель степени:

$$s = \frac{0,03415 L_c \bar{\rho}_r}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}, \quad (9.14)$$

$$p_{\text{ср}} = (p_{\text{г}} + p_{\text{заб}}) / 2, \quad (9.15)$$

$$T_{\text{ср}} = (T_{\text{заб}} - T_{\text{г}}) / \ln \frac{T_{\text{заб}}}{T_{\text{г}}}. \quad (9.16)$$

Вычисление (9.13) проводят методом итераций, так как коэффициент гидравлических сопротивлений неизвестен.

Задача 9.1. Для условий задачи 2.11 рассчитать диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы диаметром $d_r = 0,002$ м, а $\mu_r = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Па · с.

Решение. Рассчитываем по (9.3) параметр Архимеда (из условий задачи 2.11: $\rho_i = 1,06$ кг/м³; $L_c = 2500$ м; $a = 0,6439 \cdot 10^{-4}$; $b = 2,139 \cdot 10^{-16}$; $p_{\text{заб}} = 39,03$ МПа; $V_r = 1,15 \cdot 10^3$ тыс. м³/сут; $T_{\text{заб}} = 337$ К; $z_{\text{заб}} \approx 0,811$)

$$Ar = (0,002)^3 \cdot 1,06 \cdot 9,81 (2400 - 1,06) / (1,4 \cdot 10^{-5})^2 = 1018183.$$

Так как $Ar = 1018183 > 83000$, то режим течения, в соответствии с (9.6), турбулентный, а критическая скорость рассчитывается по (9.9):

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

По формуле (9.1) рассчитываем: $v'_r = 1,2 \cdot 11,62 = 14$ м/с.

Вычисляем по (9.11) внутренний диаметр подъемника

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \sqrt{\frac{1,15 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 337 \cdot 0,811}{14 \cdot 39,03 \cdot 293}} = 0,05 \text{ м.}$$

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

Задача 9.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать диаметр подъемника, если в продукции содержится также жидкая фаза.

Решение. Вычисляем по (9.12) критическую скорость выноса жидких капель

$$v_{\text{крж}} = 16,47 (45 - 0,0455 \cdot 39,03)^{0,25} / \sqrt{39,03} = 6,76 \text{ м/с.}$$

По формуле (9.1) рассчитываем: $v'_r = 1,2 \cdot 6,76 = 8,11$ м/с.

По формуле (9.11)

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

Учитывая, что в соответствии с (9.11) внутренний диаметр подъемника $0,05 < 0,0645$, оставляем выбранный ранее диаметр подъемника 60 мм, $d_{\text{вн}} = 0,0503$ м.

Задача 9.3. Рассчитать внутренний диаметр подъемника, исходя из заданных потерь давления в подъемнике.

Исходные данные следующие:

$$V_r = 1,15 \cdot 10^3 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; z_{\text{ср}} = 0,811; L_c = 2500 \text{ м};$$

$$\rho_r = 1,06 \text{ кг/м}^3; T_y = 303 \text{ К}; T_{\text{заб}} = 337 \text{ К};$$

$$\rho_y = 31,13 \text{ МПа}; \rho_{\text{заб}} = 39,03 \text{ МПа.}$$

9.2. ВЫБОР РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Режим работы газовой скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока (2.66), а также имеющимся в наличии оборудованием. При этом учитывается большое количество факторов, ограничивающих дебит газовой скважины. К основным из этих факторов относятся вынос части породы из пласта в скважину; образование водяного конуса; образование конденсата в пласте или в скважине; чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т.д.

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

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

Минимальный дебит газовой скважины (в м³/с), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле (при глубине спуска подъемника до забоя)

$$V_{г\ min} = \frac{v_{г\ min} T_{ст} p_{заб} \pi d_{вн}^2}{4 \rho_0 z_{заб} T_{заб}} \quad (9.17)$$

Минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка воды

$$v_{гв\ min} = \frac{1,23 (45 - 0,45 p_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 p_{заб}}}, \quad (9.18)$$

а минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка конденсата

$$v_{гк\ min} = \frac{1,71 (67 - 0,45 p_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 p_{заб}}}, \quad (9.19)$$

где $p_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Задача 9.4. Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки для следующих условий: $d_{вн} = 0,062$ м; $p_{заб} = 16$ МПа; $T_{заб} = 330$ К; $z_{заб} = 0,83$.

Решение. Вычисляем по (9.18) минимальную скорость газа, при которой не происходит осаждения водяных капель:

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

По (9.17) рассчитываем минимальный дебит газа

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

или

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

Таким образом, минимальный дебит данной газовой скважины, при котором не будет образования водяной пробки на забое, равен 50870 м³/сут.

Задача 9.5. При каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждение конденсата на забое скважины? Сохраняются условия предыдущей задачи.

Решение. Минимальная скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность, вычисляется по (9.19) :

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

Определяем по (9.17) минимальный дебит газа

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

или

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

Сравнивая решение задачи 9.4 с решением задачи 9.5 отмечаем, что при прочих неизменных условиях полный вынос конденсата возможен при более высоких дебитах газовой скважины, чем полный вынос воды. Данный вывод является принципиальным.

9.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Одним из основных процессов, осложняющих эксплуатацию газовых скважин, является процесс образования кристаллогидратов. Кристаллогидраты образуются при определенных термобарических условиях при наличии в газе капель влаги. Отложения гидратов в виде снегообразной массы или льда в подъемнике газовой скважины снижают пропускную способность (дебит), повышают расход энергии на добычу газа и могут полностью перекрыть живое сечение потоку газа.

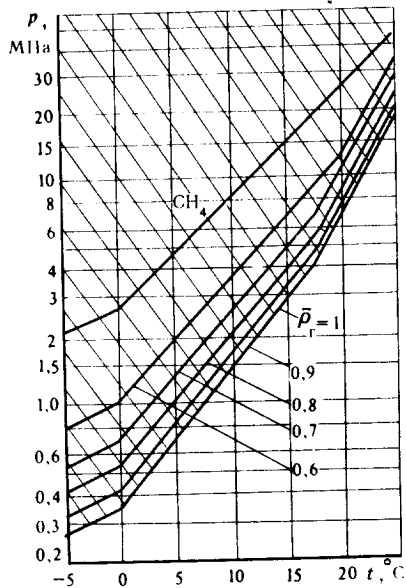
Условия образования гидратов могут быть определены экспериментально, графоаналитически и аналитически.

9.3.1. Графоаналитический метод определения условий гидратообразования (давление и температура)

Этот метод базируется на знании относительной плотности добываемого газа $\bar{\rho}_г$. На рис. 42 представлены кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности природного газа. Область, расположенная выше представленных кривых (заштрихована), является областью возможного образования кристаллогидратов.

Таким образом, при известной относительной плотности природного газа требуется рассчитать давление и температуру в заданной точке скважины (на заданной глубине) и по полученным значениям, пользуясь рис. 42, определить возможность образования гидратов в этой точке.

Рис. 42. Кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности газа



Расчет давления в заданной точке работающей скважины выполняется по следующей формуле:

$$p(h) = \sqrt{p_y^2 e^{2s} + 1,325 \cdot 10^{-12} \lambda \frac{z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d_{вн}^5} V_r^2 (e^{2s} - 1)}, \quad (9.20)$$

где $p(h)$ — давление на глубине h от устья, МПа; V_r — дебит скважины, тыс. м³/сут; λ — коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от параметра Рейнольдса Re и относительной шероховатости труб ϵ [5]; s , T_{cp} вычисляются соответственно по формулам (9.14) и (9.16).

Расчет температуры в заданной точке работающей скважины выполняется по формуле

$$T(h) = T_{пл} - \omega(L_{пл} - h) - \Delta t_i e^{-a(L_{пл} - h)} + \frac{1 - e^{-a(L_{пл} - h)}}{a} \left(\omega - D_i \frac{p_{заб} - p_y}{L_{пл}} - \frac{A}{c_p} \right), \quad (9.21)$$

где $T(h)$ — температура на глубине h от устья, К; ω — геотермический градиент, К/м; $L_{пл}$ — глубина залегания пласта, м; D_i — дифференциальный коэффициент Джоуля—Томсона, К/МПа; A — термический эквивалент работы, равный $9,8 \cdot 10^{-3}$ кДж/(кг · м); c_p — изобарная теплоемкость газа при среднем давлении и в первом приближении при пластовой температуре $T_{пл}$, кДж/(кг · К); Δt_i — снижение темпе-

ратуры газа в призабойной зоне скважины за счет эффекта Джоуля–Томсона с учетом теплообмена с окружающей средой, К:

$$\Delta t_i = D_i (p_{пл} - p_{заб}) \frac{\lg \left(1 - \frac{G c_p \tau}{\pi h c_n r_c^2} \right)}{R_k \lg \frac{r_c}{r_c}}, \quad (9.22)$$

G – массовый расход газа, кг/с; τ – суммарное время работы скважины, с; c_n – объемная теплоемкость горных пород, кДж/(м³ · К); r_c, R_k – соответственно радиус скважины и радиус контура питания, м;

$$a = 2 \pi \lambda_n / (G c_p f(\tau)); \quad (9.23)$$

λ_n – теплопроводность горных пород, кВт/(м · К); $f(\tau)$ – безразмерная функция времени:

$$f(\tau) = \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi \lambda_n \tau}{c_n r_c^2}} \right). \quad (9.24)$$

Как видно из вышеизложенного, данный метод является достаточно трудоемким и требует знания многих теплофизических характеристик.

9.3.2. Расчет образования кристаллогидратов при положительных и отрицательных температурах

При положительных температурах взаимосвязь между равновесной температурой и равновесным давлением гидратообразования имеет вид:

$$t_p = 18,47 (1 + \lg p_p) - B \quad (9.25)$$

или

$$\lg p_p = \frac{t_p + B}{18,47} - 1,$$

а при отрицательных температурах:

$$t_p = -58,5 (1 + \lg p_p) + B_1 \quad (9.26)$$

или

$$\lg p_p = \frac{B_1 - t_p}{58,5} - 1,$$

где t_p – равновесная температура гидратообразования, °С; p_p – равновесное давление гидратообразования, МПа; B, B_1 – числовые коэффициенты (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Зависимость коэффициентов B и B_1 от относительной плотности $\bar{\rho}_r$

$\bar{\rho}_r$	B	B_1	$\bar{\rho}_r$	B	B_1	$\bar{\rho}_r$	B	B_1
0,56	24,25	77,4	0,71	13,85	43,9	0,86	12,07	37,6
0,57	21,8	70,2	0,72	13,72	43,4	0,87	11,97	37,2
0,58	20	64,2	0,73	13,57	42,9	0,88	11,87	36,8
0,59	18,53	59,5	0,74	13,44	42,4	0,89	11,77	36,5
0,6	17,67	56,1	0,75	13,32	42	0,9	11,66	36,2
0,61	17	53,6	0,76	13,2	41,6	0,91	11,57	35,8
0,62	16,45	51,6	0,77	13,08	41,2	0,92	11,47	35,4
0,63	15,93	50	0,78	12,97	40,7	0,93	11,37	35,1
0,64	15,47	48,6	0,79	12,85	40,3	0,94	11,27	34,8
0,65	15,07	47,6	0,8	12,74	39,9	0,95	11,17	34,5
0,66	14,76	46,9	0,81	12,62	39,5	0,96	11,1	34,2
0,67	14,51	46,2	0,82	12,50	39,1	0,97	11	33,9
0,68	14,34	45,6	0,83	12,4	38,7	0,98	10,92	33,6
0,69	14,16	45	0,84	12,28	38,3	0,99	10,85	33,3
0,7	14	44	0,85	12,18	37,9	1	10,77	33,1

Задача 9.6. Определить возможность образования кристаллогидратов в скважине, если давление на устье скважины $p_y = 12$ МПа, температура $t_y = 28,5$ °С, а относительная плотность газа при этом давлении $\bar{\rho}_r = 0,65$.

