

И.Т. МИЩЕНКО

**РАСЧЕТЫ
ПРИ ДОБЫЧЕ
НЕФТИ И ГАЗА**

Москва

2008

М 71 Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с., ил.

ISBN 5-7246-0425-6

Приведены методики, даны примеры расчета параметров технологических процессов добычи нефти фонтанным, газлифтным и механизированным способами, увеличения производительности скважин, поддержания пластового давления, сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах. Рассмотрены физические основы добычи нефти и газа, изложены примеры решения задач по определению физических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также продуктивных пластов.

Книга предназначена для инженерно-технических работников нефтедобывающих предприятий, а также может оказаться полезной для студентов нефтяных колледжей и университетов.

ISBN 5-7246-0425-6

© Мищенко И.Т., 2008

© Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ»

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
(художественное оформление), 2008

ГАЗ, НЕФТЬ, ВОДА, ИХ СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Процесс эксплуатации нефтяных и газовых скважин требует выполнения ряда расчетов физических свойств добываемых компонентов, существенно зависящих от термобарических условий, при которых они находятся.

В целях сопоставления и анализа различных процессов, сопровождающих эксплуатацию нефтяных и газовых скважин и связанных с изменяющимися в зависимости от давления и температуры свойствами газа, нефти и воды, принято рассматривать эти свойства при нормальных или стандартных условиях.

Нормальными условиями принято считать такие условия, при которых давление $p = p_0 = 0,101325$ МПа ($\sim 0,1$ МПа), а температура $T = T_0 = 273,15$ К (0°C).

Стандартными условиями принято считать такие условия, при которых давление $p = p_{ст} = 0,101325$ МПа ($\sim 0,1$ МПа), а температура $T = T_{ст} = 293,15$ К (20°C). В США и некоторых других странах стандартная температура – это температура $T_{ст} = 288,75$ К ($15,6^\circ\text{C}$).

1.1. РАСЧЕТ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ И ПЛОТНОСТИ ГАЗА ОДНОКРАТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ

Задача 1.1. В результате однократного разгазирования пластовой нефти Северо-Красноярского месторождения Оренбургской области [1] и хроматографического исследования выделившегося нефтяного газа установлен следующий его состав (в процентах по объему):

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$\text{C}_5\text{H}_{12}+$ высшие	CO_2	H_2S	N_2
31,2	16,5	19,1	8,4	2,2	1,4	1,4	9,8

Экспериментально определенное значение плотности выделившегося газа $\rho_{г\text{ ст}} = 1,325 \text{ кг/м}^3$ (при стандартных условиях).

Требуется рассчитать молекулярную массу газа и его плотность.

Решение. Молекулярная масса газа M_r с учетом его объемного состава вычисляется по следующей формуле:

$$M_r = \sum_{i=1}^n (y_i M_i) / 100 \quad (1.1)$$

где y_i – объемная доля i -го компонента в смеси газов,%; M_i – молекулярная масса i -го компонента; n – число компонентов в смеси газов.

Рассчитываем предварительно молекулярную массу каждого из компонентов нефтяного газа, учитывая, что атомная масса углерода С = 12,01115; водорода Н = 1,00797; кислорода О = 15,9994; серы S = 32,064 и азота N = 14,007. Молекулярные массы составляют:

$$\text{метана } M_{\text{CH}_4} = 12,01115 + 1,00797 \cdot 4 = 16,043;$$

$$\text{этана } M_{\text{C}_2\text{H}_6} = 12,01115 \cdot 2 + 1,00797 \cdot 6 = 30,07;$$

$$\text{пропана } M_{\text{C}_3\text{H}_8} = 12,01115 \cdot 3 + 1,00797 \cdot 8 = 44,097;$$

$$\text{бутана } M_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 12,01115 \cdot 4 + 1,00797 \cdot 10 = 58,124;$$

$$\text{пентана } M_{\text{C}_5\text{H}_{12}} = 12,01115 \cdot 5 + 1,00797 \cdot 12 = 72,151;$$

$$\text{диоксида углерода } M_{\text{CO}_2} = 12,01115 + 15,9994 \cdot 2 = 44,010;$$

$$\text{сероводорода } M_{\text{H}_2\text{S}} = 1,00797 \cdot 2 + 32,064 = 34,080;$$

$$\text{азота } M_{\text{N}_2} = 14,007 \cdot 2 = 28,014.$$

Вычисляем молекулярную массу данного газа: $M_r = 31,5$.

В соответствии с законом Авогадро 1 кмоль любого газа при нормальных условиях занимает объем $22,414 \text{ м}^3$, а при стандартных условиях – $24,05 \text{ м}^3$.

Плотность газа ρ_r при известной молекулярной массе вычисляется так:

при нормальных условиях

$$\rho_{гн} = M_r / 22,414 = 31,5 / 22,414 = 1,405 \text{ кг/м}^3; \quad (1.2)$$

при стандартных условиях

$$\rho_{гст} = M_r / 24,05 = 31,5 / 24,05 = 1,31 \text{ кг/м}^3. \quad (1.3)$$

Ошибка расчетного определения плотности составляет $\frac{1,325 - 1,31}{1,325} \times 100\% =$

1,3%, что подтверждает достаточно высокую точность расчета.

Для расчета относительной плотности газа $\bar{\rho}_г$ по воздуху используется следующая формула:

$$\bar{\rho}_г = M_r / 28,98, \quad (1.4)$$

где 28,98 – молекулярная масса воздуха.

Таким образом, относительная плотность газа $\bar{\rho}_г = 31,5 / 28,98 = 1,087$.

Относительную плотность газа можно рассчитать и по следующей формуле:

$$\bar{\rho}_г = \rho_г / \rho_{воз}, \quad (1.5)$$

где $\rho_{воз}$ – плотность воздуха, кг/м^3 .

При расчетах следует помнить, что плотность воздуха при нормальных условиях $\rho_{возн} = 1,293 \text{ кг/м}^3$, а при стандартных условиях $\rho_{возст} = 1,205 \text{ кг/м}^3$.

Относительная плотность газа, рассчитанная по формуле (1.5)

$$\bar{\rho}_г = 1,325 / 1,205 = 1,099.$$

Ошибка в расчете относительной плотности газа по формулам (1.4) и (1.5) составляет:

$$\frac{1,099 - 1,087}{1,099} \cdot 100\% = 1,1\%$$

что вполне допустимо.

1.2. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ГАЗА, ЕГО ПЛОТНОСТИ И ОБЪЕМА ПРИ ЗАДАНЫХ ДАВЛЕНИИ И ТЕМПЕРАТУРЕ

Состояние реальных газов при различных термобарических условиях описывается следующим уравнением:

$$pV = zGRT, \quad (1.6)$$

где p , T – текущие значения давления (Па) и температуры (К); V – объем газа, m^3 ; G – масса газа, кг; R – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К); Z – коэффициент сверхсжимаемости реального газа.

Удельная газовая постоянная R определяется отношением газовой постоянной \bar{R} к молекулярной массе газа M_1 .

$$R = \bar{R} / M_1. \quad (1.7)$$

Газовая постоянная при нормальных условиях $\bar{R} = 8,314 \times 10^3$ Дж/(моль·К).

Коэффициент сверхсжимаемости газа z учитывает отклонение реальных газов от идеальных и зависит от давления p , температуры T и состава газа.

Если газ – однокомпонентный, то коэффициент его сверхсжимаемости зависит от критического давления $p_{кр}$ и температуры $T_{кр}$. Данные о критических давлениях и температурах различных компонентов представлены ниже.

Параметры	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
$p_{кр}$, МПа	4,7	4,9	4,3	3,8
$T_{кр}$, К	190,7	306,2	369,8	425,2

Параметры	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	H ₂ S	N ₂
$p_{кр}$, МПа	3,4	3,1	7,4	9	3,4
$T_{кр}$, К	470,4	508,0	304,2	373,6	126,2

Для смеси газов вводят понятия псевдокритических давления $p_{пкр}$ и температуры $T_{пкр}$, которые вычисляются при известном компонентном составе газа по формулам:

$$\left. \begin{aligned} p_{н\text{кр}} &= \sum_{i=1}^n y_i p_{\text{кр}i}, \\ T_{н\text{кр}} &= \sum_{i=1}^n y_i T_{\text{кр}i}, \end{aligned} \right\} \quad (1.8)$$

где y_i – объемное содержание i -го компонента газа в смеси, доли единицы.

Если состав газа неизвестен, то для приближенной оценки псевдокритических давления (в МПа) и температуры (в К) можно воспользоваться следующими формулами А.З. Истомина:

$$\left. \begin{aligned} p_{н\text{кр}} &= (4,937 - 0,464\bar{\rho}_r), \\ T_{н\text{кр}} &= 171,5\bar{\rho}_r + 97, \end{aligned} \right\} \quad (1.9)$$

где $\bar{\rho}_r$ – относительная (по воздуху) плотность нефтяного газа.

По вычисленным значениям псевдокритических давления и температуры определяют соответствующие приведенные давление $p_{пр}$ и температуру $T_{пр}$

$$\left. \begin{aligned} p_{пр} &= p / p_{н\text{кр}}, \\ T_{пр} &= T / T_{н\text{кр}}, \end{aligned} \right\} \quad (1.10)$$

где p , T – текущие значения давления и температуры, для которых необходимо рассчитать коэффициент сверхсжимаемости.

Приведенные давления и температуры для смеси углеводородных и небольшого (до 5%) количества неуглеводородных газов (без азота) можно рассчитать по формулам П.Д. Ляпкина:

$$\left. \begin{aligned} p_{пр} &= p 10^6 / \left[10^3 (46,9 - 2,06\bar{\rho}_{ry}^2) \right], \\ T_{пр} &= T / (97 + 172\bar{\rho}_{ry}^2), \end{aligned} \right\} \quad (1.11)$$

где $\bar{\rho}_{ry}$ – относительная по воздуху плотность смеси газов (кроме азота)

$$\bar{\rho}_{гг} = (\bar{\rho}_г - \bar{\rho}_а y_а) / (1 - y_а), \quad (1.12)$$

$\bar{\rho}_г$ – относительная плотность газа при стандартных условиях; $\bar{\rho}_а$ – относительная по воздуху плотность азота ($\bar{\rho}_а = 0,97$); $y_а$ – объемная доля азота в составе газа, доли единицы.

Коэффициент сверхсжимаемости смеси нефтяных газов, содержащих азот, вычисляют по следующей формуле:

$$z = z_г (1 - y_а) + z_а y_а, \quad (1.13)$$

где $z_г$, $z_а$ – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости углеводородной части газа и азота.

Коэффициент сверхсжимаемости $z_г$ по известным p_{np} и T_{np} определяется по графикам Брауна и Катца, а коэффициент сверхсжимаемости азота $z_а$ – по графику, представленному на рис. 1.

В условиях интенсивного внедрения ЭВМ во все сферы деятельности человека предпочтительно аналитическое представление имеющихся графических зависимостей. Именно поэтому ниже даны аппроксимирующие известные графики аналитические зависимости для расчета коэффициента сверхсжимаемости.

При изменении $0 \leq p_{np} \leq 3$ и $1,3 \leq T_{np} \leq 1,9$ можно пользоваться следующей формулой:

$$z = 1 - 10^{-2} (0,76T_{np}^3 - 9,36T_{np} + 13)(8 - p_{np})p_{np}. \quad (1.14)$$

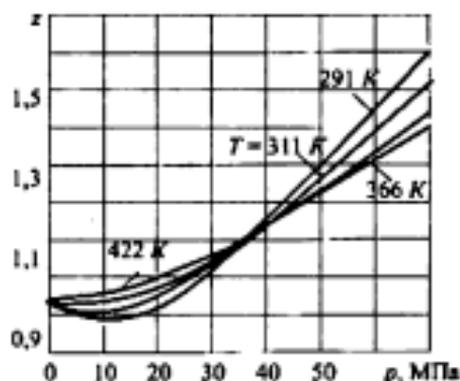


Рис. 1.
Зависимость коэффициента сверхсжимаемости азота от давления и температуры

Для смеси газов, не содержащих азота, в интервалах $0 \leq p \leq 20$ МПа и $273 \leq T \leq 355$ К можно рекомендовать следующие формулы:

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

$$z_y = 1 - p_{np} \cdot [0,18/(T_{np} - 0,73) - 0,135] + 0,016 p_{np}^{3,45} / T_{np}^{6,1}; \quad (1.15)$$

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

$$z_y = 1 - 0,23p_{np} - (1,88 - 1,6T_{np}) p_{np}^2; \quad (1.16)$$

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

$$z_y = 0,13p_{np} + (6,05 T_{np} - 6,26) T_{np} / p_{np}^2; \quad (1.17)$$

Для азота в интервале $0 \leq p \leq 20$ МПа и $280 \leq T \leq 380$ К

$$z_a = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (T - 273)^{3,71} p^{14,71 \sqrt{T-273}}. \quad (1.18)$$

Зависимости для расчета плотности и объема реальных газов при заданных давлении p и температуре T имеют вид

$$\rho_r(p, T) = \rho_{r ст} p T_{ст} / (z p_0 T), \quad (1.19)$$

$$V(p, T) = z V_{ст} p_0 T / (p T_{ст}), \quad (1.20)$$

где $V_{ст}$ – объем газа при стандартных условиях, м^3 .

Задача 1.2. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости, плотность и объем газа, добываемого с каждым кубометром нефти при абсолютном давлении $p = 1,65$ МПа и температуре $T = 301$ К. Использовать данные задачи 1.1, считая, что газовый фактор $G = 21,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (газовый фактор приведен к стандартным условиям).

Решение. Вычисляем псевдокритические давление и температуру: по формуле (1.8), используя компонентный состав газа

$$p_{н\text{кр}} = 0,312 \cdot 4,7 + 0,165 \cdot 4,9 + 0,191 \cdot 4,3 + 0,084 \cdot 3,8 + 0,022 \cdot 3,4 + 0,014 \cdot 7,4 + 0,014 \cdot 9 + 0,198 \cdot 3,4 = 4,393 \text{ МПа};$$

$$T_{н\text{кр}} = 0,312 \cdot 190,7 + 0,165 \cdot 306,2 + 0,191 \cdot 369,8 + 0,084 \cdot 425,2 + 0,022 \cdot 470,4 + 0,014 \cdot 304,2 + 0,014 \cdot 373,6 + 0,193 \cdot 126,2 = 261,18 \text{ К},$$

по формуле (1.9)

$$p_{н\text{кр}} = 4,937 - 0,464 \cdot 1,087 = 4,43 \text{ МПа};$$

$$T_{н\text{кр}} = 97 + 171,5 \cdot 1,087 = 283,42 \text{ К}.$$

Рассчитываем приведенные давление и температуру по формуле (1.10):

с учетом компонентного состава газа

$$p_{пр} = 1,65/4,393 = 0,375, \quad T_{пр} = 301/261,18 = 1,152;$$

с учетом расчетов, выполненных по формуле (1.9):

$$p_{пр} = 1,65/4,43 = 0,372, \quad T_{пр} = 301/283,42 = 1,062.$$

По данным значениям $p_{пр}$ и $T_{пр}$ и графикам можно определить z ($z = 0,904$).

Оценим коэффициент сверхсжимаемости по формуле (1.14):

$$z = 1 - 10^{-2} (0,76 \cdot 1,062^3 - 9,36 \cdot 1,062 + 13) (8 - 0,372) \cdot 0,372 = 0,887.$$

Рассчитаем z по формулам (1.15) – (1.18). Для этого предварительно вычисляем по формуле (1.12) $\bar{p}_{г\gamma}$:

$$\bar{p}_{г\gamma} = (1,087 - 0,970 \cdot 0,198) / (1 - 0,198) = 1,116.$$

По формуле (1.11) определяем $p_{пр}$ и $T_{пр}$

$$p_{пр} = 1,65 \cdot 10^6 / [10^3 (46,9 - 2,06 \cdot 1,116^2)] = 0,372,$$

$$T_{пр} = 301 / (97 + 172 - 1,116^2) = 0,967.$$

По формуле (1.16) вычисляем z_{γ} :

$$z_{\gamma} = 1 - 0,23 \cdot 0,372 - (1,88 - 1,6 \cdot 0,967) 0,372^2 = 0,868;$$

по формуле (1.18) z_a :

$$z_a = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (301 - 273)^{3,71} 1,65^{14,7/\sqrt{301-273}} = 1.$$

Определяем коэффициент сверхсжимаемости z по формуле (1.13):

$$z = 0,868 (1 - 0,198) + 1 \cdot 0,198 = 0,894.$$

Рассчитаем, используя формулы (1.19) и (1.20), плотность газа и объем его $p = 1,65$ МПа и $T = 301$ К:

по коэффициенту сверхсжимаемости, вычисленному по компонентному составу газа

$$\rho_r = 1,325 \cdot 1,65 \cdot 293 / (0,904 \cdot 0,1 \cdot 301) = 23,54 \text{ кг/м}^3,$$

$$G_0 = 0,904 \cdot 21,6 \cdot 0,1 \cdot 301 / (1,65 \cdot 293) = 1,215 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

по коэффициенту сверхсжимаемости, вычисленному по формулам А.З. Истомина

$$\rho_r = 1,325 \cdot 1,65 \cdot 293 / (0,887 \cdot 0,1 \cdot 301) = 23,99 \text{ кг/м}^3,$$

$$G_0 = 0,887 \cdot 21,6 \cdot 0,1 \cdot 301 / (1,65 \cdot 293) = 1,192 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

по коэффициенту сверхсжимаемости, вычисленному по формулам П.Д. Ляпкина

$$\rho_r = 1,325 \cdot 1,65 \cdot 293 / (0,894 \cdot 0,1 \cdot 301) = 23,80 \text{ кг/м}^3,$$

$$G_0 = 0,894 \cdot 21,6 \cdot 0,1 \cdot 301 / (1,65 \cdot 293) = 1,202 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, все рассмотренные зависимости можно применять для расчета z , ρ_r и G .

1.3. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ ПРИ $t < t_{\text{пл}}$

Как правило, эксплуатация добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, так и вследствие работы отдельных элементов погружного оборудования, например, погружного электродвигателя в установке погружного центробежного насоса. Учет влияния температуры на давление насыщения ($p_{\text{нас}}$) позволяет существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти, особенно при решении оптимизационных задач.

Расчет давления насыщения в зависимости от температуры ($p_{\text{нас } t}$) при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно выполнить по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Блова и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота:

$$p_{\text{нас } t} = p_{\text{нас}} + \frac{t - t_{\text{на}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ОМ}}(y_{\text{м}} - 0,8y_{\text{а}})}} \quad (1.21)$$

где $p_{\text{нас}}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{\text{на}}$, МПа; t – текущая температура, °С; $\Gamma_{\text{ОМ}}$ – газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т; $y_{\text{м}}$, $y_{\text{а}}$ – соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

Задача 1.3. Рассчитать давление насыщения нефти горизонта Б Правдинского месторождения [1] при 50 °С, если:

пластовая температура $t_{\text{на}} = 82$ °С; давление насыщения при пластовой температуре $p_{\text{нас}} = 11,2$ МПа; газосодержание пластовой нефти $G_0 = 78,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (объем газа приведен к стандартным условиям); плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{на}} = 854 \text{ кг}/\text{м}^3$ (при стандартных условиях); содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $y_{\text{м}} = 0,622$, а азота $y_{\text{а}} = 0,027$.

Решение. Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти G_0 к размерности формулы (1.21). Для этого воспользуемся следующей зависимостью:

$$\Gamma_{\text{ОМ}} = \frac{10^3 G_0}{\rho_{\text{на}} T_{\text{ст}} / T_0} \quad (1.22)$$

где 10^3 – коэффициент перевода плотности, выраженной в кг/м³, в плотность, выраженную в т/м³.

Рассчитываем газонасыщенность:

$$\Gamma_{\text{ОМ}} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{(293,15/273) \cdot 854} = 85,6 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре 50 °С:

$$p_{\text{нас } 50} = 11,2 + \frac{50 - 82}{9,157 + \frac{701,8}{85,6(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)}} = 9,8 \text{ МПа.}$$

Таким образом, давление насыщения при температуре 50 °С составляет 9,8 МПа.

1.4. РАСЧЕТ КРИВОЙ ОДНОКРАТНОГО КОНТАКТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ

Основная цель расчета – получение кривой разгазирования $G_0 = f(p)$.

Разгазирование при $t = 20^\circ \text{C}$

Количество выделяющегося газа при изменении давления от p до $p_{\text{нас}}$ при температуре 20 °С можно определить по формуле М.Д. Штофа, записанной в следующем виде:

$$G_{\text{ОМ}i} = \Gamma_{\text{ОМ}} R_i (D_1(1 + R_i) - 1), \quad (1.23)$$

где $G_{\text{ОМ}i}$ – объем выделившегося из нефти газа при изотермическом (при 20 °С) однократном ее разгазировании и снижении давления от $p_{\text{нас } 20}$ до p_i , отнесенный к массе дегазированной нефти после снижения давления до 0,1 МПа, м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям); $\Gamma_{\text{ОМ}}$ – газонасыщенность пластовой нефти, м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям)

$$R_i = \lg n / \lg(10 p_{\text{нас } 20}), \quad (1.24)$$

$$n_i = p_i / p_{\text{нас } 20} \text{ при } p_{\text{нас } 20} \geq p_i \geq 0,1 \text{ МПа; } \quad (1.25)$$

$$D_1 = 4,06 (\bar{\rho}_{\text{нд}} \bar{\rho}_r - 1,045), \quad (1.26)$$

$\bar{\rho}_{\text{нд}}$ – относительная плотность дегазированной нефти (вычисляется как отношение плотности нефти при 20 °С и 0,1 МПа к плотности воды при 4 °С и 0,1 МПа, равной 1000 кг/м³); $\bar{\rho}_r$ – относительная плотность газа (вычисляется как отношение плотности газа при 20 °С и 0,1 МПа к плотности воздуха при 0 °С и 0,1 МПа, равной 1,293 кг/м³).

При расчетах разгазирования нефти рекомендуется следующий ряд значений n_i :

$$n_i = (1; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,1/p_{нас\ 20}). \quad (1.27)$$

Значение p_i вычисляется по формуле (1.25) с учетом (1.27).

Задача 1.4. Рассчитать кривую разгазирования нефти живецкого яруса Усинского месторождения [1] при следующих исходных данных:

газонасыщенность нефти $\Gamma_{OM} = 64,9 \text{ м}^3/\text{т}$; давление насыщения при пластовой температуре $t_{пл} = 73 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{нас} = 8 \text{ МПа}$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 845 \text{ кг/м}^3$; плотность газа $\rho_g = 1,304 \text{ кг/м}^3$; содержание в газе метана $y_m = 0,492$; содержание в газе азота $y_a = 0,025$.

Решение. Предварительно по формуле (1.21) вычисляем давление насыщения при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$p_{нас\ 20} = 8 + \frac{(20 - 73)}{9,157 + \frac{701,8}{64,9(0,492 - 0,8 \cdot 0,025)}} = 6,35 \text{ МПа}.$$

По формуле (1.25) с учетом (1.27) рассчитываем ряд значений давлений p_i :

$$p_1 = 6,35, p_2 = 4,76, p_3 = 3,325, p_4 = 1,587, p_5 = 0,635, p_6 = 0,318, p_7 = 0,1 \text{ МПа}.$$

По формуле (1.26) определяем коэффициент D_1 , предварительно рассчитав относительную плотность дегазированной нефти и газа $\bar{\rho}_{нд} = 845/1000 = 0,845$; $\bar{\rho}_g = 1,304/1,293 = 1,008$; $D_1 = 4,06(0,845 \cdot 1,008 - 1,045) = -0,7845$.

Пусть $n_i = 1$, тогда по формуле (1.23) получаем $G_{OMi} = 0$, т.е. при $n_i = 1$ $p_i = 6,35$ (давление равно давлению насыщения и количество выделившегося газа равно 0).

Пусть $n_i = 0,75$, тогда по формуле (1.23) получаем

$$G_{OMi} = 64,9 \frac{\lg 0,75}{\lg 63,5} \left[(-0,7845) \left(1 + \frac{\lg 0,75}{\lg 63,5} \right) - 1 \right] = 7,78 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Аналогично проводим расчеты для последующих значений n_i . Результаты расчетов представлены ниже.

p_i , МПа	6,35	4,76	3,33	1,59	0,64	0,32	0,1
G_{OMi} , м ³ /т	0	7,78	17,92	33	48,59	57,04	64,9

Разгазирование при $20 < t \leq t_{ис}$

Первый метод базируется на результатах исследований МИНГ им. И.М. Губкина. По этому методу зависимость изменения газосодержания в функции давления при температуре t задана в виде

$$\left(\frac{G_{OMt}}{G_{OM}}\right) = 1 - \left(\frac{p_t - 0,1}{p_{ис} - 0,1}\right)^f, \quad (1.28)$$

где p_t – текущее абсолютное давление, МПа; f – показатель степени; при однократном разгазировании

$$f = 0,32 + 1/(y_2^2 + 1,567), \quad (1.29)$$

y_2 – содержание азота в газе, %.

Второй метод расчета количества выделившегося газа при контактом однократном разгазировании при температуре t базируется на уравнении К.Б. Аширова и В.И. Данилова:

$$G_{0,t} = G_0 \cdot \mathcal{W}_t \cdot R_{i,t} [D_{i,t} (1 + R_{i,t}) - 1], \quad (1.30)$$

где \mathcal{W}_t – коэффициент, определяемый по формуле

$$\mathcal{W}_t = 1 + 0,029 (t - 20) (\bar{p}_{ис} \bar{p}_t - 0,7966), \quad (1.31)$$

$$R_{i,t} = \lg n_i / \lg (10 p_{ис,t}), \quad (1.32)$$

$$n_i = p_i / p_{ис,t} \text{ при } p_{ис,t} \geq p_i \geq 0,1, \quad (1.33)$$

$$D_{i,t} = \bar{p}_{ис} \bar{p}_t [4,5 - 0,00305 (t - 20)] - 4,785, \quad (1.34)$$

Задача 1.5. Рассчитать кривую разгазирования нефти Бондюжского месторождения [1] при пластовой температуре по двум методам и сопоста-

вить результаты расчета с экспериментальными данными для следующих условий:

давление насыщения $p_{\text{нас}} = 10$ МПа; пластовая температура $t = 35$ °С; газонасыщенность нефти $\Gamma_{\text{ОМ}} = 35$ м³/т; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 873$ кг/м³; плотность газа $\rho_g = 1,55$ кг/м³; содержание в газе азота $y_a = 23,5\%$.

Решение. В соответствии с рекомендациями (1.27) по формуле (1.25) рассчитаем соответствующие давления:

$$p_1 = 10; p_2 = 7,5; p_3 = 5; p_4 = 2,5; p_5 = 1; p_6 = 0,5; p_7 = 0,1 \text{ МПа.}$$

Воспользуемся первым методом (методом МИНГ им. И.М. Губкина). Предварительно вычислим показатель степени f :

$$f = 0,32 + \frac{1}{23,5^2 + 1,567} = 0,3218.$$

При $n_i = 1$ $p_1 = 10$ и в соответствии с формулой (1.28), $G_{\text{ОМ}1} = 0$. Пусть $n_i = 0,75$ $p_2 = 7,5$ МПа. Рассчитываем по формуле (1.28) $G_{\text{ОМ}2}$:

$$G_{\text{ОМ}2} = 35 \left[1 - \left(\frac{7,5 - 0,1}{10 - 0,1} \right)^{0,3218} \right] = 3,15 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Проводим аналогичные расчеты для других значений n_i и p_i . Результаты расчетов приводятся ниже.

Проведем расчет кривой разгазирования вторым методом. Предварительно рассчитываем $\bar{\rho}_{\text{нд}}$ и $\bar{\rho}_g$:

$$\rho_{\text{нд}} = \rho_{\text{нд}} / \rho_w = 873/1000 = 0,873; \bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_{\text{воз}} = 1,55/1,293 = 1,199,$$

где ρ_w , $\rho_{\text{воз}}$ – соответственно плотность воды при 4°С и 0,1 МПа (1000 кг/м³) и плотность воздуха при 0 °С и 0,1 МПа (1,293 кг/м³).

Затем рассчитываем коэффициенты $Ш_i$ и D_{1i} :

$$Ш_i = 1 + 0,029 (35 - 20) (0,873 \cdot 1,199 - 0,7966) = 1,109;$$

$$D_{1i} = 0,873 \cdot 1,199 [4,5 - 0,00305 (35 - 20)] - 4,785 = -0,1226.$$

При $n_i = 1$ $p_1 = 10$ и $G_{\text{ОМ}1} = 0$. При $n_i = 0,75$ $p_2 = 7,5$,

$$a \ G_{\text{ОМ}2} = 35 \cdot 1,109 \frac{\lg 0,75}{\lg 10 \cdot 10} \left[-0,1226 \left(1 + \frac{\lg 0,75}{\lg 10 \cdot 10} \right) - 1 \right] = 2,7 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Проводим аналогичные расчеты для следующих значений p_i и также приводим их результаты. Там же представляем результаты экспериментального определения G_{OM} .

p_i , МПа	10	7,5	5	2,5	1	0,5	0,1
G_{OM1} , М ³ /т (1 метод)	0	3,15	7,1	12,8	18,8	22,6	35
G_{OM2} , М ³ /т (2 метод)	0	2,7	6,5	12,7	19,4	26,3	35
G_{OM3} , М ³ /т (эксперимент)	0	4,2	8,5	13,8	21,3	27,6	35

На рис. 2 показаны расчетные и экспериментальная кривые разгазирования нефти. В данном случае расчетные зависимости практически одинаковы и лежат несколько ниже экспериментальной. При этом не следует забывать, что объем газа приведен к нормальным условиям.

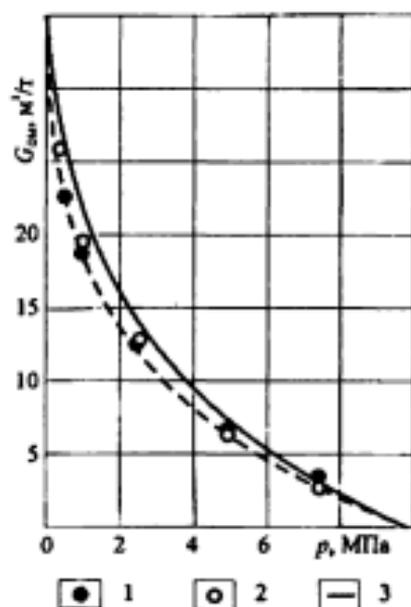


Рис. 2.

Кривые разгазирования нефти Бондюжского месторождения:

- 1 - расчетная по первому методу;
2 - расчетная по второму методу;
3 - экспериментальная

1.5. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ГАЗА, ВЫДЕЛЯЮЩЕГОСЯ ИЗ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ОДНОКРАТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ

Расчет плотности выделяющегося из нефти газа при однократном разгазировании ее выполняется по следующей формуле:

$$\rho_{г,г} = Ш_{гг} [\bar{\rho}_г - 0,0036(1 + R_г)(105,7 + U_г R_г)] \rho_{воз} \quad (1.35)$$

где $Ш_{гг}$, $U_г$ – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$Ш_{гг} = 1 + 0,0054(t - 20), \quad (1.36)$$

$$U_г = \bar{\rho}_{га} \Gamma_{ом} - 186; \quad (1.37)$$

$\rho_{воз}$ – плотность воздуха при нормальных условиях ($\rho_{воз} = 1,293 \text{ кг/м}^3$); $R_г$ рассчитывается по формуле (1.32).

При $p_г = 0,1 \text{ МПа}$ плотность газа

$$\rho_{г,г} = Ш_{гг} \bar{\rho}_г \rho_{воз}. \quad (1.38)$$

Задача 1.6. Для условий предыдущей задачи рассчитать зависимость плотности выделяющегося газа от давления при температуре $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ и пластовой температуре $t_{пл} = 35 \text{ }^\circ\text{C}$. Содержание в газе метана составляет $y_m = 27,1\%$.

Решение. Проводим расчет при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Предварительно вычисляем коэффициенты по формулам (1.36) и (1.37):

$$Ш_{гг} = 1 + 0,0054(20 - 20) = 1, \quad U_г = 0,873 \cdot 35 - 186 = -155,445,$$

а так же $p_{нас 20}$ по формуле (1.21):

$$p_{нас 20} = 10 + \frac{20 - 35}{9,157 + \frac{701,8}{35(0,271 - 0,8 \cdot 0,235)}} = 9,94 \text{ МПа}$$

Вычисляем $\rho_{гг}$ для значения $n_г = 1$ ($p_г = 9,94$):

$$\rho_{г,г} = 1 \left[1,199 - 0,0036 \left(1 + \frac{\lg 1}{\lg(10 \cdot 0,94)} \right) \left(105,7 - 155,445 \cdot \frac{\lg 1}{\lg(10 \cdot 0,94)} \right) \right] 1,293 =$$

$$= 1,058 \text{ кг/м}^3$$

Проводим аналогичные расчеты для значений $n_i = 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05$ и $0,1/p_{\text{нас } 20}$, что соответствует давлениям 7,455; 4,97; 2,485; 0,994; 0,497 и 0,1 МПа.

Проводим расчет при $t_{\text{нас}} = 35^\circ\text{C}$. Коэффициент $Ш_{\text{от}} = 1 + 0,0054 \cdot (35 - 20) = 1,081$.

Значения давлений, при которых рассчитывается $\rho_{\text{от}}$; следующие: 10; 7,5; 5; 2,5; 1; 0,5 и 0,1 МПа.

Вычисляем $\rho_{\text{от}}$ при $n_i = 1$ ($p_i = 10$ МПа):

$$\rho_{\text{от}} = 1,081 \left[1,199 - 0,0036 \left(1 + \frac{\lg 1}{\lg 100} \right) \left(105,7 - 155,445 \cdot \frac{\lg 1}{\lg 100} \right) \right] 1,293 = 1,144 \text{ кг/м}^3.$$

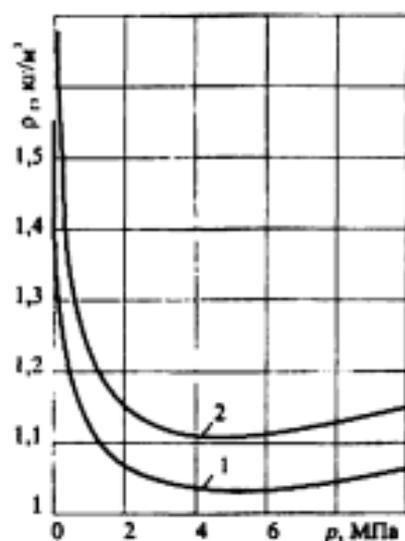


Рис. 3.

Расчетные зависимости плотности выделяющегося из нефти газа:

1 — при $t = 20^\circ\text{C}$;

2 — при $t = 35^\circ\text{C}$

Проводим аналогичные расчеты для последующих значений n_i . Получаем следующие результаты расчетов:

n_i	1	0,75	0,5	0,25	0,1	0,05	
p_i МПа	9,94	7,46	4,97	2,48	0,99	0,5	0,1
$\rho_{\text{от}}$ кг/м ³ (при $t = 20^\circ\text{C}$)	1,058	1,047	1,055	1,055	1,124	1,215	1,55

p_i , МПа	10	7,5	5	2,5	1	0,5	0,1
$\rho_{гi}$, кг/м ³ (при $t_{гi} = 35$ °С)	1,144	1,131	1,124	1,139	1,215	1,311	1,676

На рис. 3 представлены расчетные зависимости плотности выделившегося из нефти газа при температурах 20 и 35 С. Из рисунка видно, что температура значительно влияет на плотность выделяющегося газа, и это необходимо учитывать в расчетах при эксплуатации скважин.

1.6. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ГАЗА, ОСТАЮЩЕГОСЯ В НЕФТИ В РАСТВОРЕННОМ СОСТОЯНИИ

Для изотермического процесса однократного разгазирования нефти с учетом материального баланса массы газа имеем

$$\rho_{ггi} = \frac{\rho_{гi}}{1 - F_i} (\bar{\rho}_i Ш_{гi} - \rho_{ггi} F_i), \quad (1.39)$$

где $\rho_{ггi}$ – плотность газа, оставшегося в нефти в растворенном состоянии в процессе однократного разгазирования при температуре t от давления $p_{нас}$ t до давления p_i кг/м³; F_i – коэффициент, характеризующий отношение выделившегося объема газа к объему газа, оставшегося в растворенном состоянии

$$F_i = 1 - \left(1 + \frac{\lg n_i}{\lg(10p_{нас})} \right) \left(1 - D_{i,t} \frac{\lg n_i}{\lg(10p_{нас})} \right), \quad (1.40)$$

$D_{i,t}$ – коэффициент, рассчитываемый по формуле (1.34); $Ш_{гi}$ – коэффициент, определяемый по формуле (1.36).