Решение. По табл. 9.1 для $\bar{\rho}_r = 0,65$ определяем $B = 15,07$ и $B_1 = 47,60$. Рассчитываем по формуле (9.25) равновесную температуру

$$t_p = 18,47(1 + \lg 12) - 15,07 = 23,33 \text{ °С.}$$

Вычисляем равновесную температуру по (9.26) :

$$t_p = -58,5(1 + 12) + 47,60 = -74,03 \text{ °С.}$$

Сравнивая температуру на устье $t_y = 28,5$ °С с рассчитанной по (9.25) $t_p = 23,33$ °С, устанавливаем, что образование кристаллогидратов в скважине невозможно, так как $t_y > t_p$.

ГЛАВА 10

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Методы увеличения производительности скважин (методы интенсификации притока) играют сегодня существенную роль.

Известно большое количество различающихся по принципу действия методов увеличения производительности скважин, но не все они по-

лучили одинаковое распространение на практике. Ниже мы остановимся только на некоторых из них, получивших широкое применение на нефтяных промыслах нашей страны.

10.1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора v_p составляет 1–1,2 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Тогда объем кислотного раствора

$$V_p = v_p h, \quad (10.1)$$

где h — обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта, м.

Объем товарной кислоты (в м³)

$$V_k = V_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)], \quad (10.2)$$

где x_p , x_k — соответственно объемные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, %.

Если в процессе хранения и транспорта концентрация кислоты изменяется, то с учетом этого изменения объем товарной кислоты (в м³) V'_k рассчитывают по формуле

$$V'_k = V_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999) / [\rho_{k15} (\rho_{k15} - 999)], \quad (10.3)$$

где ρ_{k15} — плотность товарной кислоты при 15 °С, кг/м³:

$$\rho_{k15} = \rho_{kt} + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_{kt} - 2,52) (t - 15), \quad (10.4)$$

где ρ_{kt} — плотность кислоты при температуре t .

В качестве химических реагентов при солянокислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы. Как правило, в технической соляной кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого G_{x6} рассчитывают по формуле (кг)

$$G_{x6} = 21,3 V_p (a x_p / x_k - 0,02), \quad (10.5)$$

где a — объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ($a \approx 0,4$ %).

Объем хлористого бария

$$V_{x6} = G_{x6} / \rho_{x6}, \quad (10.6)$$

где $\rho_{\text{хб}}$ — плотность раствора хлористого бария, кг/м^3 ($\rho_{\text{хб}} \cong \cong 4000 \text{ кг/м}^3$).

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объем которой рассчитывают по формуле

$$V_{\text{ук}} = b_{\text{ук}} V_{\text{р}} / c_{\text{ук}}, \quad (10.7)$$

где $b_{\text{ук}}$ — норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты ($b_{\text{ук}} = 3 \%$); $c_{\text{ук}}$ — объемная доля товарной уксусной кислоты ($c_{\text{ук}} = 80 \%$).

Объем ингибитора

$$V_{\text{и}} = b_{\text{и}} V_{\text{р}} / c_{\text{и}}, \quad (10.8)$$

где $b_{\text{и}}$ — норма добавки ингибитора, %. Если в качестве ингибитора используют реагент В-2, то $b_{\text{и}} = 0,2 \%$; $c_{\text{и}}$ — объемная доля товарного ингибитора, % ($c_{\text{и}} = 100 \%$).

Объем интенсификатора

$$V_{\text{ин}} = b_{\text{ин}} V_{\text{р}} / 100, \quad (10.9)$$

где $b_{\text{ин}}$ — норма добавки интенсификатора, %.

Если в качестве интенсификатора используют Марвелан-К, то $b_{\text{ин}} = = 0,3 \%$.

Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$V_{\text{в}} = V_{\text{р}} - V_{\text{к}} - (V_{\text{хб}} + V_{\text{ук}} + V_{\text{и}} + V_{\text{ин}}). \quad (10.10)$$

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетные объемы ингибитора $V_{\text{и}}$, уксусной кислоты $V_{\text{ук}}$, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Затем добавляют хлористый барий $V_{\text{хб}}$ и интенсификатор $V_{\text{ин}}$. Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления.

Задача 10.1. Рассчитать необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора при обработке карбонатного продуктивного горизонта, вскрытая толщина которого $h = 11,5$ м. Техническая соляная кислота имеет концентрацию 27,5 %, температура приготовления кислоты 15 °С. Плотность соляной кислоты при 25 °С составляет $\rho_{\text{к}25} = 1134 \text{ кг/м}^3$. Кислотный раствор должен иметь концентрацию 13,5 %.

Решение. Рассчитываем по (10.1) объем кислотного раствора

$$V_{\text{р}} = 1,1 \cdot 11,5 = 12,65 \text{ м}^3.$$

В соответствии с условиями задачи $x_{\text{к}} = 27,5 \%$, $x_{\text{р}} = 13,5 \%$. По формуле (10.2) вычисляем объем товарной кислоты

$$\begin{aligned} V_{\text{к}} &= 12,65 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = \\ &= 182339,02 / 31321,812 = 5,82 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Рассчитываем плотность кислоты при $t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{к15}} &= 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52) (25 - 15) = \\ &= 1139,08 \text{ кг/м}^3.\end{aligned}$$

При данной температуре объем товарной кислоты

$$\begin{aligned}V'_{\text{к}} &= 12,65 \cdot 5,09 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / 1139,08 (1139,08 - 999) = \\ &= 928105,61 / 159562,32 = 5,82 \text{ м}^3.\end{aligned}$$

Рассчитываем количество хлористого бария по (10.5) :

$$G_{\text{хб}} = 21,3 \cdot 12,65 (0,4 \cdot 13,5 / 17,5 - 0,02) = 47,52 \text{ кг}$$

или его объем

$$V_{\text{хб}} = 47,52 / 4000 \approx 1,19 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

По формуле (10.7) рассчитываем объем уксусной кислоты $V_{\text{ук}} = 3 \cdot 12,65 / 80 = 4,74 \cdot 10^{-1} \text{ м}^3$.

Затем по формулам (10.8) и (10.9) рассчитываем соответственно объем ингибитора и интенсификатора:

$$V_{\text{и}} = 0,2 \cdot 12,65 / 100 = 2,53 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{ин}} = 0,3 \cdot 12,65 / 100 = 3,795 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

Наконец, по формуле (10.10) рассчитываем объем воды $V_{\text{в}} = 12,65 - 5,82 - (0,0119 + 0,474 + 0,0253 + 0,03795) = 6,28 \text{ м}^3$.

Расчет давления и времени закачки кислотного раствора для известного агрегата ведется по известным формулам (см. раздел 3).

10.2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ ВАННЫ

Для очистки продуктивного карбонатного пласта от глинистой и цементной корки, продуктов коррозии и т.д. можно применять в скважинах с открытым забоем кислотные ванны.

Основной вопрос при проектировании кислотной ванны — расчет объема кислотного раствора, который должен быть равен объему скважины в интервале от забоя до кровли обрабатываемого интервала.

Если обозначить через $r_{\text{с}}$ радиус скважины на этом интервале, то объем кислотного раствора (в м^3)

$$V_{\text{р}} = \pi r_{\text{с}}^2 h, \quad (10.11)$$

где h — толщина обрабатываемого пласта, м.

При проектировании кислотной ванны концентрация кислотного раствора принимается $x_{\text{р}} = 15 - 20 \%$.

Количество химических реагентов рассчитывают точно так же, как и для простой солянокислотной обработки.

Задача 10.2. Рассчитать необходимое количество кислотного раствора для проведения кислотной ванны, а также химических реагентов и воды, если радиус скважины $r_c = 0,18$ м, а толщина обрабатываемого пласта $h = 28,3$ м. Концентрация кислоты $x_k = 27,5$ %, а концентрация кислотного раствора $x_p = 20$ %.

Решение. Вычисляем по (10.10) объем кислотного раствора

$$V_p = 3,14 (0,18)^2 \cdot 28,3 \approx 2,88 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем кислоты

$$V_k = 2,88 \cdot 20 (5,09 \cdot 20 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = \\ = 63\,406,08 / 31\,321,81 = 2,03 \text{ м}^3.$$

Количество хлористого бария

$$G_{хб} = 21,3 \cdot 2,88 (0,4 \cdot 20 / 27,5 - 0,02) = 16,62 \text{ кг}$$

или его объем

$$V_{хб} = 16,62 / 4000 = 4,153 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем уксусной кислоты

$$V_{ук} = 3 \cdot 2,88 / 80 = 1,08 \cdot 10^{-1} \text{ м}^3.$$

Объем ингибитора

$$V_{и} = 0,2 \cdot 2,88 / 100 = 5,76 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем интенсификатора

$$V_{ин} = 0,3 \cdot 2,88 / 100 = 8,64 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем воды

$$V_v = 2,88 - 2,03 - (0,004153 + 0,108 + 0,00576 + 0,00864) = \\ = 0,724 \text{ м}^3.$$

Полученный раствор закачивают в скважину и оставляют для реакции на 16–24 ч.

10.3. РАСЧЕТ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Термокислотная обработка предназначена для увеличения притока продукции из пласта за счет растворения твердых осадков (парафин, смолы и т.д.) и повышения эффективности кислотной обработки. Обработка ведется в два этапа: на первом этапе – термическая обработка, при которой температура на забое повышается до температуры выше

температуры плавления осадков; на втором этапе — обычная соляно-кислотная обработка раствором повышенной температуры.

Термокислотная обработка базируется на экзотермической реакции раствора соляной кислоты с магнием. Так, при взаимодействии 18,61 л 15%-ного раствора HCl с 1 кг магния выделяется 18987 кДж теплоты. При этом кислота нейтрализуется полностью. Максимально возможное повышение температуры нейтрализованной кислоты равно примерно 243 °С.

На рис. 43 приведена номограмма определения повышения температуры t_p 15%-ного кислотного раствора и его расхода при реакции с 1 кг магния для получения заданной остаточной концентрации (x'_p). Как правило, норма расхода кислотного раствора повышенной температуры v_p составляет 0,8 м³ на один метр толщины обрабатываемого пласта.

Задача 10.3. Рассчитать количество магния для проведения термокислотной обработки пласта толщиной 7,8 м. Использовать кислотный раствор концентрацией 15 %. Температуру раствора в интервале обработки повысить до 70 °С.

Решение. Вычисляем объем кислотного раствора по формуле (10.1)

$$V_p = 0,8 \cdot 7,8 = 6,24 \text{ м}^3.$$

На рис. 43 откладываем заданную температуру 70 °С и проводим горизонталь до пересечения с линией 1 (точка А). Из точки А проводим вертикаль до пересечения с линией 2 (точка Б). По правой шкале находим расход 15%-ного раствора соляной кислоты на 1 кг магния v_p . В данном случае $v_p = 0,087 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Зная общий объем кислотного раствора V_p и норму расхода v_p , рассчитываем потребное количество магния Q_M по формуле

$$Q_M = V_p / v_p \quad (10.12)$$

или $Q_M = 6,24 / 0,087 = 71,7 \text{ кг}$.

Таким образом, потребное количество магния составляет 71,7 кг.