Задача 1.7. Вычислить плотность газа, оставшегося в растворенном состоянии в нефти Бондюжского месторождения при давлении $p = 2,5$ МПа ($n_i = 0,25$). Использовать данные задачи 1.5.

Решение. По условиям решения задачи 1.5 коэффициент $D_{i,t} = 0,1226$.

Рассчитываем коэффициент $Ш_{гi}$:

$$Ш_{гг} = 1 + 0,0054 (35 - 20) = 1,081,$$

а также коэффициент F_i :

$$F_i = 1 - \left(1 + \frac{\lg 0,25}{\lg 100} \right) \left(1 + 0,1226 \frac{\lg 0,25}{\lg 100} \right) = 0,327.$$

Плотность растворенного газа

$$\rho_{гг} = \frac{1,293}{1 - 0,327} (1,199 \cdot 1,081 - 1,139 \cdot 0,327) = 1,775 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность выделившегося газа при пластовой температуре взята по результатам расчета задачи 1.6 при $n_1 = 0,25$ ($\rho_{гг} = 1,139 \text{ кг/м}^3$).

1.7. РАСЧЕТ ОБЪЕМНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТИ

Определение объемного коэффициента нефти при различных термобарических условиях необходимо не только для выполнения расчетов в процессе эксплуатации скважин, но также для расчетов запасов нефти. Точность вычисления объемного коэффициента нефти определяет и точность расчета ее плотности при различных условиях.

Установлена тесная статистическая связь между газонасыщенностью нефти, определяемой при контактном однократном изотермическом разгазировании (при $t = 20^\circ\text{C}$), и ее объемным коэффициентом b_n :

$$\left. \begin{aligned} b_n &= 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \Gamma_0 \text{ при } \Gamma_0 \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ b_n &= 1 + 3,63 \cdot 10^{-3} (\Gamma_0 - 58) \text{ при } \Gamma_0 > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3. \end{aligned} \right\} \quad (1.41)$$

где Γ_0 – газонасыщенность пластовой нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$ (объем газа приведен к стандартным условиям).

Формулы (1.41) рекомендуются для проверки экспериментально определенных значений объемного коэффициента пластовых нефтей. Если ошибка превышает 10%, то достоверность экспериментального определения объемного коэффициента вызывает сомнение и указывает на необходимость повторных исследований.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по следующей формуле:

$$b_n = 1 + \lambda_0 \Gamma_0 + \alpha_n (t - 20) - \beta_n p_{пл} \quad (1.42)$$

где λ_0 – эмпирический коэффициент, определяемый следующим образом:

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_r + 5,2(1 - 1,5 \cdot 10^{-3}\Gamma_0) \cdot 10^{-3}\Gamma_0 - 3,54\bar{\rho}_{нн}], \quad (1.43)$$

ρ_r – плотность выделившегося газа при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м³; $\bar{\rho}_{нн}$ – относительная плотность дегазированной нефти при 20 °С и 0,1 МПа; α_n – коэффициент термического расширения дегазированной нефти

$$\alpha_n = 10^{-3} \left\{ \begin{array}{l} 2,638(1,169 - \bar{\rho}_{нн}) \text{ при } 0,78 \leq \bar{\rho}_{нн} \leq 0,86 \\ 1,975(1,272 - \bar{\rho}_{нн}) \text{ при } 0,86 < \bar{\rho}_{нн} \leq 0,96, \end{array} \right\} \quad (1.44)$$

β_n – коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, 1/МПа; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Задача 1.8. Для условий задачи 1.4 рассчитать объемный коэффициент нефти при $t = 20$ °С и $t_{пл} = 35$ °С, оценив предварительно вероятность правильности экспериментального определения объемного коэффициента нефти (при $t = 20$ °С) $b_n = 1,1$. Дополнительные исходные данные следующие:

коэффициент сжимаемости дегазированной нефти $\beta_n = 5,6 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, пластовое давление $p_{пл} = 17$ МПа.

Решение. В соответствии с размерностью газонасыщенности Γ_0 , используемой в формулах (1.41), (1.42) и (1.43) (м³/м³ при стандартных условиях), пересчитаем экспериментальное значение Γ_0 по формуле (1.22):

$$G_0 = \frac{\Gamma_{0нн} \rho_{нн} T_{ст}}{10^3 T_0} = \frac{35 \cdot 873 \cdot 293}{10^3 \cdot 273} = 32,8 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

Таким образом, газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma_0 = G_0 = 32,8$ м³/м³.

Оцениваем объемный коэффициент нефти по формуле (1.41):

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 = 1,1.$$

Экспериментально определенный объемный коэффициент нефти равен также 1,1.

Рассчитываем по формуле (1.42) объемный коэффициент, предварительно, вычисляя по формулам (1.44) и (1.43) коэффициенты α_n и λ_0 :

$$\alpha_n = 1,975 \cdot 10^{-3} (1,272 - 0,873) = 0,788 \cdot 10^{-3},$$

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \cdot 1,55 + 5,2 (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8) \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 - 3,54 \cdot 0,873] = 2,7017 \cdot 10^{-3}.$$

Объемный коэффициент нефти при температуре $t = 20^\circ\text{C}$ $b_n = 1 + 2,7017 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 + 0,788 \cdot 10^{-3} (20 - 20) - 5,6 \cdot 10^{-4} \cdot 17 = 1,08$, т.е. ошибка экспериментального и расчетного определения составляет всего $\frac{1,1 - 1,08}{1,1} \cdot 100\% = 1,8\%$.

Объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $t_{пл} = 35^\circ\text{C}$ $b_n = 1 + 2,7017 \cdot 10^{-3} \cdot 32,8 + 0,788 \cdot 10^{-3} (35 - 20) - 5,6 \cdot 10^{-4} \cdot 17 = 1,091$.

1.8. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

Методика расчета плотности газонасыщенной нефти $\rho_{ин}$ основана на взаимосвязи плотностей газонасыщенной и дегазированной нефти, плотности выделившегося при контактном однократном разгазировании нефти газа и объемного коэффициента. Основным уравнением для расчета является уравнение следующего вида:

$$\rho_{ин} = \frac{1}{b_n} (\rho_{гд} + \rho_g \Gamma_n). \quad (1.45)$$

Задача 1.9. Рассчитать плотность пластовой нефти Бондюжского месторождения при следующих параметрах: объемный коэффициент нефти $b_n = 1,1$ (задача 1.8); плотность дегазированной нефти $\rho_{гд} = 873 \text{ кг/м}^3$, плотность выделившегося газа $\rho_g = 1,55 \text{ кг/м}^3$, газонасыщенность нефти $\Gamma_n = 32,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (задача 1.8).

Решение. В соответствии с формулой (1.45) получаем

$$\rho_{ин} = \frac{1}{1,1} (873 + 1,55 \cdot 32,8) = 839,9 \text{ кг/м}^3.$$

Экспериментально определенная плотность пластовой нефти составляет 839 кг/м^3 . Таким образом, расчетное значение плотности пластовой нефти практически равно экспериментально определенному.

1.9. РАСЧЕТ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

1.9.1. Расчет вязкости дегазированной нефти при $t = 20\text{ }^\circ\text{C}$

В практике добычи нефти встречаются случаи отсутствия достаточной информации о некоторых свойствах нефти, например, о вязкости μ_n . Для оценки вязкости нефти при $20\text{ }^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении можно использовать формулы И.И. Дунюшкина [2]:

$$\left. \begin{aligned} \bar{\mu}_{n,20} &= \left[\frac{0,658\bar{\rho}_{\text{нз}}^2}{0,886 - \bar{\rho}_{\text{нз}}^2} \right]^2 \text{ при } 0,845 \leq \bar{\rho}_{\text{нз}} < 0,924, \\ \bar{\mu}_{n,20} &= \left[\frac{0,456\bar{\rho}_{\text{нз}}^2}{0,833 - \bar{\rho}_{\text{нз}}^2} \right]^2 \text{ при } 0,78 < \bar{\rho}_{\text{нз}} < 0,845, \end{aligned} \right\} \quad (1.46)$$

где $\bar{\mu}_{n,20}$ – относительная динамическая (по воде) вязкость дегазированной нефти при $20\text{ }^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении. Вязкость воды при $20\text{ }^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении $\mu_{w,20} = 1\text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Задача 1.10. Рассчитать вязкость дегазированной нефти Бондюжского месторождения, если $\bar{\rho}_{\text{нз}} = 0,873$.

Решение. Воспользуемся формулой (1.46):

$$\bar{\mu}_{n,20} = \left[\frac{0,658 \cdot 0,873^2}{0,886 - 0,873^2} \right]^2 = 16,39$$

Таким образом, вязкость дегазированной нефти при $20\text{ }^\circ\text{C}$

$$\mu_{n,20} = \bar{\mu}_{n,20} \mu_{w,20} = 16,39 \cdot 1 = 16,39\text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

1.9.2. Расчет вязкости дегазированной нефти при любой температуре

Зависимость вязкости дегазированной нефти от температуры выражается формулой И.И. Дунюшкина [2]:

$$\mu_{\text{от}} = \frac{1}{c} (c \bar{\mu}_{\text{от}1})^a, \quad (1.47)$$

где $\mu_{\text{от}}$ – относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при искомой температуре t ; $\bar{\mu}_{\text{от}1}$ – относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при известной температуре t_1 ; a – коэффициент, определяемый по уравнению:

$$a = \frac{1}{1 + b(t - t_1) \lg(c \bar{\mu}_{\text{от}1})}, \quad (1.48)$$

b , c – коэффициенты, зависящие от вязкости дегазированной нефти и вычисляемые по следующим зависимостям:

$$b = 2,52 \cdot 10^{-3} 1/^\circ\text{C}, c = 10 \text{ при } \bar{\mu}_{\text{от}} \geq 1000; \quad (1.49)$$

$$b = 1,44 \cdot 10^{-3} 1/^\circ\text{C}, c = 100 \text{ при } 10 \leq \bar{\mu}_{\text{от}} < 1000; \quad (1.50)$$

$$b = 0,76 \cdot 10^{-3} 1/^\circ\text{C}, c = 100 \text{ при } \bar{\mu}_{\text{от}} < 10. \quad (1.51)$$

Задача 1.11. Рассчитать вязкость дегазированной нефти Бондюжского месторождения, если $t_{\text{пл}} = 35^\circ\text{C}$.

Решение. Из решения предыдущей задачи известно, что $\bar{\mu}_{\text{от}20} = 16,39$. Предварительно рассчитываем коэффициент a по формуле (1.48), принимая коэффициенты b и c в соответствии с (1.50):

$$a = \frac{1}{1 + 1,44 \cdot 10^{-3} (35 - 20) \lg(100 \cdot 16,39)} = 0,935.$$

Вычисляем по (1.47) относительную вязкость дегазированной нефти $\bar{\mu}_{\text{от}35} = \frac{1}{100} (100 \cdot 16,39)^{0,935} = 10,13$ или вязкость дегазированной нефти при $t_{\text{пл}} = 35^\circ\text{C}$ $\mu_{\text{от}35} = 10,13 \cdot 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 10,13 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

1.9.3. Расчет вязкости газонасыщенной нефти при пластовой температуре

Расчет вязкости газонасыщенной нефти при пластовой температуре в зависимости от изменения газонасыщенности нефти и вязкости дегазированной нефти при пластовой температуре и атмосферном давлении ведется по формуле:

$$\bar{\mu}_{нт} = A \bar{\mu}_{нт}^B \quad (1.52)$$

где $\bar{\mu}_{нт}$ – относительная вязкость газонасыщенной нефти при температуре $t_{ок}$ и давлении насыщения; $\bar{\mu}_{нт}$ – относительная вязкость дегазированной нефти при температуре t и атмосферном давлении; A, B – корреляционные коэффициенты, зависящие от количества растворенного в нефти газа:

$$A = \exp[-87,24 \cdot 10^{-4} \Gamma^* + 12,9 \cdot 10^{-6} (\Gamma^*)^2], \quad (1.53)$$

$$B = \exp[-47,11 \cdot 10^{-4} \Gamma^* + 8,3 \cdot 10^{-6} (\Gamma^*)^2],$$

Γ^* – газонасыщенность нефти (объем газа приведен к 15 °С и атмосферному давлению), $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$\Gamma^* = 0,983 (1 + 5 \alpha_n) \Gamma_0 \quad (1.54)$$

Γ_0 – газонасыщенность нефти (объем газа приведен к 20 °С и атмосферному давлению) $\text{м}^3/\text{м}^3$, α_n – коэффициент, определяемый по (1.44).

Задача 1.12. Рассчитать вязкость газонасыщенной нефти Бондюжского месторождения при $t_{ок} = 35$ °С, если газонасыщенность ее при пластовых условиях составляет $\Gamma_0 = 32,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (задача 1.8), а относительная вязкость дегазированной нефти при $t_{ин} = 35$ °С равна 10,13 (задача 1.11).

Решение. Вычисляем газонасыщенность Γ^* , предварительно рассчитывая по (1.44) α_n ($\bar{\rho}_{ок} = 0,873$):

$$\alpha_n = 1,975 (1,272 - 0,873) 10^{-3} = 0,788 \cdot 10^{-3};$$

$$\Gamma^* = 0,983 (1 + 5 \cdot 0,788 \cdot 10^{-3}) 32,8 = 32,37 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Рассчитываем коэффициенты A и B :

$$A = \exp[-87,24 \cdot 10^{-4} 32,37 + 12,9 \cdot 10^{-6} (32,37)^2] = 1/1,3085 = 0,764,$$

$$B = \exp[-47,11 \cdot 10^{-4} 32,37 + 8,3 \cdot 10^{-6} (32,37)^2] = 1/1,165 = 0,858.$$

Вычисляем относительную вязкость нефти в пластовых условиях

$$\bar{\mu}_{нр} = 0,764 \cdot 10,13^{0,858} = 5,57.$$

Таким образом, вязкость газонасыщенной нефти в пластовых условиях $\bar{\mu}_{нр} = \bar{\mu}_{нр} \bar{\mu}_{в,20} = 5,57 \cdot 1 \text{ МПа} \cdot \text{с} = 5,57 \text{ МПа} \cdot \text{с}$.

Экспериментально определенное значение этого параметра [1] 5,6 МПа · с, т.е. ошибка расчета составляет всего:

$$\frac{5,6 - 5,57}{5,6} \cdot 100\% = 0,5\%.$$

1.10. МЕТОДИКА¹ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЕЕ ОДНОКРАТНОГО КОНТАКТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ

Исходные данные для расчета:

пластовое давление $p_{пл}$, МПа; пластовая температура $t_{пл}$, °С; давление насыщения нефти при пластовой температуре $p_{нас}$, МПа; относительная (по воде) плотность дегазированной нефти при 20 °С и давлении 0,1 МПа $\bar{\rho}_{нж}$; газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma_{ож}$ (объем газа приписан к нормальным условиям), м³/т; относительная (по воздуху) плотность выделившегося газа $\bar{\rho}_{го}$; содержание в газе соответственно азота и метана y_n , y_m , %.

Расчет проводится в соответствии с работой [2].

1.10.1. Расчет свойств нефти при $t = 20$ °С

Последовательно рассчитывают: функцию

$$f_{ин} = \frac{701,8}{\Gamma_{ож}(y_n + 0,8y_m)}; \quad (1.55)$$

¹ Методика разработана в МИНГ им. И.М. Губкина

давление насыщения

$$p_{\text{нас}20} = p_{\text{нас}} \frac{20 - t_{\text{ст}}}{9,157 + f_{\text{ст}}} \quad (1.56)$$

Задаются рядом значений n_i :

$$n_i = p / p_{\text{нас}20} = (1; 0,75; 0,5; 0,1; 0,05; 0,1 / p_{\text{нас}20}). \quad (1.57)$$

Далее вычисляют:

давления, соответствующие n_i

$$p_i = n_i p_{\text{нас}20}; \quad (1.58)$$

вспомогательные коэффициенты, зависящие от давления

$$R_i = \lg n_i / \lg(10 p_{\text{нас}20}); \quad (1.59)$$

вспомогательные коэффициенты, не зависящие от давления

$$D_i = 4,06(\bar{\rho}_{\text{га}} \bar{\rho}_{\text{го}} - 1,045), \quad (1.60)$$

$$U_i = \bar{\rho}_{\text{га}} \Gamma_{\text{см}} - 186; \quad (1.61)$$

объем выделившегося газа ($\text{м}^3/\text{т}$)

$$G_{\text{ом}i} = \Gamma_{\text{ом}} R_i [D_i (1 + R_i) - 1]; \quad (1.62)$$

относительную (по воздуху) плотность выделившегося газа

$$\bar{\rho}_{\text{г}i} = \bar{\rho}_{\text{го}} - 0,0036(1 + R_i)(105,7 + U_i R_i); \quad (1.63)$$

газонасыщенность пластовой нефти

$$\Gamma_{\text{ом}i} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{ом}i}; \quad (1.64)$$

относительную (по воздуху) плотность газа, остающегося в растворенном состоянии в нефти

$$\bar{\rho}_{\text{г}гi} = \frac{\Gamma_{\text{ом}}}{\Gamma_{\text{ом}i}} (\bar{\rho}_{\text{го}} - \bar{\rho}_{\text{г}i} \frac{G_{\text{ом}i}}{\Gamma_{\text{ом}}}). \quad (1.65)$$

Отметим, что при $p_i = 0,1$ МПа $\Gamma_{\text{ом}i} = 0$, поэтому пользоваться формулой (1.65) нельзя. Величину $\bar{\rho}_{\text{гр}i}$ при $p_i = 0,1$ МПа можно найти графической экстраполяцией (рис. 4);

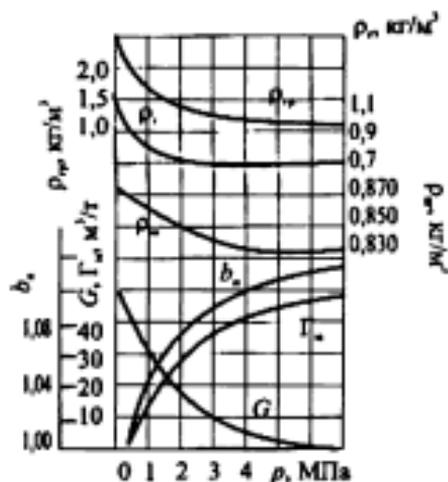


Рис. 4.
Расчетные зависимости основных свойств нефти Богородского месторождения при температуре 20 °С

параметр

$$\lambda_i = 3,54(1,2147 - \bar{\rho}_{\text{нл}}) + 1,0337\bar{\rho}_{\text{гр}i} + 5,581\bar{\rho}_{\text{нл}} \cdot (1 - 1,61\bar{\rho}_{\text{нл}} \cdot 10^{-3} \Gamma_{\text{ом}i}) 10^{-3} \Gamma_{\text{ом}i}; \quad (1.66)$$

объемный коэффициент нефти

$$b_{\text{н}i} = 1 + 1,0733\bar{\rho}_{\text{нл}} \lambda_i \cdot 10^{-3} \Gamma_{\text{ом}i} - 6,5 \cdot 10^{-4} p_i; \quad (1.67)$$

относительную плотность газонасыщенной нефти

$$\bar{\rho}_{\text{нл}i} = \frac{\bar{\rho}_{\text{нл}}}{b_{\text{н}i}} (1 + 1,293\bar{\rho}_{\text{гр}i} \cdot 10^{-3} \Gamma_{\text{ом}i}). \quad (1.68)$$

По вычисленным значениям строят графические зависимости.