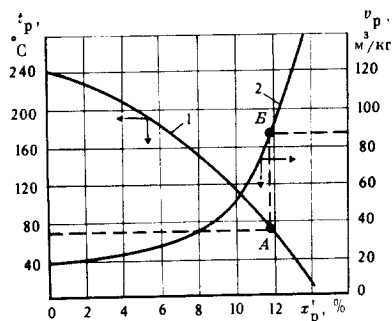


Рис. 43. Номограмма для определения повышения температуры кислотного раствора и нормы расхода 15%-ной кислоты на 1 кг магния:
 $1 - t_p = f(x'_p)$; $2 - v_p = f(x'_p)$

Как видно из рис. 43, остаточная концентрация прореагировавшего кислотного раствора составляет $x'_p = 11,7\%$.

Задача 10.4. Определить основные характеристики термокислотной обработки карбонатного пласта толщиной 4,6 м, если для ее проведения имеется 44 кг магния.

Решение. Принимаем норму расхода 15%-ного раствора кислоты $0,8 \text{ м}^3$ на один метр толщины пласта. Объем кислотного раствора $V_p = 0,8 \cdot 4,6 = 3,68 \text{ м}^3$.

По формуле (10.12) рассчитываем норму расхода $v_p = \frac{3,68}{44} = 0,0836 \text{ м}^3/\text{кг}$.

По рис. 43 для $v_p = 0,0836$ определяем остаточную концентрацию кислотного раствора $x'_p = 11,6\%$, максимальную температуру раствора $t_p = 74 \text{ }^\circ\text{C}$.

Задача 10.5. Определить максимальную температуру и остаточную концентрацию раствора при термокислотной обработке, если норма расхода 15%-ного раствора соляной кислоты $v_p = 0,03 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Решение. По рис. 43 для $v_p = 0,03 \text{ м}^3/\text{кг}$ максимальная температура $t_p = 175 \text{ }^\circ\text{C}$, а остаточная концентрация раствора $x'_p = 6,5\%$.

10.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления; определение вида трещины и расчет ее размеров.

Для расчета забойного давления разрыва пласта $p_{\text{заб } p}$ при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м^3 жидкости разрыва):

$$\frac{p_{\text{заб } p}}{p_{\text{ГГ}}} \left(\frac{p_{\text{заб } p}}{p_{\text{ГГ}}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1 - \nu^2)^2} \left(\frac{E}{p_{\text{ГГ}}} \right)^2 \frac{Q \mu_{\text{жр}}}{p_{\text{ГГ}}}, \quad (10.13)$$

где $p_{\text{ГГ}}$ — горизонтальная составляющая горного давления, МПа:

$$p_{\text{ГГ}} = p_{\text{ГВ}} \frac{\nu}{(1 - \nu)}, \quad (10.14)$$

ν — коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2 - 0,3$); $p_{\text{ГВ}}$ — вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$p_{\text{ГВ}} = \rho_n g L_c 10^{-6}; \quad (10.15)$$

ρ_n — плотность горных пород над продуктивным горизонтом, $\text{кг}/\text{м}^3$ ($\rho_n = 2600 \text{ кг}/\text{м}^3$); E — модуль упругости пород ($E = (1-2) 10^4 \text{ МПа}$);

Q — темп закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$ (в соответствии с характеристикой насосного агрегата); $\mu_{\text{жр}}$ — вязкость жидкости разрыва, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу

$$p_{\text{заб р}} = 10^{-2} K L_c, \quad (10.16)$$

где K — коэффициент, принимаемый равным (1,5 — 1,8) МПа/м.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$p_{\text{у}} = p_{\text{заб р}} - \rho_{\text{жп}} g L_c + p_{\text{тр}}, \quad (10.17)$$

где $\rho_{\text{жп}}$ — плотность жидкости-песконосителя, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{\text{жп}} = \rho'_{\text{жп}} (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{п}} \beta_{\text{п}}, \quad (10.18)$$

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

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}}}{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}} + 1}, \quad (10.19)$$

$C_{\text{п}}$ — концентрация песка в 1 м^3 жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$ ($C_{\text{п}} = 250 - 300 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$p'_{\text{тр}} = 8 \lambda Q^2 L_c \rho_{\text{жп}} / (\pi^2 d_{\text{вн}}^2), \quad (10.20)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = 64/\text{Re}, \quad (10.21)$$

$$\text{Re} = 4Q\rho_{\text{жп}} / (\pi d_{\text{вн}} \mu_{\text{жп}}), \quad (10.22)$$

Q — темп закачки, $\text{м}^3/\text{с}$; $\mu_{\text{жп}}$ — вязкость жидкости с песком, $\text{Па}\cdot\text{с}$;

$$\mu_{\text{жп}} = \mu'_{\text{жп}} \exp(3,18 \beta_{\text{п}}), \quad (10.23)$$

$\mu'_{\text{жп}}$ — вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Если $\text{Re} > 200$, то потери давления на трение по (10.16) увеличивают в 1,52 раза:

$$p_{\text{тр}} = 1,52 p'_{\text{тр}}. \quad (10.24)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = p_{\text{у}} Q / (p_{\text{р}} Q_{\text{р}} K_{\text{тс}}) + 1, \quad (10.25)$$

где $p_{\text{р}}$ — рабочее давление агрегата; $Q_{\text{р}}$ — подача агрегата при данном

ρ_p ; K_{TC} — коэффициент технического состояния агрегата ($K_{TC} = 0,5-0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = 0,785 d_{вн}^2 L_c \quad (10.26)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

для горизонтальной трещины

$$Q_{\min г} \geq 10^{-3} \frac{\pi R_T \omega_0}{\mu_{жр}} ; \quad (10.27)$$

для вертикальной трещины

$$Q'_{\min в} \geq 10^{-3} \frac{h \omega_0}{\mu_{жр}} , \quad (10.28)$$

где R_T — радиус горизонтальной трещины, м; ω_0 — ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины, м; $\mu_{жр}$ — вязкость жидкости разрыва, Па · с; h — толщина пласта, м.

В случае проведения разрыва пласта нефилтующейся жидкостью можно принять фактический темп закачки жидкости Q равным Q_{\min} . При проведении разрыва фильтрующей жидкостью фактический темп закачки жидкости $Q > Q_{\min}$.

Количество песка Q_n на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8–10 т. При концентрации песка в 1 м³ жидкости C_n объем жидкости

$$V_{ж} = Q_n / C_n \quad (10.29)$$

Задача 10.6. Рассчитать основные характеристики гидроразрыва пласта в добывающей скважине глубиной $L_c = 2270$ м. Вскрытая толщина пласта $h = 10$ м. Разрыв провести по НКТ с пакером, внутренний диаметр НКТ $d_{вн} = 0,0759$ м. В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется нефилтующаяся амбарная нефть плотностью $\rho'_{ж} = 945$ кг/м³ и вязкостью $\mu'_{ж} = 0,285$ Па · с. Предполагается закачать в скважину $Q_n = 4,5$ т песка диаметром зерен 1 мм. Принимаем темп закачки $Q = 0,010$ м³/с. Используем агрегат 4АН-700.

Решение. Рассчитываем по (10.15) вертикальную составляющую горного давления

$$\rho_{гв} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} = 57,9 \text{ МПа.}$$

Принимая $\nu = 0,3$, по формуле (10.14) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$\rho_{гг} = 57,9 \frac{0,3}{(1 - 0,3)} = 24,8 \text{ МПа.}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

По формуле (10.13) рассчитываем забойное давление разрыва

$$\frac{p_{\text{заб р}}}{24,8} \left(\frac{p_{\text{заб р}}}{24,8} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 (1 \cdot 10^{10})^2 0,001 \cdot 0,285}{(1-0,3)^2 (24,8 \cdot 10^6)^2 24,8 \cdot 10^6} \approx$$

$$\approx 2 \cdot 10^{-5};$$

$$\frac{p_{\text{заб р}}}{24,8} = 1,0269 \text{ или } p_{\text{заб р}} = 25,47 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем по (10.19) β_n (принимая $C_n = 275 \text{ кг/м}^3$):

$$\beta_n = \frac{275/2500}{275/2500 + 1} = 0,11/1,11 = 0,01.$$

Плотность жидкости-песконосителя рассчитываем по (10.18):

$$\rho_{\text{жп}} = 945 (1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем по (10.23) вязкость жидкости с песком:

$$\mu_{\text{жп}} = 0,285 \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,392 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$\text{Число Рейнольдса } Re = 4 \cdot 0,010 \cdot 1100 / (3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,392) = 471.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 64/471 = 0,136$.

Потери на трение рассчитываем по (10.20):

$$p'_{\text{тр}} = 8 \cdot 0,136 (0,01)^2 \cdot 2270 \cdot 1100 / (3,14^2 \cdot 0,0759^5) = 11 \text{ МПа.}$$

$$\text{Учитывая, что } Re = 471 > 200, \text{ потери на трение составят: } p_{\text{тр}} = 1,52 \cdot 11 = 16,72 \text{ МПа.}$$

Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя

$$p_{\text{у}} = 25,47 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} + 16,72 = 17,7 \text{ МПа.}$$

$$\text{При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости } p_p = 29 \text{ МПа, а } Q_p = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Необходимое число агрегатов

$$N = \frac{12,7 \cdot 0,01}{29,0 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 2.$$

$$\text{Объем продавочной жидкости } V_n = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 2270 = 10,3 \text{ м}^3.$$

$$\text{Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель) } V_{\text{ж}} = 4500/275 = 16,4 \text{ м}^3.$$

Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на IV скорости

$$t = (V_{\text{ж}} + V_{\text{п}}) / Q_{\text{р}} \quad (10.30)$$

или

$$t = (16,4 + 10,3) / 0,0146 = 1829 \text{ с или } 30,5 \text{ мин.}$$

10.5. РАСЧЕТ РАЗМЕРОВ ТРЕЩИН

В случае образования горизонтальной трещины радиус ее R_{T} (в м) можно вычислить по следующей эмпирической формуле:

$$R_{\text{T}} = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^{-6} L_{\text{с}}) (10^3 Q \sqrt{\frac{\mu_{\text{жр}} t}{k}})^{0,5}, \quad (10.31)$$

где Q – темп закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$; $\mu_{\text{жр}}$ – вязкость жидкости разрыва, $\text{Па} \cdot \text{с}$; t – время закачки жидкости разрыва, с; k – проницаемость призабойной зоны, м^2 .

Ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины ω_0 в случае разрыва фильтрующей жидкостью рассчитывается по формуле

$$\omega_0 = \frac{16}{3} \frac{(1 - \nu^2) (\rho_{\text{заб р}} - \rho_{\text{ГВ}}) R_{\text{T}}}{\pi E}, \quad (10.32)$$

а при разрыве нефилтующей жидкостью по формуле

$$\omega_0 = \frac{8 (1 - \nu^2) (\rho_{\text{заб р}} - \rho_{\text{ГВ}}) R_{\text{T}}}{\pi E}. \quad (10.33)$$

В случае образования вертикальной трещины при разрыве пласта фильтрующей жидкостью:

раскрытость трещины

$$\omega_0 = \frac{4 (1 - 2\nu) (1 + \nu) (\rho_{\text{заб р}} - \rho_{\text{ГГ}})}{3E} \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} Q \mu_{\text{жр}}}{2\pi^2 h^2 m k \rho_{\text{ГГ}}}}, \quad (10.34)$$

где m – пористость пласта;

длина трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} Q \mu_{\text{жр}}}{2\pi^2 h^2 m k \rho_{\text{ГГ}}}}. \quad (10.35)$$

В случае разрыва пласта нефилтующей жидкостью:

раскрытость трещины

$$\omega_0 = 4 (1 - \nu^2) l (\rho_{\text{заб р}} - \rho_{\text{ГГ}}) / E, \quad (10.36)$$

длина трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} E}{5,6(1 - \nu)^2 h (\rho_{\text{заб р}} - \rho_{\text{ГГ}})}}. \quad (10.37)$$

Задача 10.7. Для условий предыдущей задачи рассчитать размеры трещины, если разрыв проведен агрегатом 4АН-700, работающим на IV скорости ($Q_p = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$), а объем жидкости $V_{ж} = 16,4 \text{ м}^3$.

Решение. Вычисляем по (10.37) длину вертикальной трещины

$$l = \sqrt{\frac{16,4 \cdot 1 \cdot 10^4}{5,6(1 - 0,3^2) 10(25,47 - 24,8)}} = 69,3 \text{ м.}$$

Рассчитываем по (10.36) раскрытость трещины

$$\omega_0 = \frac{4(1 - 0,3^2) 69,3(25,47 - 24,8)}{1 \cdot 10^4} = 0,017 \text{ м или } 1,7 \text{ см.}$$

Таким образом, в результате проведения гидроразрыва в данной скважине образуется вертикальная трещина длиной 69,3 м и шириной на стенке скважины 1,7 см.

10.6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Периодическая электротепловая обработка призабойной зоны [4] — эффективное средство повышения дебитов добывающих скважин, когда продукция представлена вязкой жидкостью (нефтью) и в призабойной зоне происходит отложение смол и парафинов.

Для расчета этого процесса используются графические зависимости, представленные на рис. 44, 45 и 46. Пользование указанными графиками покажем на конкретном примере.

Задача 10.8. Рассчитать основные показатели электротепловой обработки призабойной зоны скважины диаметром 168 мм. Продуктив-

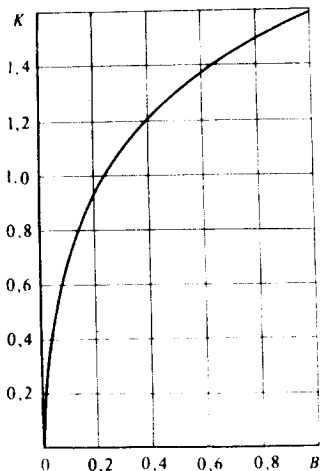


Рис. 44. Зависимость параметра K от обводненности продукции при вязкости пластовой нефти $\mu_{нп} \geq 80 \text{ мПа} \cdot \text{с}$

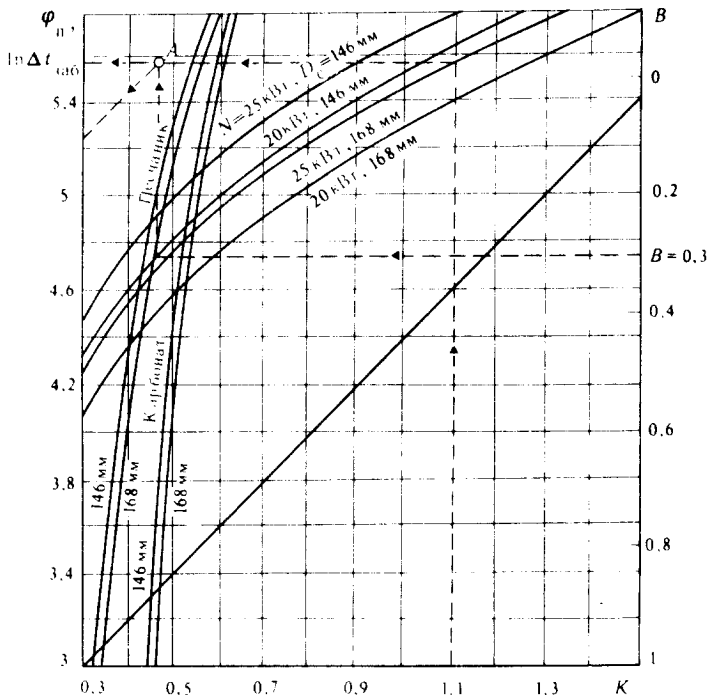


Рис. 45. Номограмма для расчета параметров периодической электротепловой обработки призабойной зоны

ный горизонт представлен песчаником, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{\text{нп}} = 90 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, обводненность продукции $B = 0,3$. Используется электронагреватель мощностью

$N = 25 \text{ кВт}$, а радиус прогрева $r_{\text{п}} = 1,2 \text{ м}$.

Решение. По рис. 44 для обводненности $B = 0,3$ определяем параметр K : $K = 1,1$.

По номограмме для определения параметров электротепловой обработки (см. рис. 45) откладываем на левой оси абсцисс величину $K = 1,1$ и восстанавливаем из этой точки перпендикуляр до пересечения с линией $D_c = 0,168 \text{ м}$ и $N = 25 \text{ кВт}$. Из точки пересечения проводим горизонталь до оси ординат, откуда $\ln \Delta t_{\text{заб}} = 5,58$. Таким образом, повышение забойной температуры составляет $\Delta t_{\text{заб}} = 265,1 \text{ }^\circ\text{C}$. На правой оси абсцисс откладываем обводненность $B = 0,3$ и проводим горизонталь до пересечения с линией "песчаник, $D_c = 168 \text{ мм}$ ". Из точки пересечения восстанавливаем перпендикуляр до пересечения со штриховой линией (точка А). Из точки А под углом 45° проводим линию до пересечения с левой осью абсцисс, получаем

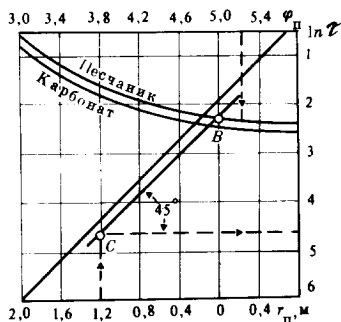


Рис. 46. Номограмма для расчета продолжительности электротепловой обработки

$\varphi_n = 5,25$. Для определения времени обработки воспользуемся номограммой на рис. 46. Откладываем на шкале φ_n величину 5,25 и опускаем вертикаль до пересечения с линией "песчаник". Точку пересечения проектируем на ось абсцисс со значением $r_n = 0$. Находим точку B . Через точку B под углом 45° проводим линию.

Откладываем на оси r_n величину $r_n = 1,2$ м. Восстанавливаем перпендикуляр из этой точки до пересечения с проведенной под углом 45° линией. Проектируем точку пересечения (точка C) на ось логарифма времени обработки $\ln \tau$, получаем $\ln \tau \approx 4,6$. Откуда $\tau = 99,5$ ч.

Таким образом, параметры электротепловой обработки следующие: $\Delta t_{\text{заб}} = 265,1$ °С; $r_n = 1,2$ м; $\tau = 99,5$ ч.

10.7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ

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

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

общее количество жидкости и песка для успешного осуществления процесса;

расход рабочей жидкости;

гидравлические потери в различных элементах;

давление жидкотно-песчаной смеси на выходе из насадок;

предельно безопасная длина колонны НКТ;

допустимое устьевое давление.

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

$$V_{\text{ж}} = 1,88 D_{\text{вн}}^2 L_c \quad (10.38)$$

причем $0,4 V_{\text{ж}}$ используют для транспортировки песка на забой; $0,4 V_{\text{ж}}$ — на промывку скважины после осуществления процесса;

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

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

$$Q_n = 1,13 D_{вн}^2 L_c C_n. \quad (10.39)$$

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

$$Q = 1,414 \mu n_n f_n \sqrt{\frac{\Delta p_n 10^6}{\rho_{жп}}}, \quad (10.40)$$

где μ — коэффициент расхода, принимаемый приблизительно 0,82; n_n — число насадок (обычно $n_n = 4$); f_n — площадь поперечного сечения насадки на выходе, м^2 ; Δp_n — потери давления в насадках, МПа; $\rho_{жп}$ — плотность смеси жидкости и песка, кг/м^3 ; рассчитывается по (10.18) с учетом (10.19). Потери давления в насадках принимаются равными: при $d_n = 6 \text{ мм}$ — (10–12) МПа, при $d_n = (3 - 4,5) \text{ мм}$ — (18–20) МПа.

Гидравлические потери при проведении гидropескоструйной обработки

$$\Delta p = \Delta p_T + \Delta p_K + \Delta p_n + \Delta p_p, \quad (10.41)$$

где Δp_T , Δp_K — соответственно потери давления в НКТ и в кольцевом пространстве, МПа. Эти потери можно определять графически по [6] (см. рис. VIII.7, с. 327); Δp_p — потери давления в полости, образующейся в результате воздействия на породу абразивной струи, МПа. Исходя из опыта проведения гидropескоструйных обработок, можно принять $\Delta p_p = 3,5 \text{ МПа}$.

Допустимое давление на устье, МПа

$$p_{уд} = \frac{P_{стр} - H q_T}{K F_T}, \quad (10.42)$$

где H — глубина спуска НКТ, м; q_T — нагрузка от веса 1 м труб, Н/м; F_T — площадь поперечного сечения труб, м^2 ; K — коэффициент запаса ($K = 1,5$); $P_{стр}$ — сдвигающая нагрузка резьбового соединения, Н. Эта нагрузка (в Н) рассчитывается по формуле

$$P_{стр} = \frac{\pi b D \sigma_T}{1 + D \operatorname{ctg}(\beta + \varphi) / (2 l)}, \quad (10.43)$$

где b — толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки, находящейся в зацеплении, м; D — средний диаметр трубы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, м; σ_T — предел текучести материала труб, Н/м^2 ; l — полезная длина нарезки (нитки с полным профилем), м; β — угол между гранью нарезки и осью трубы ($\beta = 60^\circ$); φ — угол трения ($\varphi = 18^\circ$).

Для НКТ из стали группы прочности Д страгивающая нагрузка составляет: $d = 0,06$ м $P_{стр} = 205$ кН; $d = 0,073$ м $P_{стр} = 287$ кН; $d = 0,089$ м $P_{стр} = 452$ кН.

Для безаварийного процесса необходимо выполнить условие:

$$\Delta p \leq p_{уд} \quad (10.44)$$

Предельная безопасная длина колонны НКТ H определяется из (10.42).

Задача 10.9. Рассчитать процесс гидropескоструйной обработки на глубине $H = 1370$ м. Скважина имеет эксплуатационную колонну $D_{вн} = 0,1505$ м (условный диаметр 168 мм). При обработке используют колонну НКТ условным диаметром 60,3 мм.

Решение. Вычисляем по (10.38) объем жидкости

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

Общее количество песка по (10.39)

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

Для насадков диаметром 4,5 мм задаем $\Delta p_{н} = 20$ МПа. По формуле (10.19) рассчитываем:

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

а затем по (10.18)

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

Вычисляем по (10.40) расход:

$$Q = 1,414 \cdot 0,82 \cdot 4 \cdot 0,785 \cdot 0,0045^2 \sqrt{\frac{20 \cdot 10^6}{1057,75}} = 1,014 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем по рис. VIII.7 [6, с. 327] $\Delta p_{т} + \Delta p_{к}$: при $Q = 10$ л/с для $D = 168$ мм $d = 60,3$ мм $\Delta p_{т} + \Delta p_{к} = 0,115$ МПа/100 м. Рассчитываем $\Delta p_{т} + \Delta p_{к}$ при глубине $H = 1370$ м

$$\Delta p_{т} + \Delta p_{к} = 0,115 \frac{1370}{100} = 1,6 \text{ МПа.}$$

Потери давления по формуле (10.41) $\Delta p = 1,6 + 20 + 3,5 = 25,1$ МПа. Рассчитываем по (10.42) $p_{уд}$ ($q_{т} = 68,7$ Н/м, $F_{т} = 1,986 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$, $P_{стр} = 205$ кН):

$$p_{уд} = \frac{205 \cdot 10^3 - 1370 \cdot 68,7}{1,5 \cdot 1,986 \cdot 10^{-3}} = \frac{110881 \cdot 10^3}{2,979} = 37,22 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $\Delta p = 25,1 \text{ МПа} < p_{уд} = 37,22 \text{ МПа}$, т.е. процесс гидropескоструйной обработки возможен. Выбор необходимых агрегатов и их числа проводится аналогично, как при гидравлическом разрыве пласта.