Задача 1.13. Рассчитать физические свойства нефти Богородского месторождения Куйбышевской области при $t_{\text{нл}} = 20$ °С в процессе ее однократного контактного разгазирования от давления насыщения до атмосферного давления ($p_0 = 0,1$ МПа).

Исходные данные:

$p_{пл} = 26,8 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 66^\circ\text{C}$; $\bar{\rho}_{мл} = 0,8707$; $\Gamma_{ОМ} = 49 \text{ м}^3/\text{т}$; $y_* = 7,55\%$; $y_m = 0,8\%$; $\bar{\rho}_{г0} = 1,105$; $p_{нас} = 7,85 \text{ МПа}$.

Решение. По формуле (1.55) вычисляют:

$$f_u = \frac{701,8}{49(0,408 - 0,8 \cdot 0,0755)} = 41,204,$$

а по (1.56) – давление насыщения при $t = 20^\circ\text{C}$:

$$p_{нас20} = 7,85 + \frac{(20 - 66)}{9,157 + 41,204} = 6,94 \text{ МПа}.$$

Затем последовательно рассчитывают параметры по формулам (1.57) – (1.68), получают следующие результаты:

n_i	1	0,75	0,5	0,25	0,1	0,05	0,1/ $p_{нас20}$
p_i , МПа	6,94	5,2	3,47	1,74	0,69	0,35	0,1
R_i	0	-0,0679	-0,163	-0,327	-0,543	-0,707	-1
$G_{ОМi}$, м ³ /т	0	4,37	10,24	19,65	30,7	38,06	49
$\bar{\rho}_{гi}$	0,725	0,718	0,716	0,736	0,803	0,887	1,105
$\Gamma_{ОМi}$, м ³ /т	49	44,63	38,76	29,35	18,3	10,94	0
$\bar{\rho}_{грi}$	1,105	1,1429	1,2078	1,352	1,616	1,8634	2,4*
λ_i	2,5909	2,6109	2,6517	2,7577	2,9739	3,1985	
b_{wi}	1,114	1,106	1,094	1,075	1,05	1,033	1,00
$\bar{\rho}_{wi}$	0,836	0,84	0,844	0,852	0,861	0,866	

$$D_1 = -0,3365;$$

$$U_1 = -143,3$$

* Плотность растворенного в нефти газа при $p = 0,1 \text{ МПа}$ определена графической экстраполяцией.

1. 10.2. Расчет свойств нефти при $20\text{ }^\circ\text{C} < t < t_{\text{нм}}$

1. Задаются рядом значений n_i .

$$n_i = \frac{P_i}{P_{\text{нм}}} = (1; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,1 / p_{\text{нм}}). \quad (1.69)$$

2. Последовательно рассчитывают:

давления

$$P_i = n_i P_{\text{нм}}; \quad (1.70)$$

вспомогательные коэффициенты, зависящие от давления

$$R_i = \lg n_i / \lg(10 p_{\text{нм}}); \quad (1.71)$$

вспомогательные коэффициенты, не зависящие от давления

$$D_{i,j} = \bar{\rho}_{\text{нм}} \bar{\rho}_{\text{гн}} [4,5 - 0,00305(t_{\text{нм}} - 20)] - 4,785; \quad (1.72)$$

$$Ш_i = 1 + 0,029(t_{\text{нм}} - 20)(\bar{\rho}_{\text{нм}} \bar{\rho}_{\text{гн}} - 0,7966); \quad (1.73)$$

$$Ш_{\text{гн}} = 1 + 0,0054(t_{\text{нм}} - 20); \quad (1.74)$$

$$U_i = \bar{\rho}_{\text{нм}} \Gamma_{\text{нм}} - 186; \quad (1.75)$$

$$\alpha_n = 10^{-3} \left\{ \begin{array}{l} 2,683(1,169 - \bar{\rho}_{\text{нм}}) \text{ при } 0,78 \leq \bar{\rho}_{\text{нм}} \leq 0,86, \\ 1,975(1,272 - \bar{\rho}_{\text{нм}}) \text{ при } 0,86 < \bar{\rho}_{\text{нм}} \leq 0,96. \end{array} \right\} \quad (1.76)$$

объем выделившегося газа ($\text{м}^3/\text{т}$)

$$G_{\text{выд},j} = \Gamma_{\text{нм}} Ш_i R_i [D_{i,j} (1 + R_i) - 1]; \quad (1.77)$$

относительную плотность выделившегося газа

$$\bar{\rho}_{\text{гн},j} = Ш_{\text{гн}} [\bar{\rho}_{\text{гн}} - 0,0036(1 + R_i)(105,7 + U_i R_i)]; \quad (1.78)$$

гвознасыщенность пластовой нефти

$$\Gamma_{\text{нм},j} = \Gamma_{\text{нм}} Ш_i - G_{\text{выд},j}; \quad (1.79)$$

относительную плотность газа, остающегося в нефти в растворенном состоянии

$$\bar{\rho}_{гр,j} = \frac{\Gamma_{ом,j}}{\Gamma_{ом,i}} (\bar{\rho}_{г0} Ш_n Ш_l - \bar{\rho}_{гt,j} \frac{G_{ом,j}}{\Gamma_{ом}}). \quad (1.80)$$

При $p = 0,1$ МПа $\rho_{гр,i,i}$ находится графической экстраполяцией;

параметр

$$\lambda_{r,j} = 3,54(1,2147 - \bar{\rho}_{кз}) + \frac{1,0337}{Ш_n} \bar{\rho}_{гр,j} + \quad (1.81)$$

$$+ 5,581(1 - 1,61\bar{\rho}_{кз} 10^{-3} \Gamma_{ом,i}) 10^{-3} \Gamma_{ом,i};$$

объемный коэффициент нефти

$$b_{н,j} = 1 + \frac{1,0733}{Ш_l} \bar{\rho}_{кз} \lambda_{r,j} 10^{-3} \Gamma_{ом,i} + \alpha_n (t_{пл} - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} p_{пл}; \quad (1.82)$$

относительную плотность газонасыщенной нефти

$$\bar{\rho}_{нт,j} = \frac{\bar{\rho}_{кз}}{b_{н,j}} (1 + \frac{1,293}{Ш_l Ш_n} \bar{\rho}_{гр,j} 10^{-3} \Gamma_{ом,i}). \quad (1.83)$$

По вычисленным значениям строят графические зависимости.

Задача 1.14. Для условий задачи 1.13 рассчитать физические свойства нефти Богородского месторождения в процессе разгазирования при пластовой температуре 66 °С.

Решение. В соответствии с вышеприведенным алгоритмом выполнены расчеты. Получены следующие результаты.

n_i	1	0,75	0,5	0,25	0,1	0,05	0,1/ $p_{нас,20}$
p_i МПа	7,85	5,89	3,93	1,96	0,79	0,39	0,1
R_i	0	-0,0659	-0,1589	-0,3177	-0,5277	-0,6866	-1
$G_{ом,i}$ м ³ /т	0	6,12	14,23	26,66	40,37	48,67	59,82
$\bar{\rho}_{г,i}$	0,9049	0,8965	0,8942	0,916	0,9948	1,0921	1,3795
$\Gamma_{ом,i}$ м ³ /т	59,82	53,7	45,59	33,16	19,45	11,15	0

$\bar{\rho}_{гр,t}$	1,3795	1,4345	1,5309	1,7521	2,1779	2,6338	4*
$\lambda_{с,t}$	2,6263	2,6469	2,6928	2,8222	3,113	3,4443	
$b_{м,t}$	1,1516	1,1414	1,1279	1,1068	1,0823	1,0656	1,0364
$\bar{\rho}_{н,t}$	0,809	0,813	0,818	0,825	0,833	0,837	0,84

* Это значение определено графической экстраполяцией.

$$D_{1,t} = -0,5904; \quad \lambda_{1,t} = 1,2208; \quad \lambda_{1,t} = 1,2484;$$

$$U_1 = -143,34; \quad \alpha_{н,t} = 0,7926 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}$$

Графические зависимости расчетных свойств нефти при пластовой температуре представлены на рис. 5.

Сопоставление аналогичных зависимостей, представленных на рис. 4 и 5, показывает, что температура оказывает существенное влияние на количественные характеристики рассматриваемых параметров. Это необходимо учитывать в процессе добычи нефти.

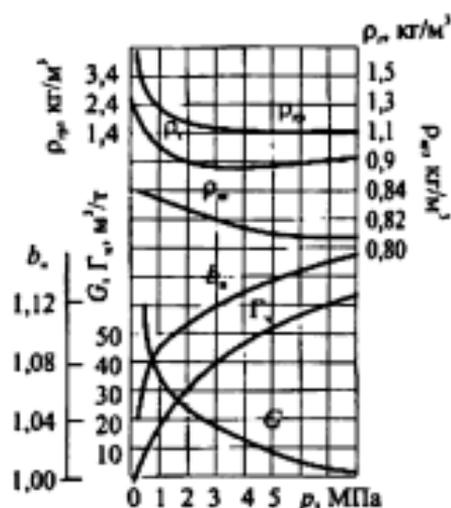


Рис. 5.

Расчетные зависимости основных свойств нефти Богородского месторождения при температуре 66°C

1.11. РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ²

При выполнении технологических расчетов процесса добычи нефти требуется знание не только свойств нефтей, но и свойств добываемой воды (объемного коэффициента, газонасыщенности, плотности, вязкости и других характеристик).

Исходными данными для расчета физических свойств воды являются давление, температура и концентрация растворенных в воде солей.

Последовательность расчета физических свойств воды следующая.

1. По известной концентрации растворенных в воде солей рассчитывают массовое их содержание:

$$C = 100C' / (1000 + C'), \quad (1.84)$$

где C – массовое содержание солей в воде, % (отношение числа граммов соли, растворенной в 100 г воды); C' – концентрация растворенных солей, г/л (число граммов соли, растворенной в 1 л воды).

2. Газонасыщенность соленой воды вычисляют по следующей корреляционной зависимости:

$$\bar{\Gamma}_* = \Gamma_{*c} / \Gamma_{*m} = 10 / 10^{(\alpha_T \cdot C)}, \quad (1.85)$$

где $\bar{\Gamma}_*$ – относительная газонасыщенность соленой воды; Γ_{*c} , Γ_{*m} – соответственно газонасыщенности соленой и пресной вод, м³/м³ (при неизвестном газовом факторе пластовой воды следует принимать приближенное значение коэффициента растворимости газа в воде $\alpha_g = 0,15 \text{ м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$; α_T – температурный коэффициент

$$\alpha_T = 0,048 / (T - 273)^{0,2096}, \quad (1.86)$$

T – текущая температура, К.

3. Для расчета объемного коэффициента соленой воды b_* используются следующие зависимости:
при $p \leq p_{\text{нас}}$ и $T \leq T_{\text{пл}}$

$$b_* = 1 + \Delta b(T) + \Delta b(\bar{\Gamma}_*) + \Delta b(p), \quad (1.87)$$

² Алгоритм расчета составлен в МИНИ им. И.М. Губкина В.Г. Гроном

где $\Delta b(T)$ – изменение объемного коэффициента при изменении температуры от стандартной $T_{ст} = 293$ К до $T \leq T_{пл}$ при атмосферном давлении; $\Delta b(\Gamma_*)$ – изменение объемного коэффициента вследствие растворимости газа в воде с растворенными в ней солями при заданных давлении и температуре; $\Delta b(p)$ – изменение объемного коэффициента вследствие сжимаемости воды при изменении давления от стандартного $p_{ст} = 0,1$ МПа до текущего давления $p \leq p_{нас}$ при заданной температуре $T \leq T_{пл}$.

Указанные поправки вычисляются по следующим зависимостям:

$$\Delta b(T) = \alpha_B(T)(T - 293), \quad (1.88)$$

где $\alpha_B(T)$ – объемный коэффициент теплового расширения воды (в1/К) при $T \leq T_{пл}$

$$\alpha_B(T) = \alpha_B(T_{ст}) + 0,18 \cdot 10^{-4} (T - 273)^{0,6746}; \quad (1.89)$$

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

$$\Delta b(\Gamma_*) = \bar{\Gamma}_* (b_{нар} - b_{из}), \quad (1.90)$$

где $b_{нар}$, $b_{из}$ – соответственно объемные коэффициенты пресной воды, насыщенной газом, и пресной воды без газа,

$$\Delta b(\Gamma_*) = 10^{-4} [1,8829 + 0,0102(T - 273)] p \bar{\Gamma}_*, \quad (1.91)$$

$$\Delta b(p) = -\beta_*(T)p, \quad (1.92)$$

где $\beta_*(T)$ – коэффициент сжимаемости пресной воды при заданной температуре T , 1/МПа

$$\beta_*(T) = \beta_*(T_{ст}) + (T - 293) [3,125 \cdot 10^{-4} \times (T - 293) - 2,5 \cdot 10^{-2}] 10^{-4}, \quad (1.93)$$

$\beta_*(T_{ст})$ – коэффициент сжимаемости пресной воды при $T_{ст} = 293$ К, равный $4,7 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; p – давление, МПа;

при $p > p_{нас}$ и $T = T_{пл}$

$$b_{\text{пл}} = b_{\text{в}}(p_{\text{нас}}, T_{\text{пл}}) [1 - \beta_{\text{вр}}(T_{\text{пл}})(p - p_{\text{нас}})], \quad (1.94)$$

где $b_{\text{в}}(p_{\text{нас}}, T_{\text{пл}})$ – объемный коэффициент пластовой воды при $p = p_{\text{нас}}$ и $T = T_{\text{пл}}$; $\beta_{\text{вр}}(T_{\text{пл}})$ – коэффициент сжимаемости воды с растворенным в ней газом

$$\beta_{\text{вр}}(T_{\text{пл}}) = \beta_{\text{в}}(T_{\text{пл}}) + (1 + 0,05\Gamma_{\text{в}}), \quad (1.95)$$

$\Gamma_{\text{в}}$ – газонасыщенность пластовой воды (в $\text{м}^3/\text{м}^3$), ориентировочно рассчитываемая так:

при отсутствии растворенных солей

$$\Gamma_{\text{в}} = \alpha_{\text{Г}}(p_{\text{нас}} - p_{\text{о}}), \quad (1.96)$$

при наличии растворенных солей

$$\Gamma_{\text{в}} = \alpha_{\text{Г}}(p_{\text{нас}} - p_{\text{о}})/(10^{\alpha_1 C}), \quad (1.97)$$

$$\alpha_{\text{Г}} = 0,15 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа}).$$

4. Пренебрегая массой растворенного газа, плотность пластовой воды рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{вст}} / b_{\text{пл}}, \quad (1.98)$$

где $\rho_{\text{вст}}$ – плотность воды в стандартных условиях (в $\text{кг}/\text{м}^3$), зависящая от массового содержания растворенных солей C (%):

$$\left. \begin{array}{l} 0 < C \leq 12 \quad \rho_{\text{вст}} = 1000 + 6,59C, \\ 12 < C \leq 20 \quad \rho_{\text{вст}} = 1010,5 + 6,08C, \\ 20 < C \leq 26 \quad \rho_{\text{вст}} = 1027,15 + 5,25C. \end{array} \right\} \quad (1.99)$$

5. Вязкость пластовой воды $\mu_{\text{в}}$ (в $\text{мПа} \cdot \text{с}$) вычисляют, учитывая влияние температуры и наличие растворенных солей:

$$\mu_{\text{в}} = [1,4 + 3,8 \cdot 10^{-3}(\rho_{\text{вст}} - 1000)] / [10^{0,0065(T-273)}]. \quad (1.100)$$

6. Ориентировочное значение поверхностного натяжения пластовой воды на границе с газом $\sigma_{\text{вг}}$ рассчитывают по формуле

$$\sigma_w = 10^3 / 10^{1.19+0.01p}, \quad (1.101)$$

где p – текущее давление, МПа.

Задача 1.15. Рассчитать основные физические свойства пластовой воды для следующих исходных данных:

пластовое давление $p_{пл} = 12$ МПа;

пластовая температура $T_{пл} = 298$ К;

давление насыщения воды газом $p_{нас} = 5$ МПа;

концентрация растворенных солей $C' = 212$ г/л.