ГЛАВА 11

ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

11.1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ

Поддержание пластового давления — эффективное средство разработки нефтяного месторождения. Процесс проектирования закачки воды с целью поддержания пластового давления представляет сложную технико-экономическую задачу, решаемую на этапе составления технологической схемы или проекта разработки месторождения.

Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость.

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П. Крылова:

$$p_{ун} = \sqrt{\frac{C_c \eta}{K_{прм} 365 t w C_B}} - (p_{ст} - \bar{p}_{пл} - p_{тр}), \quad (11.1)$$

где C_c — стоимость нагнетательной скважины, руб.; η — КПД насосного агрегата; $K_{прм}$ — коэффициент приемистости нагнетательной скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; t — время работы нагнетательной скважины, год; w — энергетические затраты на нагнетание 1 м^3 воды при повышении давления на 1 МПа , $\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$ ($w = 0,27$); C_B — стоимость $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии, $\text{руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ ($C_B \approx 0,015$); $p_{ст}$ — гидростатическое давление воды в скважине глубиной L_c , МПа

$$p_{ст} = 10^{-6} \rho_B g L_c; \quad (11.2)$$

$\bar{p}_{пл}$ — среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, МПа; $p_{тр}$ — потери давления при движении воды от насоса до забоя, МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины

$$p_{забн} = p_{ун} + 10^{-6} \rho_B g L_c - p_{тр}. \quad (11.3)$$

Величину $p_{тр}$ можно принять равной 3 МПа .

Необходимое количество закачиваемой воды $V_{\text{в}}$ (в $\text{м}^3/\text{сут}$) рассчитывают по формуле

$$V_{\text{в}} = 1,2 (V_{\text{нпл}} + V_{\text{гсвпл}} + V_{\text{впл}}), \quad (11.4)$$

где $V_{\text{нпл}}$ — объем добываемой из залежи нефти, приведенной к пластовым условиям, $\text{м}^3/\text{сут}$; $V_{\text{гсвпл}}$ — объем свободного газа в пласте при $\bar{p}_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$, который добывается вместе с нефтью за сутки, $\text{м}^3/\text{сут}$; $V_{\text{впл}}$ — объем добываемой из залежи воды, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Объем нефти в пластовых условиях

$$V_{\text{нпл}} = 10^3 Q_{\text{нд}} b_{\text{нпл}} / \rho_{\text{нд}}, \quad (11.5)$$

объем свободного газа

$$V_{\text{гсвпл}} = \frac{V_{\text{нпл}} (G_0 - \alpha \bar{p}_{\text{пл}}) z p_0 T_{\text{пл}}}{\bar{p}_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}, \quad (11.6)$$

объем воды

$$V_{\text{впл}} = 10^3 Q_{\text{в}} b_{\text{впл}} / \rho_{\text{в}}, \quad (11.7)$$

где $Q_{\text{нд}}$, $Q_{\text{в}}$ — соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, т/сут; $b_{\text{нпл}}$, $b_{\text{впл}}$ — соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях; G_0 — газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; α — средний коэффициент растворимости газа в нефти, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$.

Задача 11.1. Рассчитать основные показатели процесса закачки воды, если из залежи извлекается нефти $Q_{\text{нд}} = 11000$ т/сут, воды $Q_{\text{в}} = 5600$ т/сут, газовый фактор $G_0 = 60$ $\text{м}^3/\text{м}^3$, среднее пластовое давление меньше давления насыщения $\bar{p}_{\text{пл}} = 8,5$ МПа; коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha = 5$ $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$, пластовая температура $T_{\text{пл}} = 303$ К, объемный коэффициент нефти $b_{\text{нпл}} = 1,15$, плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 852$ $\text{кг}/\text{м}^3$, объемный коэффициент пластовой воды $b_{\text{впл}} = 1,01$. Стоимость нагнетательной скважины $C_{\text{с}} = 120000$ руб., коэффициент приемистости нагнетательной скважины $K_{\text{прм}} = 50$ $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, время работы нагнетательной скважины $t = 12$ лет, КПД насосного агрегата $\eta = 0,6$. Глубина скважины $L_{\text{с}} = 1200$ м, а плотность нагнетаемой воды $\rho_{\text{в}} = 1050$ $\text{кг}/\text{м}^3$. Коэффициент сверхсжимаемости газа принять: $z = 0,87$.

Решение. По формуле (11.1) вычисляем оптимальное давление на устье нагнетательной скважины:

$$\begin{aligned} p_{\text{ун}} &= \sqrt{\frac{120000 \cdot 0,6}{50 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,27 \cdot 0,15}} - (10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 - \\ &- 8,5 - 3) = 8,1 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

При этом гидростатическое давление воды в скважине $p_{\text{ст}} = 10^{-6} \times 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 12,4$ МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины $p_{забн} = 8,1 + 12,4 - 3 = 17,5$ МПа.

Рассчитываем $V_{нпл}$, $V_{гсвпл}$ и $V_{впл}$:

$$V_{нпл} = 10^3 \frac{11000 \cdot 1,15}{852} = 14,85 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{гсвпл} = \frac{14,85 \cdot 10^3 (60 - 5 \cdot 8,5) 0,87 \cdot 0,1 \cdot 303}{8,5 \cdot 293} = 2750 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{впл} = 10^3 \frac{5600 \cdot 1,01}{1050} = 5387 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По формуле (11.4) суточный объем закачки воды $V_{в} = 1,2 (14850 + 2750 + 5387) = 27585 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, для заданных условий суточный объем закачки составляет 27585 м^3 при давлении на устье нагнетательной скважины $p_{yn} = 8,1$ МПа.

11.2. РАСЧЕТ ЧИСЛА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Объем закачки воды в одну нагнетательную скважину

$$q_{вн} = K_{прм} (p_{забн} - \widehat{p}_{пл}). \quad (11.8)$$

Тогда число нагнетательных скважин

$$n = V_{в} / q_{вн}. \quad (11.9)$$

Задача 11.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать число нагнетательных скважин, если коэффициент приемистости их одинаков.

Решение. Рассчитываем приемистость одной скважины:

$$q_{вн} = 50 (17,5 - 8,5) = 450 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Число нагнетательных скважин $n = 27585/450 = 61$.

Таким образом, в данных условиях требуется 61 нагнетательная скважина.

11.3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ ГАЗА

На месторождениях с газовой шапкой часто рассматривается возможность поддержания пластового давления путем закачки газа. При этом рассматривается большой ряд вопросов, но главными из них являются вопросы, связанные с расчетом необходимого объема закачиваемого газа $V_{г}$, приемистости нагнетательной скважины $q_{г}$ и числа нагнетательных скважин n .

Необходимый объем закачиваемого газа (в м³/сут) в стандартных условиях

$$V_{\text{гст}} = 1,3 \frac{V_{\text{пл}} \bar{p}_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}{z p_0 T_{\text{пл}}}, \quad (11.10)$$

где $V_{\text{пл}}$ – объем, освобожденный за счет извлечения из пласта нефти, газа и воды и в который необходимо закачать газ, м³/сут.

Поглотительную способность скважины (в м³/сут) $q_{\text{гст}}$ при закачке в нее газа (при стандартных условиях) можно рассчитать по формуле (при условии справедливости закона Дарси) :

$$q_{\text{гст}} = c (p_{\text{забн}}^2 - p_{\text{пл}}^2), \quad (11.11)$$

где c – коэффициент пропорциональности, м³ / (сут · МПа²).

Число нагнетательных скважин

$$n = V_{\text{гст}} / q_{\text{гст}}. \quad (11.12)$$

Задача 11.3. Спроектировать процесс закачки газа с целью поддержания пластового давления для условий задачи 11.1. Коэффициент пропорциональности $c = 24900 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}^2)$. Забойное давление нагнетания $p_{\text{забн}} = 10 \text{ МПа}$.

Решение. Как следует из решения задачи 11.1, объем, освобожденный в пласте за счет извлечения флюидов за сутки, составляет $V_{\text{пл}} = 27585 \text{ м}^3$.

Рассчитываем необходимый объем закачиваемого газа в стандартных условиях по формуле (11.10) :

$$V_{\text{гст}} = 1,3 \frac{27585 \cdot 8,5 \cdot 293}{0,87 \cdot 0,1 \cdot 303} = 3387981 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

По формуле (11.11) рассчитываем поглотительную способность одной нагнетательной скважины $q_{\text{гст}} = 24900 (10^2 - 8,5^2) = 678525 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

В соответствии с (11.12) число нагнетательных скважин $n = 3387981 / 678525 = 5$.

Таким образом, для поддержания пластового давления требуется закачивать ежесуточно примерно $3,38 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ газа в пять нагнетательных скважин.

11.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Внутрипластовое горение – перспективный способ повышения коэффициента нефтеотдачи залежей нефтей высокой вязкости ($\mu_{\text{нп}} > 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). К настоящему времени создано несколько видов внутрипластового горения (сухое, влажное, сверхвлажное), но эффективность

их зависит от целого ряда параметров, связанных как с физико-химическими свойствами самой нефти, так и с коллекторскими свойствами пласта и глубиной его залегания [8].

Рассмотрим схему процесса проектирования сухого горения в пятиточечном элементе, при которой в пласт нагнетается воздух.

Объем воздуха, необходимый для выжигания единицы объема пласта

$$V' = g v'_{\text{окс}} \quad (11.13)$$

где g — расход топлива при горении, равный количеству кокса, образующегося в пласте, $\text{кг}/\text{м}^3$; $v'_{\text{окс}}$ — удельный расход окислителя (воздуха), $\text{м}^3/\text{кг}$.

Предельный темп нагнетания воздуха, $\text{м}^3/\text{сут}$

$$q_{\text{прв}} = \frac{7,4 k h_3 (p_{\text{забн}}^2 - p_{\text{забд}}^2)}{\mu_r T_{\text{пл}} \left(\ln \frac{a^2}{r_c r_{\text{ф}}} - 1,238 \right)}, \quad (11.14)$$

где k — проницаемость пласта для воздуха, м^2 ; h_3 — эффективная толщина пласта, м; $p_{\text{забн}}$, $p_{\text{забд}}$ — соответственно забойное давление в нагнетательной и добывающей скважинах, Па; μ_r — вязкость воздуха в пластовых условиях, Па · с; $T_{\text{пл}}$ — пластовая температура, К; a — расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, м; r_c — радиус скважин, м; $r_{\text{ф}}$ — радиус фронта горения в конце первого периода процесса, м.

Скорость (в м/сут) продвижения фронта горения в конце первого периода процесса:

$$w_{\text{ф}} = q_{\text{прв}} / (2\pi h V' r_{\text{ф}}). \quad (11.15)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$w_{\text{ф}} > 3w_{\text{ф min}}. \quad (11.16)$$

где $w_{\text{ф min}}$ — минимальная скорость перемещения фронта горения, зависящая от эффективной толщины пласта и расхода топлива, м/сут.