Решение. По формуле (1.84) вычисляем массовое содержание растворенных в воде солей:

$$C = 100 \cdot 212 / (1000 + 212) = 17,5\%.$$

Предварительно по формуле (1.86) рассчитываем температурный коэффициент $\alpha_T = 0,048 / (298 - 273)^{0,2096} = 2,444 \cdot 10^{-2}$, а затем по формуле (1.85) – относительную газонасыщенность пластовой воды

$$\bar{\Gamma}_* = 1 / 10^{2,444 \cdot 10^{-2} \cdot 17,5} = 0,3734.$$

По формулам (1.89), (1.88), (1.91), (1.93) и (1.92) рассчитываем поправки к объемному коэффициенту:

$$\alpha_w(T_{пл}) = 1,8 \cdot 10^{-4} + 0,18 \cdot 10^{-4} (298 - 293)^{0,6746} = 2,333 \cdot 10^{-4} \text{ 1/К},$$

$$\Delta b(T_{пл}) = 2,333 \cdot 10^{-4} (298 - 293) = 1,1665 \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta b(\Gamma_*) = 10^{-4} [1,8829 + 0,0102 (298 - 273)] \cdot 5 \cdot 0,3734 = 3,99 \cdot 10^{-4},$$

$$\beta_w(T_{пл}) = 4,7 \cdot 10^{-4} + (298 - 293) [3,125 \cdot 10^{-4} (298 - 293) \cdot 2,5^2] 10^{-4} = 4,583 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа},$$

$$\Delta b(p_{нас}) = -4,583 \cdot 10^{-4} \cdot 5 = -2,292 \cdot 10^{-3},$$

затем по формуле (1.87) – объемный коэффициент

$$b_* = 1 + 1,1665 \cdot 10^{-3} + 3,93 \cdot 10^{-4} - 2,292 \cdot 10^{-3} = 0,9987.$$

По формуле (1.94) вычисляем объемный коэффициент воды при пластовом давлении, определив предварительно по формуле (1.97) газонасыщенность, а также коэффициент $\beta_w(T_{пл})$ по (1.95):

$$\Gamma_* = 0,15(5 - 0,1) / 10^{2,444 \cdot 10^{-2} \cdot 17,5} = 0,275 \text{ м}^3 / \text{м}^3,$$

$$\beta_w = 4,583 \cdot 10^{-4} (1 + 0,05 \cdot 0,275) = 4,646 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа},$$

$$b_{*пл} = 0,9987 [1 - 4,646 \cdot 10^{-4} (12 - 5)] = 0,9954.$$

По формуле (1.99) рассчитываем $\rho_{вст}$

$$\rho_{вст} = 1010,5 + 6,08 \cdot 17,5 = 1116,9 \text{ кг/м}^3.$$

а затем по формуле (1.98) – плотность пластовой воды

$$\rho_{\text{пл}} = 1116,9/0,9954 = 1122,06 \text{ кг/м}^3.$$

По формуле (1.100) находим вязкость воды в пластовых условиях:

$$\mu_{\text{в}} = [1,4 + 3,8 \cdot 10^{-3} (1116,9 - 1000)] / 10^{0,0065(298 - 273)} = 1,27 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Рассчитываем поверхностное натяжение по формуле (1.101)

$$\sigma_{\text{вр}} = 10^3 / 10^{1,19 + 0,01 \cdot 12} = 48,98 \text{ мН/м}.$$

1.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА И СТРУКТУРЫ ВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ И КАЖУЩЕЙСЯ ВЯЗКОСТИ

В процессе добычи нефти часто требуется знание различных физических свойств как нефти и газа, так и водонефтяных смесей. На их свойства влияют не только изменяющиеся термобарические условия, но также и гидродинамические особенности, расходные характеристики воды и нефти, типы и структуры образующихся водонефтяных смесей.

Прежде, чем определять структуру водонефтяной смеси и ее тип, необходимо рассчитать следующие характеристики смеси:

объемное расходное водосодержание в стандартных условиях

$$B_{\text{вст}} = \frac{Q_{\text{вст}}}{Q_{\text{вст}} + Q_{\text{нст}}} = \frac{Q_{\text{вст}} - Q_{\text{жст}}}{Q_{\text{вст}}}, \quad (1.102)$$

$$Q_{\text{вст}} = Q_{\text{жст}} \frac{1 - B_{\text{вст}}}{B_{\text{вст}}}, \quad (1.103)$$

где $Q_{\text{вст}}$, $Q_{\text{нст}}$, $Q_{\text{жст}}$ – соответственно объемные расходы воды, нефти и жидкости в стандартных условиях, $\text{м}^3/\text{с}$;

взаимосвязь объемного расходного и массового водосодержаний в стандартных условиях

$$B_{\text{вст}} = \frac{n_{\text{вст}}}{\frac{\rho_{\text{вст}}}{\rho_{\text{вд}}} - n_{\text{вст}} \left(\frac{\rho_{\text{вст}}}{\rho_{\text{вд}}} - 1 \right)}, \quad (1.104)$$

где $n_{\text{вст}}$ – массовое водосодержание в стандартных условиях; $\rho_{\text{вст}}$, $\rho_{\text{вд}}$ – соответственно плотность воды в стандартных условиях ($\rho_{\text{вст}} = 1000$

кг/м³) и дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м³; объемные расходы воды Q_v и нефти Q_n при заданных p и T :

$$Q_n = Q_{\text{нст}} b_n B_{\text{нст}}, \quad (1.105)$$

$$Q_v = Q_{\text{вст}} b_v (1 - B_{\text{нст}}), \quad (1.106)$$

где b_n , b_v – соответственно объемные коэффициенты воды и нефти при заданных p и T ;

объемное расходное водосодержание B при заданных p и T

$$B = \frac{B_{\text{нст}} b_n}{B_{\text{нст}} b_n + (1 - B_{\text{нст}}) b_v}, \quad (1.107)$$

приведенную скорость (в м/с) водонефтяной смеси в данном сечении канала

$$W_{\text{см}} = (Q_v + Q_n) / F, \quad (1.108)$$

где F – площадь поперечного сечения канала, м².

1. Определение структуры потока.

Выделяют две структуры потока водонефтяной смеси: капельную и эмульсионную. Их область существования оценивается по критической скорости смеси $w_{\text{см кр}}$ (в м/с):

$$W_{\text{см кр}} = 0,487 \sqrt{g D_r}, \quad (1.109)$$

где D_r – гидравлический диаметр канала (в м), определяемый по формуле

$$D_r = 4F / P, \quad (1.110)$$

* Для круглой трубы $D_r = D_{\text{т}}$.

где P – смоченный периметр поперечного сечения канала, м. Если

$$W_{\text{см кр}} < W_{\text{см}}, \quad (1.111)$$

то водонефтяной поток имеет капельную структуру: внутренняя диспергированная фаза в виде капель диаметром 0,5 – 2 см распределена во внешней непрерывной фазе. Если

$$w_{\text{см кр}} > w_{\text{см кр}}^*, \quad (1.112)$$

то водонефтяной поток имеет эмульсионную структуру: диспергированная внутренняя фаза представлена сферическими каплями диаметром $10^{-3} - 10^{-5}$ см.

2. Определение типа водонефтяной смеси.

Для капельной структуры потока тип смеси определяется по расходному объемному водосодержанию:

если $B \leq 0,5$, то смесь будет типа вода в нефти (В/Н) – дискретной внутренней фазой служит вода, а непрерывной внешней фазой – нефть;

если $B > 0,5$, то смесь будет типа нефть в воде (Н/В) – дискретной внутренней фазой является нефть, а непрерывной внешней фазой – вода.

Для эмульсионной структуры потока тип смеси определяется не только B , но и критической скоростью эмульсии $w_{\text{з кр}}$ вычисляемой так:

$$w_{\text{з кр}} = 0,064 \cdot 56^{\beta} \sqrt{gD_r}. \quad (1.113)$$

Если $B \leq 0,5$ и $w_{\text{см кр}} > w_{\text{з кр}}$ – эмульсия типа В/Н; если $B \leq 0,5$ и $w_{\text{см кр}} < w_{\text{з кр}}$ или $B > 0,5$ – эмульсия типа Н/В.

3. Расчет плотности и кажущейся вязкости.

Капельная структура

Рассчитывается поверхностное натяжение нефти на границе с водой

$$\sigma_{\text{нк}} = \sigma_{\text{нг}} - \sigma_{\text{нв}}, \quad (1.114)$$

где $\sigma_{\text{нг}}$, $\sigma_{\text{нв}}$ – поверхностное натяжение на границе "нефть–газ" и "вода–газ", мН/м.

Поверхностное натяжение $\sigma_{\text{нг}}$ – определяется по формуле (1.101), а $\sigma_{\text{нв}}$ – по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{нв}} = 10^3 / 10^{1,58+0,05\rho} - 72 \cdot 10^{-3} (T - 305). \quad (1.115)$$

Рассчитываются истинные объемные доли фаз в потоке. Для смеси В/Н истинная объемная доля воды

$$\varphi_* = w_{\text{з кр}} / \left\{ w_{\text{см кр}} - (0,425 - 0,827 w_{\text{см кр}} / \sqrt{gD_r}) \times [4\sigma_{\text{нг}} g(\rho_* - \rho_w) / \rho_*^2]^{0,25} \right\}. \quad (1.116)$$

$$w_{\text{всп}} = Q_{\text{в}} / F, \quad (1.117)$$

где $w_{\text{всп}}$ – приведенная скорость воды, м/с; $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$ – соответственно плотности воды и нефти при заданных p и T , кг/м³. Истинная объемная доля внешней фазы (нефти)

$$\varphi_{\text{н}} = 1 - \varphi_{\text{в}}. \quad (1.118)$$

Для смеси Н/В истинная объемная доля нефти

$$\varphi_{\text{н}} = w_{\text{всп}} / \left\{ w_{\text{всп}} + \left[0,54(1,01 + B^{0,152}) - w_{\text{всп}} / \sqrt{gD_i} \right] \cdot [4\sigma_{\text{мг}} g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) / \rho_{\text{в}}^2]^{0,25} \right\}. \quad (1.119)$$

$$W_{\text{нсп}} = Q_{\text{н}} / F, \quad (1.120)$$

где $w_{\text{нсп}}$ – приведенная скорость нефти, м/с.

Истинная объемная доля внешней фазы (воды)

$$\varphi_{\text{в}} = 1 - \varphi_{\text{н}}. \quad (1.121)$$

Рассчитывается плотность водонефтяной смеси $\rho_{\text{вн}}$

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} \varphi_{\text{в}} + \rho_{\text{н}} \varphi_{\text{н}}. \quad (1.122)$$

Динамическая вязкость водонефтяной смеси капельной структуры принимается равной динамической вязкости внешней фазы:

для смеси В/Н $\mu_{\text{вн}} = \mu_{\text{н}}$

для смеси Н/В $\mu_{\text{вн}} = \mu_{\text{в}}$

где $\mu_{\text{н}}$, $\mu_{\text{в}}$ – соответственно вязкости нефти и воды при данных p и T , мПа · с.

Эмульсионная структура

Вычисляются истинные объемные доли фаз в эмульсии. Принимая во внимание, что эмульсии характеризуются высокой степенью дисперсности фаз, относительное движение между ними не учитывается, а истинные объемные доли принимаются равными объемным расходным содержаниям:

$$\left. \begin{aligned} \varphi_{\text{в}} &= B, \\ \varphi_{\text{н}} &= \beta_{\text{н}} = 1 - B. \end{aligned} \right\} \quad (1.123)$$

Определяется плотность водонефтяной эмульсии

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}}(1 - B) + \rho_{\text{н}}B. \quad (1.124)$$

Рассчитывается кажущаяся вязкость водонефтяной эмульсии η_s .

Для эмульсии В/Н:

$$\eta_s = D(1 + 2,9B)/(1 - B), \quad (1.125)$$

где D – коэффициент, определяемый следующим образом:

$$\text{при } A \leq 1 \quad D = \mu_{\text{в}}, \quad (1.126)$$

$$\text{при } A > 1 \quad D = A\mu_{\text{в}}, \quad (1.127)$$

A – параметр, учитывающий влияние скорости сдвига на вязкость:

$$A = (1 + 20B^2) / w_{\text{сд}}^{0,449}, \quad (1.128)$$

$w_{\text{сд}}$ – скорость сдвига водонефтяной эмульсии при данных p и T , 1/с:

$$w_{\text{сд}} = 8w_{\text{сп}} / D_r, \quad (1.29)$$

где $w_{\text{сп}}$ – приведенная скорость эмульсии, определяемая по формуле (1.108), м/с; D_r – гидравлический диаметр канала, м. Для эмульсии Н/В кажущаяся вязкость

$$\eta_s = \mu_{\text{в}} 10^{3,2(1-B)}. \quad (1.130)$$

Задача 1.16. Вычислить плотность и динамическую вязкость водонефтяной смеси в подъемнике фонтанной скважины при заданных давлении $p = 10$ МПа $< p_{\text{кк}}$ и температуре $T = 310$ К. Дебит жидкости в стандартных условиях $Q_{\text{ж ст}} = 86,4$ м³/сут; массовое водосодержание $n_{\text{в ст}} = 0,38$; диаметр подъемника $D_r = 0,0635$ м; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 852$ кг/м³, а ее плотность при заданных p и T_0 $\rho_{\text{н}} = 805$ кг/м³, плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1100$ кг/м³; вязкость нефти при заданных p и T $\mu_{\text{н}} = 3,2$ мПа · с; объемный коэффициент нефти при заданных p и T $b_{\text{н}} = 1,18$, а воды – $b_{\text{в}} = 1$.

Решение. Рассчитываем объемное расходное водосодержание при стандартных условиях по формуле (1.104):

$$B_{\text{в ст}} = \frac{0,38}{1100/852 - 0,38(1100/852 - 1)} = 0,322.$$

Далее последовательно определяем:

объемные расходы воды и нефти при заданных p и T по формулам (1.105), (1.106):

$$Q_w = 86,4 \cdot 1 \cdot 0,322/86400 = 0,322 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_n = 86,4 \cdot 1,18 (1 - 0,322)/86400 = 0,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

объемное расходное водосодержание при данных p и T по формуле (1.107)

$$B = 0,322 \cdot 1 / [0,322 \cdot 1 + (1 - 0,322) 1,18] = 0,287;$$

приведенную скорость водонефтяной смеси при данных p и T по формуле (1.108)

$$w_{см\text{пр}} = 4(0,322 \cdot 10^{-3} + 0,8 \cdot 10^{-3}) / (3,14 \cdot 0,0635^2) = 0,355 \text{ м/с};$$

критическую скорость смеси по формуле (1.109)

$$w_{см\text{кр}} = 0,487 \sqrt{9,81 \cdot 0,0635} = 0,384 \text{ м/с};$$

структуру потока. Выполняется условие (1.111), поэтому водонефтяной поток имеет капельную структуру;

тип водонефтяной смеси. Так как $B = 0,287 < 0,5$, то смесь будет типа вода в нефти (В/Н):

поверхностное натяжение σ по формуле (1.101)

$$\sigma_{ар} = 10^3 / 10^{1,19 + 0,01 \cdot 10} = 51,28 \text{ мН/м};$$

поверхностное натяжение σ_{nr} по формуле (1.115)

$$\sigma_{nr} = 10^3 / 10^{1,58 + 0,05 \cdot 10} - 72 \cdot 10^{-3} (310 - 305) = 7,96 \text{ мН/м};$$

поверхностное натяжение $\sigma_{нв}$ по формуле (1.114)

$$\sigma_{нв} = 51,28 - 7,96 = 43,32 \text{ мН/м};$$

приведенную скорость воды по формуле (1.117)

$$w_{в\text{пр}} = 4 \cdot 0,322 \cdot 10^{-3} / (3,14 \cdot 0,0635^2) = 0,1017 \text{ м/с};$$

истинную объемную долю воды по формуле (1.116)

$$\varphi_w = 0,1017 / [0,355 - (0,425 - 0,827 \cdot 0,355 / \sqrt{9,81 \cdot 0,0635}) \cdot [4 \cdot 43,32 \cdot 9,81 (110 - 805) / 805^2]^{0,25}] = 0,333;$$

истинную объемную долю нефти по формуле (1.118)

$$\varphi_n = 1 - 0,333 = 0,667;$$

плотность водонефтяной смеси по формуле (1.122)

$$\rho_{см} = 1100 \cdot 0,333 + 805 \cdot 0,667 = 903,23 \text{ кг/м}^3.$$

Так как внешней фазой является нефть (смесь В/Н), то динамическая вязкость водонефтяной смеси равна вязкости нефти $\mu_n \mu_{см} = 3,2$ мПа·с.

Задача 1.17. Рассчитать плотность и кажущуюся вязкость эмульсии для условий предыдущего примера, если дебит скважины по жидкости в стандартных условиях $Q_{ж\text{ст}} = 172,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Решение. Объемное расходное водосодержание при стандартных условиях $B_{\text{ст}} = 0,322$. Далее последовательно определяем:

$$Q_{\text{в}} = 172,8 \cdot 1 \cdot 0,322 / 86400 = 0,644 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{н}} = 172,8 \cdot 1,18 \cdot 0,678 / 86400 = 1,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B_{\text{в}} = 0,287;$$

$$w_{\text{см пр}} = 4 (0,644 \cdot 10^{-3} + 1,6 \cdot 10^{-3}) / (3,14 \cdot 0,0635^2) = 0,71 \text{ м/с};$$

$$w_{\text{см кр}} = 0,384 \text{ м/с}.$$

Так как $w_{\text{см пр}} = 0,71 > w_{\text{см кр}} = 0,384$, то водонефтяной поток имеет эмульсионную структуру. Тип водонефтяной эмульсии вода в нефти (В/Н), так как $B = 0,287 < 0,5$.

По формуле (1.113) вычисляем критическую скорость эмульсии

$$w_{\text{кр}} = 0,064 \cdot 56^{0,287} \sqrt{9,81 \cdot 0,0635} = 0,16 \text{ м/с}. \text{ Так как } B = 0,287 < 0,5 \text{ и}$$

$$w_{\text{см пр}} = 0,384 > w_{\text{кр}} = 0,16, \text{ то эмульсия типа В/Н.}$$

По формуле (1.124) с учетом (1.123) рассчитываем плотность водонефтяной эмульсии $\rho_{\text{вн}} = 805 (1 - 0,287) + 1100 \cdot 0,287 = 889,66 \text{ кг/м}^3$.

По формуле (1.129) определяем скорость сдвига, принимая

$$w_{\text{пр}} = w_{\text{см пр}} = 0,71 \text{ м/с}; w_{\text{сд}} = 8 \cdot 0,71 / 0,0635 = 89,45 \text{ 1/с}.$$

По формуле (1.128) рассчитываем параметр $A = (1 + 20 \cdot 0,287^2) / 89,45^{0,48 \cdot 0,278} = 1,398$. Так как $A = 1,398 > 1$, то вычисляем коэффициент D по (1.127) $D = 1,398 \cdot 3,2 = 4,474$.

По формуле (1.125) находим кажущуюся вязкость эмульсии типа В/Н:

$$\eta_s = 4,474 (1 + 2,9 \cdot 0,287) / (1 - 0,287) = 11,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Как было показано в предыдущем разделе, термобарические условия, при которых находятся флюиды, существенным образом влияют на их физические характеристики. Следовательно, в процессе эксплуатации скважин для выполнения расчетов по подбору оборудования и оптимизации его работы, по исследованию скважин, по расчету их дебита, подсчету запасов и т.д. обязательно знание не только давления, но и температуры. При этом необходимо уметь рассчитывать названные параметры в любой момент времени, начиная с момента ввода залежи в разработку до момента окончания разработки.

Точных аналитических методов расчета давления и температуры в работающих скважинах на настоящее время не имеется, поэтому расчеты как давления, так и температуры базируются на различных полуэмпирических зависимостях.

2.1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ГЛУБИНЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Распределение температуры по глубине добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, дебита скважины, диаметра скважины или насосно-компрессорных труб, обводненности продукции и других параметров.

В общем случае распределение температуры можно рассчитать, используя уравнение теплопроводности, записанное в следующем виде:

$$t(h) = t_{\text{зоб}} - \omega h + \omega \frac{2c\rho q}{K\pi d} \left[1 - \exp\left(-\frac{\pi d K h}{2c\rho q}\right) \right], \quad (2.1)$$

где $t(h)$ – температура на глубине h , отсчитываемой от забоя скважины, °С; $t_{\text{зоб}}$ – температура на забое скважины (принимается равной пластовой температуре $t_{\text{пл}}$), С; ω – геотермический градиент, град/м; c – удель-

ная теплоемкость жидкости, Дж/(кг · град); ρ – плотность жидкости, кг/м³; q – объемный расход жидкости, м³/с; K – коэффициент теплопередачи через стенку трубы, Вт/(м² · град); d – внутренний диаметр подъемника скважины, м.

Наиболее трудно определяется коэффициент теплопередачи. Обобщение температурных режимов работы добывающих скважин и использование уравнения (2.1) позволяют записать следующие выражения для расчета температуры по глубине добывающей скважины:

при расчете от забоя скважины

$$t(h) = t_{\text{из}} \left(1 - \text{St} \frac{h}{d} \cos \alpha\right), \quad (2.2)$$

при расчете от устья скважины

$$t(H) = t_{\text{у}} \left(1 + \frac{t_{\text{из}}}{t_{\text{у}}} \frac{H}{d} \text{St} \cos \alpha\right), \quad (2.3)$$

где $t_{\text{из}}$, $t_{\text{у}}$ – соответственно температура пластовая и на устье скважины, °С; h – высота, отсчитываемая от забоя, м; H – глубина, отсчитываемая от устья, м; St – безразмерный критерий Стантона; α – угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины можно записать в следующем виде (рис. 6):

$$\text{St} = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_{\text{м}} + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4}, \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{м}}$ – массовый дебит скважины, т/сут.

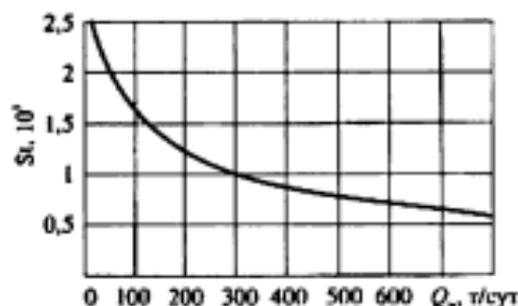


Рис. 6.
Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины

Для критерия представленная зависимость справедлива в пределах изменения дебита от 15 до 800 т/сут при диаметрах подъемника 0,062; 0,0503 и 0,0403 м, т.е. справедлива только для колонн насосно-компрессорных труб и не может быть использована при расчетах температуры в обсадных колоннах.

Критерий Стантона можно записать так:

$$St = \frac{K\pi d^2}{4q\rho c}, \quad (2.5)$$

Распределение температуры по глубине скважины можно установить и по следующему выражению

$$T(H) = T_{\text{пл}} - (H_{\text{кп}} - H) \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos \alpha}{10^{9/20d^{2,67}}}, \quad (2.6)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К; $H_{\text{кп}}$ – глубина кровли пласта, м; H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; q – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с; d – диаметр скважины (подъемника), м. Геотермический градиент

$$\omega = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}}{(H_{\text{кп}} - H_{\text{нс}}) \cos \alpha}, \quad (2.7)$$

где $T_{\text{нс}}$ – температура нейтрального слоя, К; $H_{\text{нс}}$ – глубина нейтрального слоя, м.

Температура нейтрального слоя для некоторых нефтяных районов: Республика Коми – 277 К; Западная Сибирь – 278 К; Урало-Поволжье – 279 К; Белоруссия и Украина – 282 К; Краснодарский край, Чечня и Ингушетия – 286,5 К; Азербайджан, Казахстан и Средняя Азия – 289 К. Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в разных районах от 20 до 40 м и может быть принята, в среднем равной 30 м.

При известном массовом дебите скважины $Q_{\text{м}}$ и известной плотности нефти в стандартных условиях $\rho_{\text{ст}}$ дебит жидкости q рассчитывается так:

$$q_{\text{ж}} = Q_{\text{м}} / (86,4\rho_{\text{ст}}), \quad (2.8)$$

где q – дебит жидкости, м³/с; Q_m – массовый дебит жидкости, т/сут; $\rho_{на}$ – плотность нефти в стандартных условиях, кг/м³.

Задача 2.1. Рассчитать распределение температуры по глубине фонтанной добывающей скважины Туймазинского нефтяного месторождения для следующих условий:

глубина кровли пласта 1700 м; пластовая температура 29 °С; диаметр подъемника $d_{\text{пк}} = 0,0403$ м (подъемник спущен до кровли продуктивного горизонта); скважина работает с массовым дебитом $Q_m = 51$ т/сут, обводненность продукции $B=0$, плотность нефти в стандартных условиях 852,5 кг/м³, скважина вертикальная.

Решение. Определяем распределение температуры по зависимости (2.2) с шагом $h = 200$ м. Предварительно рассчитаем по формуле (2.4) критерий Стантона:

$$St = 1,763 \cdot 10^{-4} / \ln(51 + 40) - 0,202 \cdot 10^{-4} = 1,889 \cdot 10^{-5}.$$

$$\text{По рис. 6 } St = 1,9 \cdot 10^{-5}.$$

Для $h = 200$ м

$$t_{200} = 29(1 - 1,889 \cdot 10^{-5} \frac{200}{0,0403} \cdot 1) = 26,3^\circ\text{C}.$$

Аналогичные расчеты проводим для следующих значений h .

$h, \text{ м}$	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1700
$t, \text{ }^\circ\text{C}$	26,3	23,6	20,85	18,12	15,4	12,7	10	7,28	5,9

Вычисляем распределение температуры по формуле (2.6). Предварительно рассчитываем геотермический градиент для следующих условий:

$$T_{\text{пл}} = 302 \text{ К}, T_{\text{ис}} = 279 \text{ К}, H_{\text{пл}} = 1700 \text{ м}, H_{\text{ис}} = 30 \text{ м},$$

$$\alpha = 0^\circ.$$

В соответствии с формулой (2.7):

$$\omega = \frac{302 - 279}{(1700 - 30) \cdot 1} = 0,0141 \text{ градус/м}.$$

Чтобы установить распределение температуры по (2.6), рассчитываем предварительно q по (2.8):

$$q = \frac{51}{86,4 \cdot 852,5} = 6,924 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Вычисляем по формуле (2.6) температуру на глубине $H = 200$ м от устья:

$$T_{200} = 302 - (1700 - 200) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0141 \cdot 1}{10^{6,924 \cdot 10^{-4} / (20 \cdot 0,0403)^{2,42}}} = 287,7 \text{ К}.$$

Проводим аналогичные расчеты для следующих значений H :

$H, \text{ м}$	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1700
$t, \text{ }^\circ\text{C}$	14,7	16,6	18,5	20,4	22,3	24,2	26,14	28,05	29

Ниже представлены результаты экспериментальных замеров температуры по глубине этой скважины

$H, \text{ м}$	0	200	400	600	800	900	1050	1600
$t, \text{ }^\circ\text{C}$	7	9	11,8	13,3	16,3	17,8	19,9	26

Для сопоставления расчетного распределения температуры с экспериментальным приводится рис. 7.

Таким образом, в данной скважине расчет по (2.2) практически совпадает с экспериментальными замерами, а расчет по (2.6) дает существенно завышенные температуры.

Задача 2.2. Вертикальная скважина эксплуатируется установкой погружного центробежного электронасоса (ПЦЭН), спущенной на глубину $H_{\text{сн}} = 1100$ м. Массовый дебит скважины $Q_{\text{м}} = 131$ т/сут.

Диаметр подъемника $d_{\text{пн}} = 0,0503$ м. Диаметр скважины $D_{\text{ск}} = 0,168$ м. Глубина скважины $H_{\text{с}} = 2700$ м. Пластовая температура 38 $^\circ\text{C}$, обводненность продукции $B = 0,1$. Температура на устье скважины $t_{\text{у}} = 20$ $^\circ\text{C}$.

Требуется рассчитать температуру жидкости перед установкой ПЦЭН $t_{\text{пр}}$, на выходе из насоса $t_{\text{в}}$, а также подогрев жидкости за счет работы установки Δt .

Решение. Для расчета распределения температуры в обсадной колонне ниже установки ПЦЭН используем следующую зависимость:

$$t(h) = t_{\text{на}} \left\{ 1 - h \left[0,544(623,7 \frac{D_{\text{ж}}}{2Q_{\text{в}}} + 1) \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right\}, \quad (2.9)$$

где h – высота, отсчитываемая от забоя скважины, м.

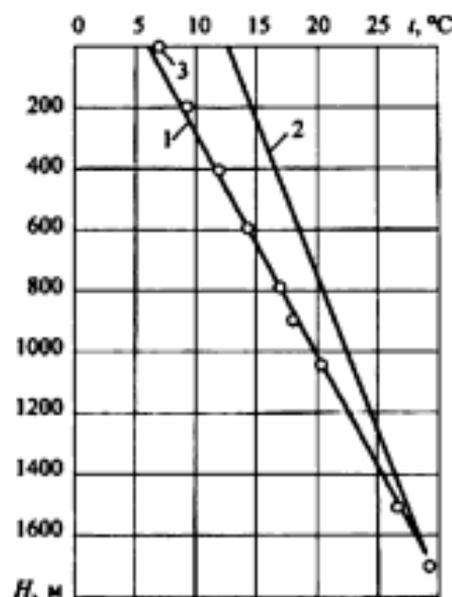


Рис. 7.

Сопоставление расчетного и экспериментального распределений температуры: 1 – расчет по формуле (2.2); 2 – расчет по формуле (2.6); 3 – экспериментальные данные

Распределение температуры в колонне насосно-компрессорных труб при расчете ее от устья устанавливается по зависимости (2.3):

Так как температура на устье 20°C учитывает подогрев продукции за счет работы установки ЭЦН на величину Δt , оценим предварительно это повышение температуры по формуле:

$$\Delta t = 1400 / Q, \quad (2.10)$$

где Q – массовый дебет скважины т/сут.

Таким образом, $\Delta t = 1400 / 131 = 10,7^{\circ}\text{C}$.

Удельная теплоемкость продукции скважины

$$c = c_{\text{н}}(1 - B) + c_{\text{в}}B, \quad (2.11)$$

где $c_{\text{н}}$, $c_{\text{в}}$ – соответственно, удельная теплоемкость нефти ($c_{\text{н}} = 2100$ Дж/(кг·градус) и воды ($c_{\text{в}} = 4186$ Дж/(кг·градус)); B – обводненность продукции.

Для условий задачи удельная теплоемкость жидкости

$$c = 2100(1 - 0,1) + 41,86 \cdot 0,9 = 2308,6 \text{ Дж/(кг·градус)}.$$

Рассчитываем по формуле (2.9) температуру жидкости перед установкой ПЦЭН t_{np} на глубине от устья скважины $H_{сн} = 1100$ м, т.е. на высоте от забоя h :

$$h = 2700 - 1100 = 1600 \text{ м}$$

$$t_{np(1600)} = 38 \left\{ 1 - 1600 \left[0,544 \left(623,5 \frac{0,168}{2 \cdot 131} + 1 \right) \frac{1}{2308,6} \right] \right\} = 18^\circ \text{С.}$$

Таким образом, температура жидкости перед установкой ПЦЭН равна 18°С .

Температуру жидкости на выкиде насоса в подъемнике t_b вычисляем по (2.3), определив предварительно по рис. 6 критерий Стантона для $Q_w = 131$ т/сут: $St = 1,37 \cdot 10^{-5}$. Расчет ведем для $H_{сн} = 1100$ м, при этом фактическая температура на этой глубине с учетом подогрева продукции составляет $t_{np} + \Delta t = 18 + 10,7 = 28,7^\circ \text{С}$.

Рассчитаем температуру на выкиде насоса t_b по (2.3):

$$t_{b(1100)} = 20 \left(1 + \frac{28,7}{20} \cdot \frac{1100}{0,0503} \cdot 1,37 \cdot 10^{-5} \right) = 28,6^\circ \text{С.}$$

Принимаем температуру жидкости на выкиде насоса средней:

$$t_b = (28,7 + 28,6) / 2 = 28,65^\circ \text{С.}$$

Подогрев жидкости за счет работы установки ПЦЭН составляет:

$$\Delta t = t_b - t_{np} = 28,65 - 18 = 10,65^\circ \text{С.}$$

Таким образом, температура жидкости перед установкой ПЦЭН $t_{np} = 18^\circ \text{С}$; температура жидкости на выходе из установки $t_b = 28,65^\circ \text{С}$, а подогрев жидкости за счет работы установки $\Delta t = 10,65^\circ \text{С}$.

2.2. РАСЧЕТ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Под пластовым давлением будем понимать давление на забое остановленной на определенный период времени скважины. Методы расчета пластового давления различны для различных категорий скважин по обводненности и базируются на использовании ряда показателей скважин, получаемых в процессе ее эксплуатации.

По обводненности скважины делятся на безводные и обводненные. К безводным будем относить только те скважины, в продукции которых полностью отсутствует вода и скважины при проведении подзем-

ного ремонта не были заглушены водой (или вся вода глушения вынесена на поверхность).

К обводненным будем относить все скважины, в продукции которых содержится вода при стационарном режиме их работы независимо от места рассмотрения продукции (на поверхности, в подъемнике, в интервале "забой-прием"). Таким образом, скважину, в продукции которой на поверхности вода отсутствует, но которая была заглушена водой и в интервале "забой - прием" имеется вода при стационарной ее работе, будем считать обводненной.

Для безводной скважины пластовое давление $p_{пл}$ рассчитывают по формуле:

$$p_{пл} = h_n \bar{\rho}_n g 10^{-6}, \quad (2.12)$$

где h – высота столба нефти в скважине, отсчитываемая от забоя скважины, м; $\bar{\rho}_n$ – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³.

Высота столба нефти

$$h_{пл} = L_c - H_{ст}, \quad (2.13)$$

где L_c – глубина скважины, м; $H_{ст}$ – статический уровень жидкости, м. Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то пластовое давление

$$p_{пл} = L_c \bar{\rho}_n g 10^{-6} + p_y, \quad (2.14)$$

где p_y – давление на устье остановленной скважины, МПа.

Среднюю плотность нефти можно рассчитывать, принимая линейный закон ее распределения в функции давления:

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{пл} + \rho_{пл}) / 2. \quad (2.15)$$

В обводненной скважине, которая не глушилась водой (или другой жидкостью глушения) при эксплуатации, возможны следующие условия: вся вода, поступающая из пласта с продукцией, выносится на дневную поверхность и не накапливается в интервале "забой - прием"; поступающая из пласта с нефтью вода частично выносится на дневную поверхность, а частично накапливается в интервале "забой - прием".

В этих условиях проверяется возможность накопления воды в интервале "забой - прием" в процессе эксплуатации скважины.

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

$$Re_n > Re_{n\text{пр}} = 1600 \quad (2.16)$$

или

$$\left. \begin{aligned} Re_n < Re_{n\text{пр}} = 1600, \\ H_{cn} \geq H'_{cn} = L_c D_{\text{ж}}^2 / (D_{\text{ж}}^2 + d_{\text{н}}^2), \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

где Re_n – приведенное число Рейнольдса по нефти; $Re_{n\text{пр}}$ – предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, равное 1600 и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала "забой – прием" (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит); H_{cn} – глубина спуска подъемника или насоса, м; $D_{\text{ж}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{\text{н}}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Приведенное число Рейнольдса по нефти

$$Re_n = 1,274 Q_{\text{сж}} b_n / (86400 D_{\text{ж}} v_n), \quad (2.18)$$

где $Q_{\text{сж}}$ – дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут; b_n – объемный коэффициент нефти; v_n – кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (2.16) или (2.17) плотность водонефтяной смеси $\rho'_{\text{см}}$ в интервале "забой – прием" рассчитывают по формуле

$$\rho'_{\text{см}} = \bar{\rho}_n + (\rho_n - \bar{\rho}_n) B, \quad (2.19)$$

где ρ_n – плотность воды, кг/м³; B – обводненность продукции. В данном случае пластовое давление

$$p_{\text{пл}} = 10^6 \left[(L_c - H_{cn}) \rho'_{\text{см}} g + (H_{cn} - H_{\text{плн}}) \rho_{\text{сж}} g + (H_{\text{плн}} - H_{cn}) \rho'_{\text{см}} g \right], \quad (2.20)$$

где $H_{\text{плн}}$ – динамический уровень в скважине, м.

Условие неполного выноса накопленной в интервале "забой – прием" воды следующее:

$$\left. \begin{aligned} \text{Re}_* < \text{Re}_{*кр} = 1600, \\ H_{*кр} < H'_{*кр} = L_c D_*^2 / (D_*^2 + d_{*кр}^2). \end{aligned} \right\} \quad (2.21)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале "забой – прием") плотность водонефтяной смеси

$$\rho_{*м} = \rho_* - \frac{(1-B)H_{*кр}}{(L_c - H_{*кр})} \left(\frac{d_{*кр}}{D_*}\right)^2 (\rho_* - \rho'_{*м}), \quad (2.22)$$

где $\rho'_{*м}$ – плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды рассчитываемая по (2.19), кг/м³.

Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия: в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения; в процессе эксплуатации воды глушения частично остается в интервале "забой – прием".

Условия полного выноса вода глушения следующие:

$$\text{Re}_* > \text{Re}_{*кр} = 850 \quad (2.23)$$

или

$$\left. \begin{aligned} \text{Re}_* < \text{Re}_{*кр} = 850, \\ H_{*кр} \geq H'_{*кр}, \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

где $H'_{*кр}$ – глубина спуска подъемника (насоса), при которой возможен полный вынос воды, рассчитываемая по (2.17), м.