Величина $w_{\text{ф min}}$ определяется по рис. 47, причем

$$h_3 = \alpha_h h, \quad (11.17)$$

где α_h — коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине; h — толщина пласта, м.

Если выполняется условие (11.16), то принятая величина $r_{\text{ф}}$ остается в силе. Если условие (11.16) не выполняется, то изменяют соответствующим образом $r_{\text{ф}}$.

Затем вычисляют параметр i_{α} :

$$i_{\alpha} = q_{\text{прв}} / (a h_3 w_{\text{ф min}} V'), \quad (11.18)$$

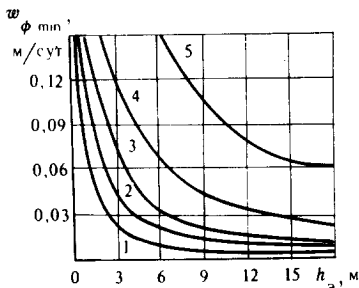


Рис. 47. Зависимости минимальной скорости перемещения фронта горения от эффективной толщины пласта и концентрации топлива (при $T = 533 \text{ K}$): $g_p, \text{ кг/м}^3$: 1 – 32; 2 – 24; 3 – 20; 4 – 19,2; 5 – 18,4

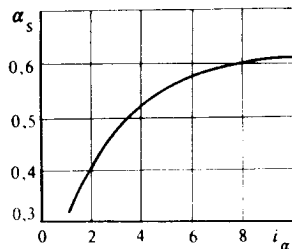


Рис. 48. Зависимость коэффициента охвата пласта по площади фронтом горения α_s от параметра i_α

а по рис. 48 и рассчитанному значению i_α определяют коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади α_s .

Коэффициент нефтеотдачи в зоне, где прошел фронт горения, оценивается по формуле

$$\eta' = 1 - (s_1 + s_2) / s_h, \quad (11.19)$$

где s_1 – коэффициент, вычисляемый так:

$$s_1 = g / (\rho_{\text{HН}} m), \quad (11.20)$$

m – пористость пласта.

Коэффициент s_2 рассчитывают по формуле

$$s_2 = s_1 v'_{\text{окс}} Q'_r / Q'_h, \quad (11.21)$$

Q'_r, Q'_h – соответственно удельная теплота сгорания газа ($Q'_r = 1,257 \text{ МДж/м}^3$) и нефти ($Q'_h = 41,9 \text{ МДж/кг}$); s_h – нефтенасыщенность пласта.

Коэффициент нефтеотдачи всего элемента

$$\eta = \alpha_h \alpha_s \eta' + \lambda (1 - \alpha_h \alpha_s), \quad (11.22)$$

где λ – коэффициент нефтеотдачи для зоны, не охваченной горением. Длительность первого периода горения, сут:

$$\tau_1 = r_\phi / w_\phi. \quad (11.23)$$

Потребное количество воздуха за этот период, м^3

$$V_n = q_{\text{прв}} \tau_1 / 2. \quad (11.24)$$

В момент прорыва оторочки горячей продукции в добывающие скважины радиус фронта горения

$$r_{\text{фп}} = r_0 \sqrt{\frac{G_{\text{см}} c_{\text{см}} \rho_{\text{см}} V'}{c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} G_{\text{п}}}}, \quad (11.25)$$

где r_0 — радиус оторочки при прорыве горячей продукции в добывающие скважины ($r_0 = a$), м; $G_{\text{см}}$ — масса смеси прореагировавшего $V_{\text{п}}$ объема воздуха, состоящая в основном из азота и паров воды, кг; $c_{\text{см}}$ — удельная теплоемкость смеси, кДж/(кг · К); $\rho_{\text{см}}$ — плотность смеси, кг/м³; $c_{\text{пл}}$ — удельная теплоемкость смеси в пластовых условиях, кДж/(кг · К); $\rho_{\text{пл}}$ — плотность смеси в пластовых условиях, кг/м³; $G_{\text{п}}$ — масса воздуха объемом $V_{\text{п}}$, кг

$$G_{\text{п}} = V_{\text{п}} 1,293. \quad (11.26)$$

Масса (в кг) смеси азота и паров воды

$$G_{\text{см}} = [0,79 \rho_{\text{а}} + \delta \rho_{\text{в}} + \frac{\gamma}{V'} (\frac{9gn}{12+n} + s_{\text{в}} m \rho_{\text{в}})] V_{\text{п}}, \quad (11.27)$$

где $\rho_{\text{а}}$ — плотность азота, кг/м³ ($\rho_{\text{а}} = 1,36$); δ — отношение объема воды к объему нагнетаемого воздуха ($\delta = 2 \cdot 10^{-3}$); $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды, кг/м³; γ — коэффициент использования воздуха ($\gamma \approx 0,9$); n — отношение в коксовом остатке водорода к углероду ($n = 1,2$); $s_{\text{в}}$ — водонасыщенность пласта.

Для предварительных расчетов плотность смеси можно принять $\rho_{\text{см}} = 0,93$ кг/м³, а удельную теплоемкость смеси $c_{\text{см}} = 11,23$ кДж/(кг · К). В пластовых условиях указанные параметры могут быть приняты равными: $\rho_{\text{пл}} = 4,95$ кг/м³, $c_{\text{пл}} = 253$ кДж/(кг · К).

Для оценки площади (в м²) выжженной зоны $S_{\text{г}}$ можно воспользоваться следующими зависимостями:

при $r_{\text{фп}} \leq 50$ м

$$S_{\text{г}} = 160 r_{\text{фп}}^2; \quad (11.28)$$

при $r_{\text{фп}} > 50$ м

$$S_{\text{г}} = 8000 + 348 (r_{\text{фп}} - 50). \quad (11.29)$$

Объем выжженной зоны

$$V_{\text{г}} = S_{\text{г}} a_{\text{г}} h. \quad (11.30)$$

Суммарное количество воздуха ΣV , необходимое для выжигания этого объема

$$\Sigma V = V' V_{\text{г}} / \gamma.$$

Время (в сут), затрачиваемое на выжигание данного объема пласта.

$$\tau_2 = \frac{\Sigma V - V_n}{q_{\text{прв}}} + \tau_1. \quad (11.31)$$

Объем извлекаемой из пласта нефти

$$V_n = 2 a^2 h_3 m s_n \eta. \quad (11.32)$$

Расход воздуха на извлечение 1 м³ нефти

$$G_0 = \Sigma V / V_n. \quad (11.33)$$

Средний дебит (в м³/сут) одной добывающей скважины

$$Q_n = V_n / (4 \tau_2). \quad (11.34)$$

Задача 11.4. Рассчитать процесс внутрислоевого горения на пяти-точечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта $m = 0,31$; толщина пласта $h = 5,55$ м; пластовая температура $T_{\text{пл}} = 303$ К; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}} = 960$ кг/м³; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1100$ кг/м³; нефтенасыщенность пласта $s_n = 0,76$; водонасыщенность пласта $s_v = 0,24$; расстояние от нагнетательной до добывающих скважин $a = 300$ м; забойное давление в добывающих скважинах $p_{\text{забд}} = 10$ МПа; забойное давление в нагнетательной скважине $p_{\text{забн}} = 21$ МПа; радиус нагнетательной и добывающих скважин $r_c = 0,075$ м; проницаемость пласта для воздуха $k = 0,35 \cdot 10^{-12}$ м²; вязкость воздуха в пластовых условиях $\mu_r = 1,8 \cdot 10^{-5}$ Па · с; расход топлива $g = 27,4$ кг/м³; удельный расход окислителя $v'_{\text{окс}} = 14,7$ м³/кг.

Принять радиус фронта горения в конце первого периода $r_{\text{ф}} = 50$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $a_n = 0,9$; коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением, $\lambda = 0,3$.

Решение. Рассчитываем по (11.13) объем воздуха для выжигания 1 м³ пласта:

$$V' = 27,4 \cdot 14,7 = 402,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Предельный темп закачки воздуха

$$q_{\text{прв}} = \frac{7,4 \cdot 0,35 \cdot 10^{-12} \cdot 5,55 \cdot 0,9 (21^2 - 10^2) \cdot 10^{12}}{1,8 \cdot 10^{-5} \cdot 303 \left(\ln \frac{300^2}{0,075 \cdot 50} - 1,238 \right)} =$$

$$= 9,14 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Вычисляем скорость продвижения фронта горения по (11.15):

$$w_{\text{ф}} = \frac{9,14 \cdot 10^4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5,55 \cdot 0,9 \cdot 402,8 \cdot 50} = 0,145 \text{ м/сут}.$$

По рис. 47 определяем для $h_3 = 5$ м $w_{\text{ф min}} = 0,019$ м/сут.

Условие (11.16) выполняется: $w_{\text{ф}} = 0,145 > 3w_{\text{ф min}} = 0,057$, поэтому принятую величину $r_{\text{ф}} = 50$ оставляем без изменения.

По (11.18) вычисляем:

$$i_{\alpha} = \frac{9,14 \cdot 10^4}{300 \cdot 5 \cdot 0,019 \cdot 402,8} = 7,96.$$

По рис. 48 определяем $\alpha_s = 0,6$.

Вычисляем коэффициент s_1 по (11.20): $s_1 = 27,4 / (960 \cdot 0,31) = 0,092$.

По формуле (11.21) вычисляем коэффициент s_2 : $s_2 = 0,092 \times 1,47 \times 1,257 / 41,9 = 0,04$.

Коэффициент нефтеотдачи в выжженной зоне

$$\eta' = 1 - \frac{0,092 + 0,04}{0,76} = 0,826.$$

Коэффициент нефтеотдачи всего элемента:

$$\eta = 0,9 \cdot 0,6 \cdot 0,826 + 0,3(1 - 0,9 \cdot 0,6) = 0,584.$$

Длительность первого периода рассчитываем по формуле (11.23)

$$\tau_1 = 50 / 0,145 = 345 \text{ сут.}$$

Потребное количество воздуха за этот период $V_{\text{п}} = 9,14 \cdot 10^4 \times 345 / 2 = 15,77 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

По формуле (11.26) $G_{\text{п}} = 15,77 \cdot 10^6 \cdot 1,293 = 20,39 \cdot 10^6 \text{ кг}$.

Масса смеси азота и паров воды

$$\begin{aligned} G_{\text{см}} &= [0,79 \cdot 1,36 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 + \\ &+ \frac{0,9}{402,8} \left(\frac{9 \cdot 27,4 \cdot 1,2}{12 + 12} + 0,24 \cdot 0,31 \cdot 1100 \right)] 15,77 \cdot 10^6 = \\ &= 55,31 \cdot 10^6 \text{ кг.} \end{aligned}$$

Рассчитываем по (11.25) радиус фронта горения к моменту прорыва оторочки в добывающие скважины:

$$r_{\text{фп}} = 300 \sqrt{\frac{55,31 \cdot 10^6 \cdot 11,23 \cdot 0,93 \cdot 402,8}{253 \cdot 4,95 \cdot 20,39 \cdot 10^6}} = 99,4 \text{ м.}$$

Площадь выжженной зоны рассчитываем по (11.29): $s_{\text{r}} = 8000 + 348(99,4 - 50) = 25191,2 \text{ м}^2$.

Объем выжженной зоны $V_{\text{r}} = 25191,2 \cdot 0,9 \cdot 5,55 = 125830 \text{ м}^3$.