При соблюдении условий (2.23) или (2.24) пластовое давление определяют по формуле (2.12) или (2.14).

Условие неполного выноса воды глушения следующее:

$$\left. \begin{aligned} \text{Re}_* < \text{Re}_{*кр} = 850 \\ H_{*кр} < H'_{*кр}. \end{aligned} \right\}, \quad (2.25)$$

При соблюдении условия (2.25) плотность водонефтяной смеси в интервале "забой – прием"

$$\rho_{\text{м}} = \rho_{\text{в}} - \varphi_{\text{н}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}), \quad (2.26)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды глушения, кг/м^3 ; $\rho_{\text{н}}$ – плотность пластовой нефти, кг/м^3 ; $\varphi_{\text{н}}$ – истинное нефтесодержание в интервале "забой – прием".

Истинное нефтесодержание зависит от $Re_{\text{н}}$ и может быть рассчитано по следующим формулам:

$$\text{при } 0 \leq Re_{\text{н}} \leq 400 \quad \varphi_{\text{н}} = 0,0024 \cdot Re_{\text{н}}; \quad (2.27)$$

$$\text{при } 400 \leq Re_{\text{н}} \leq 850 \quad \varphi_{\text{н}} = 0,915 + 10^{-4} Re_{\text{н}}. \quad (2.28)$$

При соблюдении условия (2.25) пластовое давление

$$p_{\text{пл}} = 10^{-4} [(L_{\text{с}} - H_{\text{сн}}) \rho_{\text{м}} g + (H_{\text{сн}} - H_{\text{зп}}) \rho_{\text{н}} g + (H_{\text{зп}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{н}} g]. \quad (2.29)$$

Задача 2.3. Рассчитать пластовое давление в безводной остановленной скважине для следующих условий:

глубина скважины 1870 м; измеренный статический уровень 37 м; плотность дегазированной нефти 870 кг/м^3 ; плотность пластовой нефти 805 кг/м^3 ; скважина эксплуатировалась при забойном давлении, большем давления насыщения.

Решение. Так как скважина безводная, то после остановки она заполнена только нефтью. Рассчитываем высоту столба нефти по формуле (2.13):

$$h_{\text{н}} = 1870 - 37 = 1833 \text{ м.}$$

Вычисляем по формуле (2.15) среднюю плотность нефти:

$$\bar{\rho}_{\text{н}} = (805 + 870) / 2 = 837,5 \text{ кг/м}^3.$$

Пластовое давление в соответствии с формулой (2.12)

$$p_{\text{пл}} = 1833 \cdot 837,5 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 15,06 \text{ МПа.}$$

Задача 2.4. Определить пластовое давление в остановленной безводной фонтанной скважине для следующих условий:

глубина скважины 2650 м; статический уровень на устье; давления на устье остановленной скважины $p_{\text{в}} = 8 \text{ МПа}$; скважина эксплуатировалась при забойном давлении, равном давлению насыщения $p_{\text{нас}} = 12 \text{ МПа}$; замеренная температура на устье остановленной скважины $t_{\text{в}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$; пластовая температура $t_{\text{пл}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Зависимости плотности нефти от давления и температуры представлены на рис. 8.

Решение. Для расчета пластового давления в данном случае необходимо использовать формулу (2.14).

Средняя плотность нефти в скважине $\bar{\rho}_n$ зависит от давления и температуры.

По существу, решение данной задачи сводится к расчету $\bar{\rho}_n(p, t)$.

Принимая линейный закон распределения температуры по глубинам остановленной скважины, рассчитаем среднюю температуру $t = (20 + 70)/2 = 45^\circ\text{C}$.

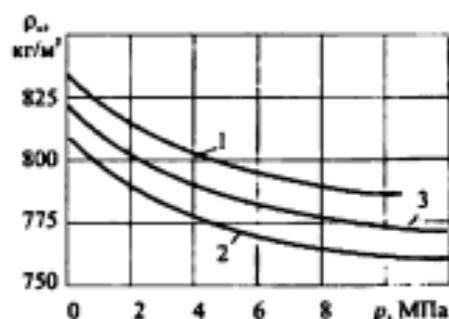


Рис. 8.

Зависимости плотности нефти от давления и температуры:

1 — при $t = 20^\circ\text{C}$;

2 — при $t = 70^\circ\text{C}$;

3 — при $t = 45^\circ\text{C}$.

Используя графические зависимости $\rho_n = f(p, t)$ на рис. 8 и принимая линейное изменение плотности нефти от температуры, путем интерполяции строим зависимость плотности нефти при $t = 45^\circ\text{C}$ (кривая 3). Полученную кривую можно использовать для расчета средней плотности нефти в скважине при изменении давления от p_v до $p_{нас}$. По кривой 3 находим среднюю плотность нефти в интервале давлений от $p_v = 8$ МПа до $p_{нас} = 11,3$ МПа: $\rho_n = 775$ кг/м³.

По формуле (2.14) рассчитываем пластовое давление:

$$p_{пл} = 2650 \cdot 775 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 8 = 28,15 \text{ МПа.}$$

При решении принято, что средняя плотность нефти при $t = 45^\circ\text{C}$ в области давлений от $p_{нас} = 11,3$ МПа до $p_{пл} = 28,15$ МПа постоянна и равна 775 кг/м³. Фактически, в этой области давлений плотность нефти линейно увеличивается за счет сжимаемости. Рассчитаем плотность нефти при $p_{пл} = 28,15$ МПа, если плотность нефти при $p_{нас} = 11,3$ МПа равна $772,5$ кг/м³ (см. кривую 3 на рис. 8).

Коэффициент сжимаемости нефти β_n принимаем равным $6,5 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Таким образом, плотность нефти при пластовом давлении

$$\rho_{н(р_{пл})} = \rho_{н(р_{н(11,3)})} / [1 - \beta_n (p_{пл} - p_{н(11,3)})] \quad (2.30)$$

или

$$\rho_{н(р_{пл})} = \frac{772,5}{1 - 6,5 \cdot 10^{-4} (28,15 - 11,3)} = 781,1 \text{ кг/м}^3.$$

Средняя плотность нефти в интервале давлений от $p_{н(11,3)}$ до $p_{пл}$

$$\rho_{н(ср)} = (772,5 + 781,1) / 2 = 776,9 \text{ кг/м}^3.$$

Таким образом, средние плотности нефти в интервалах давлений от $p_{н(11,3)} = 8$ МПа до $p_{н(11,3)} = 11,3$ МПа и от $p_{н(11,3)} = 11,3$ МПа до $p_{пл} = 28,15$ МПа соответственно равны 775 и 776,9 кг/м³. Для данных условий нетрудно рассчитать и среднюю плотность нефти в интервале от $p_v = 8$ МПа до $p_{пл} = 28,15$ МПа, которая равна 776,5 кг/м³.

Вычисляем пластовое давление с учетом изменения плотности нефти при $p > p_{н(11,3)}$:

$$p_{пл} = 2650 \cdot 776,5 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} + 8 = 28,19 \text{ МПа.}$$

Оценим ошибку δ , вносимую в расчет пластового давления, пренебреженим влияния давления на плотность нефти в области $p > p_{н(11,3)}$:

$$\delta = \frac{28,19 - 28,15}{28,19} \cdot 100\% = 0,15\%.$$

Таким образом, ошибка составляет всего 0,15%, поэтому в практических расчетах можно пренебрегать влиянием изменения плотности нефти за счет ее сжимаемости в области давлений от p до $p_{н(11,3)}$.

Задача 2.5. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатируемой скважинным штанговым насосом при следующих условиях:

глубина скважины 1000 м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,1302 м; глубина спуска насоса 850 м; внутренний диаметр НКТ 0,062 м; дебит скважины по дегазированной нефти 50 м³/сут; объемный коэффициент нефти 1,06; плотность пластовой нефти 853 кг/м³;

плотность дегазированной нефти 880 кг/м^3 ; кинематическая вязкость пластовой нефти $1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$; обводненность продукции $0,2$; плотность воды 1100 кг/м^3 ; динамический уровень 650 м ; статический уровень 150 м .

При предыдущем текущем ремонте скважина не была заглушена водой.

Решение. Так как скважина обводненная, проверяем возможность накопления воды, поступающей из пласта, в интервале "забой – прием насоса". Рассчитываем сначала приведенное число Рейнольдса по нефти по формуле (2.18):

$$Re_n = 1,274 \cdot 50 \cdot 1,06 / (86400 \cdot 0,1302 \cdot 1 \cdot 10^{-5}) = 600.$$

В данном случае $Re_n = 600 < Re_{n \text{ пр}} = 1600$, поэтому условие (2.16) не выполняется. Проверяем выполнение условия (2.17), для чего рассчитываем

$$H'_m = 1000(0,1302)^2 / [(0,1302)^2 + (0,062)^2] = 815 \text{ м}.$$

Таким образом условие (2.17) выполняется и поэтому вся поступающая из пласта вода выносится с интервала "забой – прием насоса".

Рассчитываем по (2.19) плотность водонефтяной смеси на данном интервале, предварительно вычисляя по (2.15) среднюю плотность нефти:

$$\rho_{\text{ср}} = (853 + 880) / 2 = 866,5 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{\text{вн}} = 866,5 + (1100 - 866,5) \cdot 0,2 = 913,2 \text{ кг/м}^3.$$

Пластовое давление определяем по формуле (2.20):

$$\begin{aligned} p_{\text{пл}} = 10^6 [(1000 - 850) \cdot 913,2 \cdot 9,81 + (850 - 650)880 \cdot 9,81 + \\ + (650 - 150) 913,2 \cdot 9,81] = (1,344 + 1,726 + 4,479) = 7,55 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Задача 2.6. Вычислить пластовое давление в безводной скважине, эксплуатировавшейся установкой погружного центробежного электронасоса при следующих условиях:

глубина скважины 1700 м ; дебит дегазированной нефти $100 \text{ м}^3/\text{сут}$; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $0,1503 \text{ м}$; внутренний диаметр НКТ $0,0503 \text{ м}$; плотность дегазированной нефти 810 кг/м^3 ; плотность пластовой нефти 778 кг/м^3 ; объемный коэффициент нефти $1,12$; кинематическая вязкость пластовой нефти $2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$; глубина спуска насоса 1100 м ; динамический уровень при атмосферном затрубном давлении 600 м ; статический уровень 95 м .

При предыдущем подземном текущем ремонте скважина была заглушена водой плотностью 1160 кг/м^3 .

Для решения этой задачи проверяются условия (2.23), (2.24) или (2.25). При соблюдении того или иного условия выбираются соответствующие формулы для расчета пластового давления.

2.3. ПРИВЕДЕННОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Под приведенным пластовым давлением понимают такое расчетное давление, которое отнесено (приведено) к какой-либо фиксированной для данного месторождения глубине. Для месторождений с водонапорным режимом удобно приводить фактически замеренное в скважинах пластовое давление к плоскости первоначального водонефтяного контакта. Знание приведенного пластового давления необходимо не только для научно обоснованного регулирования процесса разработки месторождения, но также при решении многих вопросов рациональной эксплуатации скважин с учетом реального изменения в процессе эксплуатации энергетического состояния залежи в окрестности добывающих и нагнетательных скважин. Из условий проявления водонапорного режима следует, что $p_{пл} > p_{нас}$.

Введем следующие обозначения: $H_{внк}$ – расстояние от устья скважины до первоначального положения водонефтяного контакта (ВНК), $H_{зм}$ – расстояние от устья скважины до точки замера давления $p_{зм}$ (МПа), m ; $p_{пл м}$ – приведенное к плоскости первоначального ВНК пластовое давление, МПа.

Если текущее пластовое давление изменяется даже в 2 раза по сравнению с первоначальным, то плотность нефти меняется не более чем на 3% (при плотности $\rho_{нп} = 750 \text{ кг/м}^3$). При большей плотности нефти ($\rho_{нп} > 750 \text{ кг/м}^3$) разница за счет изменения пластового давления становится меньше 3%. Поэтому при расчетах в области давления $p > p_{нас}$ можно использовать постоянное значение плотности пластовой нефти $\rho_{нп}$.

В зависимости от конструкции скважин и их местоположения на структуре возможны следующие варианты:

$$H_{зм} < H_{внк} \text{ и } H_{зм} > H_{внк}$$

В первом случае приведенное пластовое давление

$$p_{пл м} = p_{зм} + (H_{внк} - H_{зм})\rho_{нп}g10^{-6}, \quad (2.31)$$

во втором случае

$$p_{пл пр} = p_{зм} - (H_{зм} - H_{зм}) \rho_{пл} g 10^{-4}. \quad (2.32)$$

Задача 2.7. Рассчитать приведенные пластовые давления в скважинах, данные о соответствующих замерах в которых представлены ниже

Скважина	1	2	3	4	5
Параметры; $H_{пл}$, м	1750	1640	1780	1820	1680
$H_{зм}$, м	1610	1670	1865	1740	1620
$p_{зм}$, МПа	15	14,3	13,7	16,2	13,1
$\rho_{пл}$, кг/м ³	805	803	810	812	807

Решение. Приведенные пластовые давления в данных скважинах, составляют:

$$p_{пл пр_1} = 15 + (1750 - 1610)805 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 16,1 \text{ МПа};$$

$$p_{пл пр_2} = 14,3 - (1670 - 1640)803 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 14,06 \text{ МПа};$$

$$p_{пл пр_3} = 13,7 - (1865 - 1780)810 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 13,03 \text{ МПа};$$

$$p_{пл пр_4} = 16,2 + (1820 - 1740)812 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 16,84 \text{ МПа};$$

$$p_{пл пр_5} = 13,1 + (1680 - 1620)807 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 13,58 \text{ МПа}.$$

Задача 2.8. Для условий предыдущей задачи оценить влияние изменения плотности пластовой нефти на приведенные пластовые давления, если во всех указанных скважинах замеренное давление возросло и составляет: в скв. 1-1,3 $p_{зм}$; в скв. 2 – 1,45 $p_{зм}$; в скв. 3 – 1,6 $p_{зм}$; в скв. 4 – 1,1 $p_{зм}$; в скв. 5 – 1,2 $p_{зм}$.

Указание для решения задачи. На первом этапе рассчитать приведенные пластовые давления $p_{пл пр}$, используя плотности пластовой нефти ($\rho_{пл}$), указанные выше в задаче 2.7, а замеренные давления $p'_{зм}$ рассчитать по условию задачи.

На втором этапе вычислить новые значения плотности пластовой нефти $\rho'_{пл}$ с учетом изменения замеренного давления по следующей формуле

$$\rho'_{пл} = \rho_{пл} / [1 - \beta_n (\rho'_{зм} - \rho_{зм})], \quad (2.33)$$

где $\rho_{пл}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³ (берется из задачи 2.7); β_n – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа (принимается равным $1 \cdot 10^{-3}$)

1/МПа); $p'_{\text{изп}}$ – рассчитанное по условию задачи 2.8 давление, МПа; $p_{\text{изп}}$ – замеренное давление, МПа (берется из задачи 2.7).

На третьем этапе определить приведенные пластовые давления $p'_{\text{изп}}$, используя величины $H_{\text{внк}}$ и $H_{\text{изп}}$ из задачи 2.7 и рассчитанные для соответствующих скважин $p_{\text{изп}}$ и $p_{\text{внк}}$.

На последнем этапе сравнить приведенные пластовые давления, рассчитанные на первом и третьем этапах, и вычислить относительную ошибку δ :

$$\delta = \frac{p'_{\text{изп}} - p_{\text{изп}}}{p'_{\text{изп}}} \cdot 100\%. \quad (2.34)$$

Таким образом, изменение плотности пластовой нефти при изменении пластового давления влияет на приведенное пластовое давление.

2.4. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Решение большинства задач при добыче нефти из скважин связано со знанием характера распределения давления по длине подъемника $p = f(H)$. Существует много методов расчета кривых распределения давления, но каждый из них можно применять только для определенных эксплуатационных условий. В настоящее время наиболее универсальный метод расчета распределения давления – метод В.Г. Грона, апробированный в широком диапазоне эксплуатационных условий и физико-химических свойств добываемой продукции. Метод учитывает не только влияние изменяющейся по длине подъемника температуры, но и фазовые переходы в движущемся при пузырьковой и пробковой структурам потоке смеси.

Сущность метода заключается в расчете суммарного градиента давления потока газожидкостной смеси (dp/dH) (в предположении пренебрежимо малой составляющей инерционных потерь):

$$(dp/dH) = 10^{-6} \rho_{\text{см}} g \cos \alpha + (dp/dH)_{\text{тр}}, \quad (2.35)$$

где (dp/dH) – суммарный (общий) градиент давления при движении газожидкостной смеси в подъемнике, МПа/м; $\rho_{\text{см}}$ – плотность газожидкостной смеси, кг/м³; α – угол отклонения скважины от вертикали, гра-

дус; $(dp/dH)_{тр}$ – градиент потерь на трение, МПа/м. Плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{см} = \rho_{ж}(1 - \varphi_r) + \rho_r \varphi_r, \quad (2.36)$$

где $\rho_{ж}$, ρ_r – соответственно плотность жидкой и газовой фаз при соответствующих термодинамических условиях рассматриваемого сечения потока смеси, $кг/м^3$; φ_r – истинное газосодержание в потоке смеси (объемная доля газа в смеси), которое рассчитывается по следующему аналитическому выражению

$$\varphi_r = \beta_r w_{см} / w_{гв} = \beta_r (C_1 + C_2 Fr_{см}^{-0.5}), \quad (2.37)$$

где β_r – объемное расходное газосодержание в потоке смеси, вычисляемое так:

$$\beta_r = V_r / (Q_{ж} + V_r), \quad (2.38)$$

V_r , $Q_{ж}$ – соответственно объемный расход газовой и жидкой фаз при соответствующих термодинамических условиях, $м^3/с$; $w_{гв}$, $w_{см}$ – соответственно средняя истинная скорость газовой фазы и средняя приведенная скорость движения смеси, $м/с$; C_1 , C_2 – безразмерны корреляционные коэффициенты, учитывающие гидродинамические особенности потока смеси и физические свойства фаз; $Fr_{см}$ – критерия Фруда, зависящий от скорости смеси $w_{см}$:

$$Fr_{см} = w_{см}^2 / (gd_{вн}), \quad (2.39)$$

$$w_{см} = 4(Q_{ж} + V_r) / (\pi d_{вн}^2), \quad (2.40)$$

$d_{вн}$ – внутренний диаметр колонны НКТ, по которой движется газожидкостная смесь, $м$.