Суммарное количество воздуха для выжигания этого объема

$$\Sigma V = 402,8 \cdot 125830 / 0,9 = 5,631 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Время выжигания рассчитываем по (11.31) :

$$T_2 = \frac{5,631 \cdot 10^7 - 15,77 \cdot 10^6}{9,14 \cdot 10^4} + 345 = 789 \text{ сут.}$$

Объем извлекаемой из пласта нефти $V_H = 2 \cdot 300^2 \cdot 5 \cdot 0,31 \cdot 0,76 \times 0,584 = 123\,831,4 \text{ м}^3$.

Расход воздуха на извлечение 1 м^3 нефти $G_0 = 5,631 \times 10^7 / 123\,831,4 = 455 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Дебит каждой добывающей скважины $Q_H = 123\,831,4 / (4 \cdot 789) = 39,24 \text{ м}^3/\text{сут.}$

ГЛАВА 12

СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА ПРОМЫСЛАХ

Вопросы сбора и подготовки продукции скважин неразрывно связаны с вопросами эксплуатации добывающих скважин, что обусловлено гидродинамическим единством различных элементов всей системы добычи нефти и газа. Технология и характеристики системы сбора и подготовки продукции оказывают прямое воздействие на процесс эксплуатации добывающих скважин.

12.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЫКИДНОЙ ЛИНИИ

Гидравлический расчет выкидных линий добывающих скважин базируется на использовании уравнения Д. Бернулли, записанного относительно выбранной плоскости сравнения для двух сечений (устье добывающей скважины – вход в сепарационную установку) :

$$\rho g (z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \rho (v_y^2 - v_c^2) / 2 = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (12.1)$$

где z_y, z_c – соответственно абсолютные величины над плоскостью сравнения устья скважины и сепаратора, м; p_y, p_c – соответственно давления на устье скважины и на входе в сепаратор, Па; v_y, v_c – соответственно скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор, м/с; ρ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\Delta p_{дл}$ – потери давления по длине на течение при движении нефти до сепаратора, Па;

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l \rho}{d_{вн}} \frac{v^2}{2}, \quad (12.2)$$

l – длина выкидной линии, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр выкидной

линии, м; v — средняя скорость движения нефти в выкидной линии, м/с; $\Delta p_{мс}$ — потери давления на местных сопротивлениях, Па

$$\Delta p_{мс} = \xi \rho (v_1 - v_2)^2 / 2, \quad (12.3)$$

ξ — коэффициент потерь на местных сопротивлениях; $(v_1 - v_2)$ — потерянная скорость на местном сопротивлении.

Коэффициенты потерь на местных сопротивлениях для различных их видов (внезапное расширение или сужение потока, задвижки, повороты и т.д.) приводятся в справочниках.

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ рассчитывается по соответствующим формулам в зависимости от режима движения жидкости.

Для простых напорных трубопроводов при течении в них жидкостей гидравлический расчет сводится к решению одной из следующих задач:

- расчет пропускной способности;
- расчет начального давления;
- расчет диаметра трубопровода.

Задача 12.1. Рассчитать давление на устье p_y добывающей скважины для следующих условий: выкидная линия горизонтальна, местные сопротивления отсутствуют, длина выкидной линии $l = 3600$ м, внутренний диаметр линии $d_{вн} = 0,1$ м, дебит скважины $Q = 280$ м³/сут, плотность нефти $\rho_n = 865$ кг/м³; давление перед входом в сепаратор $p_c = 1,6$ МПа, вязкость нефти $\mu_n = 5$ мПа · с.

Решение. Так как выкидная линия горизонтальна, то $z_y = z_c$. Учитывая, что диаметр выкидной линии постоянен, $v_y = v_c$. Тогда уравнение Бернулли записывается в виде

$$p_y = p_c + \Delta p_{дл}. \quad (12.4)$$

Прежде чем рассчитать $\Delta p_{дл}$, определяем скорость движения нефти $v = 4 \cdot 280 / (86 \cdot 400 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2) = 0,143$ м/с.

Рассчитываем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{0,413 \cdot 0,1 \cdot 865}{5 \cdot 10^{-3}} = 7145.$$

Так как число $Re = 7145 > 2320$, то режим турбулентный и коэффициент гидравлических сопротивлений вычисляем по формуле

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{Re} = 0,3164 / \sqrt[4]{7145} = 0,3164 / 9,194 = 0,0344.$$

Рассчитываем $\Delta p_{дл}$ по формуле (12.2):

$$\Delta p_{дл} = 0,0344 \frac{3600 \cdot 865 \cdot 0,413^2}{0,1 \cdot 2} = 0,092 \text{ МПа.}$$

Определяем по (12.4) давление на устье скважины $p_y = 1,6 + 0,092 \approx 1,7$ МПа.

Таким образом, давление на устье скважины должно быть равным 1,7 МПа.

Задача 12.2. Рассчитать давление перед входом в сепаратор для следующих условий: давление на устье скважины $p_v = 1,82$ МПа, длина $l = 14,1$ км, дебит скважины $Q_m = 147$ т/сут, плотность нефти $\rho_n = 890$ кг/м³, вязкость нефти $\mu_n = 20$ мПа · с. Внутренний диаметр выкидной линии $d_{вн} = 0,1$ м. Выкидная линия горизонтальна.

Ответ: $p_c = 1,6$ МПа.

12.2. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

Расчет данного вида аппарата ведется для газовой и жидкой фаз.

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора V_r при известных диаметре сепаратора D_c , термобарических условиях в нем (p_c, T_c) и свойствах фаз ($\rho_n, \rho_r, \mu_n, \mu_r$).

Исходя из осадения в газовом потоке жидких и твердых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу, м³/сут

$$V_{r\max} = 841 \frac{D_c^2 p_c d_{ж}^2 (\rho_n - \rho_r)}{T_c \mu_r z}, \quad (12.5)$$

где $V_{r\max}$ — максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведен к нормальным условиям, м³/сут; D_c — внутренний диаметр сепаратора, м; $d_{ж}$ — диаметр капли жидкости, м ($d_{ж} = 1 \cdot 10^{-4}$ м); p_c — давление в сепараторе, Па; T_c — температура в сепараторе, К.

Исходя из условий всплытия пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти за счет подъема ее уровня, максимальная пропускная способность сепаратора, м³/сут

$$Q_{ж\max} = 36\,964 D_c^2 \frac{d_r^2 (\rho_n - \rho_r)}{\mu_n}, \quad (12.6)$$

где d_r — диаметр пузырька газа, м (можно принять $d_r = 1 \cdot 10^{-3}$ м); μ_n — вязкость нефти, Па · с.

Задача 12.3. Рассчитать пропускную способность вертикально-гравитационного сепаратора диаметром $D_c = 1,2$ м. Жидкая фаза — нефть плотностью $\rho_n = 852$ кг/м³ (при давлении в сепараторе $p_c = 1,6$ МПа, температуре $T_c = 293$ К) и вязкостью при этих условиях $\mu_n = 6$ мПа · с. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{г0} = 1,35$ кг/м³. Вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_r = 1,3 \cdot 10^{-5}$ Па · с. Коэффициент z принять равным 1.

Решение. Предварительно вычисляем плотность газа при условиях в сепараторе

$$\rho_g = \rho_{г0} \frac{\rho_c T_0}{\rho_0 T_c z} = \frac{1,35 \cdot 1,6 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 20,12 \text{ кг/м}^3.$$

По формуле (12.5) рассчитываем максимальную пропускную способность сепаратора по газу

$$V_{г \text{ max}} = \frac{841 \cdot 1,2^2 \cdot 1,6 \cdot 10^6 (1 \cdot 10^{-4})^2 (852 - 20,12)}{293 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 1} = 4,23 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Пропускная способность по жидкости

$$Q_{ж \text{ max}} = \frac{36 \, 964 \cdot 1,2^2 (1 \cdot 10^{-3})^2 (852 - 20,12)}{6 \cdot 10^{-3}} = 7380 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, при заданных условиях в данном сепараторе будет эффективно сепарироваться нефть с содержанием в ней до $573 \text{ м}^3/\text{м}^3$ газа.

12.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОПРОВОДЕ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК

При транспорте газа в газопроводе может выделяться водный или углеводородный конденсат. При определенных термобарических условиях газ в контакте с водным конденсатом может образовывать в газопроводе гидратные пробки, которые снижают его пропускную способность.

С целью предотвращения образования гидратных пробок в газ вводят специальные химические агенты, которые могут поглощать пары воды, осушая газ. К таким агентам относятся 30 %-ный раствор хлористого кальция CaCl_2 , метиловый спирт (CH_3OH), разбавленный водой этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ).

Удельный расход химического агента для предотвращения образования гидратных пробок вычисляют по формуле

$$q_a = \frac{(W_1 - W_2) C_2}{C_1 - C_2}, \quad (12.7)$$

где q_a — удельный расход агента, кг/1000 м³ газа; W_1, W_2 — соответственно влажосодержание газа до и после ввода агента, кг/1000 м³; C_1, C_2 — соответственно массовое содержание свежего и отработанного агента, %.

Влажосодержание газа определяется для данных термобарических условий по рис. 49. Температура начала гидратообразования t_g опре-

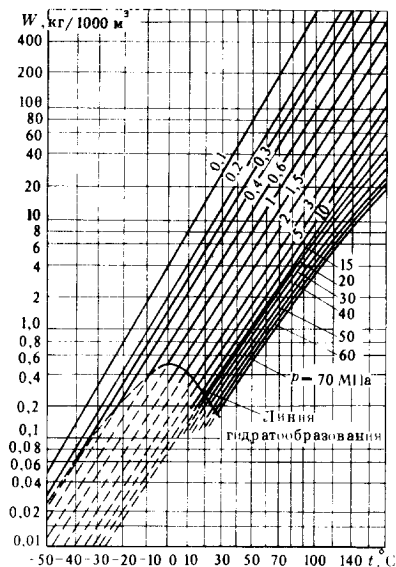


Рис. 49. Влажность природных газов в зависимости от давления и температуры

деляется по рис. 42 для заданных относительной плотности газа и начального давления в газопроводе.

Затем вычисляется понижение равновесной температуры

$$\Delta t = t_r - t_k, \quad (12.8)$$

где t_r — температура начала гидратообразования, °С; t_k — температура в конце газопровода, °С.

При известном понижении равновесной температуры Δt по рис. 50 определяют массовое содержание отработанного агента C_2 . Рассчитывая по (12.7) q_a , определяют суточный расход агента

$$q_{\text{сут}} = q_a V_r, \quad (12.9)$$

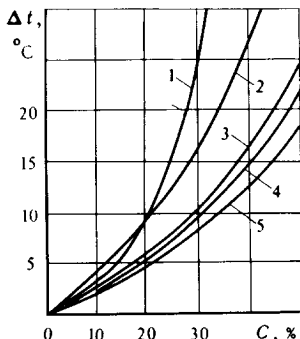
где V_r — суточное количество транспортируемого по газопроводу газа, тыс. м³/сут.

Задача 12.4. Рассчитать суточную потребность диэтиленгликоля, вводимого в газопровод с целью предотвращения образования гидратных пробок, для следующих условий: суточное количество транспортируемого газа $V_r = 1100$ тыс. м³/сут. Начальное давление в газопроводе $p_H = 6$ МПа, начальная температура $t_H = 50$ °С. Конечное давление $p_K = 1$ МПа, конечная температура $t_K = 15$ °С. Относительная плотность газа $\bar{\rho}_r = 0,7$. Массовое содержание свежего диэтиленгликоля принять равным $C_1 = 82$ %.

Решение. По рис. 49 определяем начальное и конечное влагосодержание: при $t_H = 50$ °С и $p_H = 6$ МПа $W_1 = 1,75$ кг/1000 м³; при $t_K = 15$ °С и $p_K = 1$ МПа $W_2 = 1,2$ кг/1000 м³.

Рис. 50. Зависимости снижения температуры образования гидратов от массового содержания различных химических агентов:

1 — CaCl_2 ; 2 — CH_3OH ; 3 — триэтиленгликоль; 4 — диэтиленгликоль; 5 — этиленгликоль



По рис. 42 для $p_H = 6$ МПа и $\rho_r = 0,7$ определяем $t_r = 17,3$ °C. По формуле (12.8) $\Delta t = 17,3 - 15 = 2,3$ °C.

По рис. 50 при $\Delta t = 2,3$ °C определяем массовое содержание отработанного диэтиленгликоля $C_2 = 11$ %.

Рассчитываем по формуле (12.7) удельный расход диэтиленгликоля:

$$q_a = \frac{(1,75 - 1,2) 11}{80 - 11} = 0,0877 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Суточный расход диэтиленгликоля $q_{\text{сут}} = 0,0877 \cdot 1100 = 96,47$ кг/сут.

12.4. РАСЧЕТ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Для предотвращения выпадения паров воды из газа при его транспорте и образования в газопроводе жидкостных и гидратных пробок газ перед транспортом осушают. Наиболее часто для этих целей используют специальные жидкости, называемые абсорбентами. Абсорбенты хорошо растворимы в воде; легко регенерируются и восстанавливают свои качества; имеют низкую упругость насыщенных паров при контакте с газом, поэтому их потери незначительны; не образуют пен и эмульсий с конденсатом и легко отделяются. Способность абсорбентов к многократному использованию является главной причиной их промышленного применения.

В качестве абсорбентов используют:

диэтиленгликоль (плотность при 20 °C $\rho_d = 1184$ кг/м³, температура кипения при $p_0 = 0,1$ МПа равна 245 °C. Упругость насыщенных паров при 20 °C составляет 1,333 Па, потери при регенерации 5–18 г на 1000 м³ газа);

триэтиленгликоль (плотность $\rho_t = 1254$ кг/м³, температура кипения при $p_0 = 0,1$ МПа 287,4 °C, потери при регенерации составляют всего 2 г на 1000 м³).

Расчет абсорбционной осушки газа сводится к определению количества свежего абсорбента и его потерь.

Количество свежего абсорбента на верхней тарелке абсорбера

$$G = \frac{W}{10^{-2}(100 - C_2) \frac{C_1}{C_2} - 10^{-2}(100 - C_1)}, \quad (12.10)$$

где G – количество свежего абсорбента, т/сут; C_1, C_2 – соответственно массовое содержание гликоля в свежем и насыщенном водой растворе, %; W – количество отнимаемой от газа воды, т/сут.

Количество (в т/сут) отбираемой из газа воды

$$W = 10^{-6} V_r (W_1 - W_2), \quad (12.11)$$

где W_1, W_2 – соответственно начальное и конечное влагосодержание газа, определяемое по рис. 49, кг/1000 м³; V_r – объем осушаемого газа, м³/сут.

Потери абсорбента, кг/сут

$$\Delta G_n = 10^{-6} \Delta q' V_r, \quad (12.12)$$

где $\Delta q'$ – потери абсорбента, г/1000 м³.

Задача 12.5. Рассчитать основные параметры абсорбционной осушки газа при следующих условиях:

количество осушаемого газа $V_r = 3\,500\,000$ м³/сут, температура газа на входе в абсорбер $t_n = 37$ °С, давление в абсорбере $p = 2$ МПа; температура осушенного газа -10 °С (точка росы).

В качестве абсорбента используется триэтиленгликоль с концентрацией свежего раствора $C_1 = 98$ %. Концентрация насыщенного водой раствора $C_2 = 92$ %.

Решение. Прежде чем приступить к расчету основных параметров, определим по рис. 49 $W_1 = 1,85$ (при $p = 2$ МПа, $t_n = 37$ °С), $W_2 = 0,12$ кг/1000 м³ (при $p = 2$ МПа, $t = -10$ °С).

Вычисляем по формуле (12.11) количество отбираемой от газа воды:

$$W = \frac{3,5 \cdot 10^6 (1,85 - 0,12)}{10^6} = 6,055 \text{ т/сут.}$$

Количество свежего абсорбента

$$G = \frac{6,055}{10^{-2}(100 - 92) \frac{98}{92} - 10^{-2}(100 - 98)} = 92,84 \text{ т/сут.}$$

Суточные потери абсорбента $\Delta G_n = 2 \cdot 3,5 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6} = 7 \text{ кг/сут.}$

Таким образом, потери абсорбента составляют всего 0,0075 %.

Задача 12.6. Рассчитать количество осушаемого газа в абсорбере, если давление в нем равно 2,5 МПа, температура осушенного газа $-15 \text{ }^\circ\text{C}$, температура влажного газа на входе в сепаратор $t_n = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, количество свежего абсорбента $G = 32 \text{ т/сут.}$ Концентрация свежего раствора $C_1 = 98 \%$, отработанного $C_2 = 92 \%$.

Ответ: $2,046 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М.* Нефти месторождений Советского Союза. М., Недра, 1980.
2. *Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т.* Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти. М., МИНХ и ГП, 1982.
3. *Щуров В.И.* Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1983.
4. *Юрчук А.М., Истомин А.З.* Расчеты в добыче нефти. М., Недра, 1979.
5. *Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н.* Спутник нефтяника и газовика. М., Недра, 1986.
6. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова/Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. М., Недра, 1983.
7. *Справочная* книга по добыче нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М., Недра, 1974.
8. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова/Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др., М., Недра, 1983.

Глава 1. Газ, нефть, вода, их состав и физические свойства	3
1.1. Расчет молекулярной массы и плотности газа однократного разга- зирования	3
1.2. Расчет коэффициента сверхсжимаемости газа, его плотности и объ- ема при заданных давлении и температуре	5
1.3. Расчет давления насыщения нефти газом при $t < t_{пл}$	10
1.4. Расчет кривой однократного контактного разгазирования нефти	12
1.5. Расчет плотности газа, выделяющегося из нефти в процессе одно- кратного разгазирования	16
1.6. Расчет плотности газа, остающегося в нефти в растворенном состоя- нии	18
1.7. Расчет объемного коэффициента нефти	19
1.8. Расчет плотности газонасыщенной нефти	21
1.9. Расчет вязкости нефти	21
1.10. Методика ¹ расчета физических свойств нефти в процессе ее одно- кратного контактного разгазирования	24
1.11. Расчет физических свойств пластовой воды ¹	30
1.12. Определение типа и структуры водонефтяной смеси. Расчет плот- ности и кажущейся вязкости	34
Глава 2. Физические основы добычи нефти и газа	40
2.1. Распределение температуры по глубине добывающей скважины	41
2.2. Расчет пластового давления в добывающей скважине	46
2.3. Приведенное пластовое давление	53
2.4. Расчет распределения давления в добывающей скважине	55
2.5. Расчет дебита нефтяной скважины	62
2.6. Расчет дебита газовой скважины	64
2.7. Гидродинамическое совершенство скважин	66
2.8. Подсчет запасов нефтяной залежи	69
2.9. Подсчет запасов газовой залежи	70
2.10. Расчет времени разработки нефтяной залежи	71
2.11. Расчет коэффициента сепарации свободного газа у приема погруж- ного оборудования	74
2.12. Влияние сепарации свободного газа на физические свойства нефти	75
Глава 3. Освоение скважин	76
3.1. Метод замены жидкости	77
3.2. Компрессорный метод	86
3.3. Метод освоения скважин с помощью пен	89
Глава 4. Исследование нефтяных и газовых скважин	94
4.1. Исследование на приток нефтяной скважины. Вычисление коэф- фициента продуктивности	94
4.2. Исследование на приток газовой скважины	97
4.3. Расчет параметров призабойной зоны	99
4.4. Расчет нормы отбора жидкости. Критерии ограничения отбора	101
4.5. Интерпретация результатов исследования при нестационарном ре- жиме	104
4.6. Исследование скважины, эксплуатирующей одновременно несколько пропластков	107
4.7. Исследование фонтанных скважин	109
4.8. Исследование газлифтных скважин	113
4.9. Исследование скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами	116

4.10. Исследование скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами	118
4.11. Исследование газовых скважин	121
Глава 5. Фонтанная эксплуатация скважин	124
5.1. Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта, КПД процесса	124
5.2. Расчет минимального забойного давления фонтанирования.	127
5.3. Предельная обводненность, при которой возможно фонтанирование	129
5.4. Расчет диаметра фонтанного подъемника	130
5.5. Графический метод расчета фонтанирования.	132
Глава 6. Газлифтная эксплуатация скважин	133
6.1. Расчет пускового давления для различных систем подъемников	134
6.2. Расчет расстояний газлифтных клапанов (пусковых и рабочего)	136
6.3. Расчет компрессорного подъемника	139
6.4. Расчет оптимального и максимального дебитов подъемника	142
6.5. Расчет плунжерного подъемника.	143
Глава 7. Эксплуатация скважин установками скважинных насосов	147
7.1. Выбор компоновки скважинной штанговой насосной установки	147
7.2. Расчет оптимального давления на приеме и глубины спуска скважинного насоса	153
7.3. Расчет сепарации газа у приема скважинного штангового насоса и характеристик газожидкостной смеси	156
7.4. Расчет давления на выходе из насоса.	159
7.5. Расчет потерь давления в клапанах насоса и утечек в зазоре плунжерной пары	160
7.6. Расчет коэффициента наполнения скважинного насоса.	165
7.7. Расчет требуемой подачи насоса и скорости откачки	167
7.8. Выбор конструкции штанговой колонны по таблицам АЗНИПИнефти	169
7.9. Расчет экстремальных нагрузок, действующих на колонну штанг	174
7.10. Расчет напряжений в штангах	178
7.11. Расчет крутящего момента на валу редуктора и уточнение выбора типоразмера станка-качалки	179
7.12. Некоторые особенности расчета нагрузки от веса колонны штанг в жидкости искривленной скважины	180
Глава 8. Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами	181
8.1. Расчет оптимального, допустимого и предельного давлений на приеме ПЦЭН	182
8.2. Корректировка паспортной характеристики ПЦЭН.	184
8.3. Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины	186
8.4. Расчет допустимого давления на приеме установки винтового насоса	193
8.5. Расчет гидропоршневой насосной установки.	196
Глава 9. Эксплуатация газовых скважин	201
9.1. Расчет подъемника газовой скважины.	201
9.2. Выбор режима работы газовой скважины	204
9.3. Определение условий гидратообразования в газовых скважинах	206
Глава 10. Методы увеличения производительности скважин	209
10.1. Проектирование солянокислотной обработки	210
10.2. Проектирование кислотной ванны	212
10.3. Расчет термокислотной обработки	213
10.4. Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта.	215
10.5. Расчет размеров трещин.	219

10.6. Проектирование периодической электротепловой обработки при- забойной зоны	220
10.7. Проектирование гидропескоструйной обработки	222
Глава 11. Поддержание пластового давления и повышение нефтеотдачи пласта	225
11.1. Проектирование процесса закачки воды.	225
11.2. Расчет числа нагнетательных скважин	227
11.3. Проектирование закачки газа	227
11.4. Проектирование процесса внутрипластового горения	228
Глава 12. Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промыслах	234
12.1. Гидравлический расчет выкидной линии	234
12.2. Расчет вертикального гравитационного сепаратора	236
12.3. Определение условий предотвращения образования в газопроводе гидратных пробок.	237
12.4. Расчет абсорбционной осушки газа	239
Список литературы	242