Для расчета корреляционных коэффициентов используются следующие зависимости:

$$C_1 = \frac{2,2361e^{0,049\bar{\mu}_x}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_x}} - 0,5447\bar{\mu}_x^{-0,5} (d_{вн} - 0,015), \quad (2.41)$$

$$C_2 = \frac{1 + 0,1082e^{0,049\bar{\mu}_x}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_x}} - [6,707 - 0,168(\bar{\mu}_x - 1)] \times (d_{вн} - 0,015), \quad (2.42)$$

где $\bar{\mu}_x$ – относительная вязкость жидкости, равная отношению вязкости движущейся в подъемнике при известных термодинамических условиях жидкости (в мПа·с) к вязкости воды при стандартных условиях ($\mu_{\text{ст}} = 1$ мПа·с)

$$\bar{\mu}_x = \mu_x / \mu_{\text{ст}} \quad (2.43)$$

0,5447, 6,707 и 0,168 – числовые коэффициенты, имеющие размерность 1/м.

Зависимость (2.41) справедлива при следующих соотношениях внутренних диаметров труб и диапазонов изменения относительной вязкости жидкости:

$$\begin{aligned} d_{\text{ин}} = 0,0381\text{м} & & 1 < \bar{\mu}_x \leq 1500 \\ d_{\text{ин}} = 0,0508\text{м} & & 1 < \bar{\mu}_x \leq 750 \\ d_{\text{ин}} = 0,0635\text{м} & & 1 < \bar{\mu}_x \leq 450 \\ d_{\text{ин}} = 0,0762\text{м} & & 1 < \bar{\mu}_x \leq 300 \end{aligned} \quad (2.44)$$

Выражение (2.42) справедливо в интервале $1 < \bar{\mu}_x \leq 40$. Если $\bar{\mu}_x > 40$, то корреляционный коэффициент

$$C_2 = (1 + 0,1082e^{0,049\bar{\mu}_x}) / (1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_x}) \quad (2.45)$$

Градиент потерь на трение

$$(dp / dH)_{\text{тр}} = \lambda w_{\text{см}}^2 \rho_{\text{см}} 10^{-6} / (2d_{\text{ин}}), \quad (2.46)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления для жидкой фазы, движущейся со скоростью смеси и рассчитываемый в зависимости от числа Рейнольдса по жидкой фазе

$$\text{Re}_x = w_{\text{см}} d_{\text{ин}} \rho_x / \mu_x \quad (2.47)$$

по следующей формуле:

$$\lambda = 0,067 \left[158 / \text{Re}_x + 2 \frac{\varepsilon}{d_{\text{ин}}} \right]^{0,2}, \quad (2.48)$$

где ϵ – абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб (для труб нефтяного сортамента, не загрязненных отложениями солей, смол и парафина, $\epsilon = 1,4 \cdot 10^{-5}$ м), м.

Следует указать, что зависимости (2.41), (2.42) и (2.45) можно использовать при внутренних диаметрах подъемника $0,015 \text{ м} \leq d_{\text{вн}} < 0,0762 \text{ м}$.

Алгоритм расчета кривой распределения давления в добывающей скважине

1. Подготавливают исходные данные: $Q_{\text{ж ст}}$ ($Q_{\text{пл}}$) – дебит жидкости при стандартных условиях (дебит дегазированной нефти), $\text{м}^3/\text{сут}$; $B_{\text{ж ст}}$ – объемная обводненность жидкости при стандартных условиях; $p_{\text{у}}$ – давление на устье скважины (при этом расчет ведется "сверху вниз") или $p_{\text{зоб}}$ забойное давление (при этом расчет ведется "снизу-вверх"), МПа; $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К; $L_{\text{с}}$ – глубина скважины, м; $H_{\text{ст}}$ – глубина спуска колонны НКТ или насоса, м; $L_{\text{г}}$ – глубина точки ввода газа при газлифтной эксплуатации, м; α – угол отклонения скважины от вертикали, градус; R_0 – удельный расход газа при газлифтной эксплуатации, приведенный к нормальным условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $D_{\text{ж}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $\rho_{\text{пл}}$ – плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\mu_{\text{пл}}$ – динамическая вязкость дегазированной нефти, $\text{МПа}\cdot\text{с}$; $p_{\text{нас}}$ – давление насыщения при пластовой температуре, МПа; G_0 – газосодержание пластовой нефти (газовый фактор), $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, выделяющегося из нефти при однократном разгазировании при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$; $y_{\text{н}}$, $y_{\text{м}}$ – молярные доли азота и метана в газе однократного разгазирования; $\rho_{\text{в ст}}$ – плотность воды при стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$; C – концентрация солей, растворенных в воде, г/л.

При расчете распределения давления газосодержание пластовой нефти (газовый фактор) необходимо привести к нормальным условиям, используя следующую формулу:

$$\Gamma_0 = G_0 \frac{T_0}{T_{\text{ст}}}, \quad (2.49)$$

где Γ_0 – газовый фактор при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$; G_0 – газовый фактор при стандартных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

2. Рассчитывают ряд последовательных значений давления, соответствующих определенным глубинам. Для этого общий диапазон изменения давления ($p_{\text{кон}} - p_{\text{нач}}$) разбивают на интервалы с шагом

$$\Delta p = 0,1 p_{\text{кон}}, \quad (2.50)$$

здесь $p_{\text{кон}}$ – конечное давление, МПа; $p_{\text{нач}}$ – начальное давление, МПа.

Число интервалов

$$N = (p_{\text{кон}} - p_{\text{нач}}) / (0,1 p_{\text{кон}}). \quad (2.51)$$

Соответственно рассчитанные давления

$$p_i = p_{\text{нач}} \pm \sum_{i=1}^N \Delta p_i, \quad (2.52)$$

а ряд их последовательных значений

$$n = N + 1. \quad (2.53)$$

В формуле (2.52) знак плюс следует брать при расчете "сверху вниз", знак минус – при расчете "снизу вверх".

3. При известной пластовой температуре по формуле (2.9) вычисляют температуру на высоте $(L_{\text{сн}} - H_{\text{сн}})$ $t_{(L_{\text{сн}} - H_{\text{сн}})}$. Затем от этой высоты расчет ведут до устья по следующей формуле:

$$t(h) = t_{(L_{\text{сн}} - H_{\text{сн}})} \left\{ 1 - h \left[0,544(623,7 \frac{d_{\text{вн}}}{2Q_{\text{ж}}} + 1) \frac{\cos \alpha}{C} \right] \right\}. \quad (2.54)$$

При этом высота $(L_{\text{сн}} - H_{\text{сн}})$ принимается за начало отсчета, т.е. $h = 0$.

Если известна устьевая температура, то расчет $t_{H_{\text{сн}}}$ ведут по формуле (2.3) до глубины $H = H_{\text{сн}}$, принимая $d = d_{\text{вн}}$. При глубинах, больших $H_{\text{сн}}$

$$t(H) = t_{H_{\text{сн}}} \left(1 + \frac{t_{\text{вн}}}{t_{H_{\text{сн}}}} \frac{H}{D_{\text{ж}}} St \cos \alpha \right). \quad (2.55)$$

При этом глубина $H_{\text{сп}}$ принимается за начало отсчета, т.е. $H = 0$. Таким образом рассчитывают T_v или $T_{\text{нл}}$.

4. Вычисляют температуры потока в скважине T_i при соответствующих давлениях p_i :

$$T_i = T_y + [(T_{\text{нл}} - T_y)(p_i - p_y)] / (p_{\text{пл(зав)}} - p_y), \quad (2.56)$$

где $p_{\text{пл(зав)}}$ — пластовое или забойное давление, МПа.

5. Используя исходные данные по свойствам флюидов, рассчитывают физические свойства нефти, газа, воды или водонефтяной смеси при соответствующих термодинамических условиях (p_i , T_i). Для этого пользуются зависимостями, приведенными в первом разделе. В частности, рассчитывают z_i [формулы (1.13) – (1.18)]; плотности газа $\rho_{g,i}$ (1.38), воды $\rho_{w,i}$ (1.98), нефти $\rho_{n,i}$ (1.45) и водонефтяной смеси (жидкости) $\rho_{\text{жн},i}$ ($\rho_{\text{ж}}$) (1.122); объемные расходные водосодержания B_i (1.107); объемные коэффициенты нефти $b_{n,i}$ (1.41); вязкости нефти $\mu_{n,i}$ (1.52) или жидкости (1.125), (1.130), а также объемы выделяющегося из нефти газа $G_{\text{ог}}$ (1.62).

6. Рассчитывают объемные расходные параметры газожидкостного потока $Q_{\text{ж},i}$ и $V_{r,i}$ при соответствующих термобарических условиях:

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{жст}}(1 - B_i)b_{n,i} + Q_{\text{жст}}B_i, \quad (2.57)$$

$$V_{r,i} = [G_{\text{ог}}(1 - B_i) + R_r] Q_{\text{жст}} z_i p_o T_i / (p_i T_o), \quad (2.58)$$

где $R_r > 0$ при газлифтной эксплуатации и $R_r = 0$ при фонтанной и насосной эксплуатации.

7. Определяют объемные расходные газосодержания $\beta_{r,i}$ (2.38); приведенные скорости смеси $w_{\text{см},i}$ (2.40); числа Фруда смеси $Fr_{\text{см},i}$ (2.39); корреляционные коэффициенты $C_{1,i}$ и $C_{2,i}$ (2.41), (2.42) и (2.45); истинные газосодержания $\varphi_{r,i}$ (2.37); плотности газожидкостной смеси $\rho_{\text{см},i}$ (2.36); числа Рейнольдса по жидкости $Re_{\text{ж},i}$ (2.47) коэффициенты гидравлического сопротивления λ_i (2.48).

8. Вычисляют градиент давления по (2.35) для сечения, соответствующего началу отсчета. При расчете "сверху вниз" таким сечением является устье скважины ($H = 0$, $T = T_v$, $p = p_v$). Затем рассчитывают градиенты давления в соответствующих сечениях потока с параметрами T_i и p_i .

9. Рассчитывают величины, обратные градиенту давления (dH/dp),

10. Вычисляют длину участков подъемника, по которым движется газожидкостная смесь в диапазоне изменения давления от p_i до p_{max} . Численное интегрирование величин $(dH/dp)_i$ ведут по формуле трапеций

$$H_i = \int_{p_i}^{p_{\text{max}}} \frac{dH}{dp} dp = \frac{p_{\text{max}} - p_i}{N} \left\{ \left[\left(\frac{dH}{dp} \right)_i + \left(\frac{dH}{dp} \right)_{i+1} \right] / 2 + \left(\frac{dH}{dp} \right)_{i+1} + \left(\frac{dH}{dp} \right)_{i+2} + \dots + \left(\frac{dH}{dp} \right)_{i-1} \right\} = \sum_{i=1}^n \Delta H_i, \quad (2.59)$$

т.е. расчетная длина подъемника, соответствующая давлению p_i , равна сумме приращений ΔH_i , пропорциональных интервалам Δp_i в рассматриваемом диапазоне давлений от p_i до p_{max} . Расчетная длина $H_i =$

$\sum_{i=1}^n \Delta H_i$ при $p_i = p_{\text{max}}$ определяет длину подъемника, по которой движется газожидкостная смесь (участок двухфазного потока), т.е. $H_i = H_{\text{гжс}}$

11. По результатам расчета H_i строят кривую распределения давления в подъемнике $p = f(H)$ на участке двухфазного потока.

12. Если глубина спуска подъемника $H_{\text{сн}}$ больше $H_{\text{гжс}}$, то на участке $(H_{\text{сн}} - H_{\text{гжс}})$ движется однофазный поток (жидкость). Гидравлический расчет движения однофазного потока осуществляется по уравнению:

$$dp/dH = 10^{-6} \rho_{\text{ж}} g \cos \alpha + \lambda w_{\text{ж}}^2 \rho_{\text{ж}} 10^{-6} / (2d_{\text{ж}}), \quad (2.60)$$

где $w_{\text{ж}}$ – скорость движения жидкости, м/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ рассчитывают по формуле (2.48), а $Re_{\text{ж}}$ – по (2.47), подставляя вместо $w_{\text{см}}$ скорость жидкости $w_{\text{ж}}$.

Задача 2.9. Рассчитать кривую распределения давления и сопоставить вычисленное забойное давление с замеренным для газлифтной скважины, работающей со следующими параметрами:

глубина скважины $L_{\text{с}} = 2550$ м; диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{ж}} = 0,146$ м; пластовое давление $p_{\text{пл}} = 13$ МПа; забойное давление (измеренное) $p_{\text{зб}} = 12,3$ МПа; дебит жидкости $Q_{\text{ж}} = 12$ м³/сут; обводненность продукции $B = 0,92$; газовый фактор $G_0 = 111,8$ м³/м³; удельный расход газа (измеренный) $R_0 = 245$ м³/м³; пластовая температура $T_{\text{пл}} = 350$ К; температура на устье $T_{\text{у}} = 282,2$ К; диаметр подъемника $d_{\text{ж}} = 0,0635$ м, давление на устье $p_{\text{у}} = 0,8$ МПа.

Скважина эксплуатируется на месторождении Песчаный-море (Азербайджан). Основные физико-химические характеристики флюидов следующие:

давление насыщения $p_{нас} = 20,65$ МПа; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 820,8$ кг/м³; плотность пластовой нефти $\rho_{пл} = 726,1$ кг/м³; объемный коэффициент нефти $b_n = 1,329$; вязкость дегазированной нефти при 20 °С $\mu_{нд} = 11,55$ мПа·с; вязкость пластовой нефти $\mu_{пл} = 2,86$ мПа·с; плотность газа при нормальных условиях $\rho_{г0} = 1,314$ кг/м³; плотность воды в стандартных условиях $\rho_w = 1042$ кг/м³; вязкость воды в стандартных условиях $\mu_w = 1$ мПа·с, объемное содержание метана в газе $y_m = 0,518$.

Решение. Расчеты выполнены на ЭВМ по вышеприведенному алгоритму, а результаты представлены ниже.

p , МПа	0,8	2,03	3,26	4,49	5,72
H , м	0	605	975	1260	1498

p , МПа	6,95	8,18	9,41	10,64	11,87	12,8
H , м	1720	1900	2075	2260	2418	2550

Сопоставление расчетного $p_{заб} = 12,8$ МПа с замеренным $p_{заб} = 12,3$ МПа говорит о хорошей сходимости (ошибка составляет 4%), что допустимо при таких расчетах.

2.5. РАСЧЕТ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Общее уравнение притока жидкости в скважину имеет вид

$$Q = k(p_{ок} - p_{заб})^n, \quad (2.61)$$

где Q – дебит скважины; k – размерный коэффициент пропорциональности; n – показатель степени, характеризующий режим движения жидкости (фильтрации).

При $n = 1$ выражение (2.61) записывается так:

$$Q = K_{пр}(p_{ок} - p_{заб}), \quad (2.62)$$

где $K_{\text{эф}}$ – коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа) (стандартные условия).

Дебит несовершенной скважины в условиях плоскорадиального притока в соответствии с формулой Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{\text{на}} - p_{\text{эф}})}{b_n \mu_{\text{нп}} \ln \frac{R_x}{r_{\text{сп}}}} \quad (2.63)$$

где k – проницаемость пласта (призабойной зоны скважины), м; h – толщина пласта (работающая), м; $\mu_{\text{нп}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; $r_{\text{сп}}$ – приведенный радиус скважины, м; R_x – радиус контура питания, м.

Из сопоставления (2.62) и (2.63) получаем

$$K_{\text{эф}} = 0,54287 \frac{kh\rho_{\text{нп}}}{\mu_{\text{нп}} b_n \ln \frac{R_x}{r_{\text{сп}}}}, \quad (2.64)$$

где b_n – объемный коэффициент нефти; $\rho_{\text{нп}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³.

В соответствии с (2.64) дебит скважины в стандартных условиях, измеряемый в т/сут, можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q = 0,54287 \frac{kh \rho_{\text{нп}} (p_{\text{на}} - p_{\text{эф}})}{\mu_{\text{нп}} b_n \ln \frac{R_x}{r_{\text{сп}}}} \quad (2.65)$$

Задача 2.10. Вычислить дебит нефтяной скважины при забойном давлении, равном давлению насыщения, для следующих условий:

проницаемость призабойной зоны 0,25 мкм²; толщина пласта 5 м; плотность нефти в пластовых условиях 805 кг/м³; вязкость нефти в пластовых условиях 2 мПа·с; плотность дегазированной нефти 862 кг/м³; радиус контура питания 300 м; приведенный радиус скважины 0,01 м; пластовое давление 25 МПа; газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти (объем газа приведен к стандартным условиям) G_0 (Γ_0) = 78,5 м³/м³, давление насыщения при $t = 20$ °С $p_{\text{нас } 20} = 8,48$ МПа; пласто-

вая температура 82 °С; содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $y_{\text{м}} = 0,622$, а азота $y_{\text{а}} = 0,027$.

Решение. Прежде всего рассчитываем по (1.41) объемный коэффициент нефти

$$b_{\text{н}} = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 78,5 = 1,24.$$

Затем определяем давление насыщения при пластовой температуре, так как в исходных данных оно дано при стандартной температуре. Для этого воспользуемся формулой (1.21), переписав ее следующим образом:

$$p_{\text{нас}} = p_{\text{нас}} - \frac{t - t_{\text{нас}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}}(y_{\text{м}} - 0,8y_{\text{а}})}}.$$

Приводим заданное газосодержание G_0 пластовой нефти к размерности $\Gamma_{\text{ом}}$ в вышеприведенном уравнении. Для этого пользуемся (1.22):

$$\Gamma_{\text{ом}} = \frac{10^3 \cdot 78,5}{(293,15/273)862} = 84,8 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

Таким образом, давление насыщения при $t_{\text{нас}}$

$$p_{\text{нас}} = 8,48 - \frac{20 - 82}{9,157 + \frac{701,8}{84,8(0,622 - 0,8 \cdot 0,027)}} = 11,18 \text{ МПа}.$$

Рассчитываем по (2.65) дебит скважины

$$Q = \frac{0,54287 \cdot 0,25 \cdot 5 \cdot 805 \cdot (25 - 11,18)}{2 \cdot 1,24 \cdot \ln(300/001)} = 295,3 \text{ т/сут.}$$

Расчетный дебит скважины в стандартных условиях составляет 295,3 т/сут.

2.6. РАСЧЕТ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Общее уравнение притока газа в скважину

$$p_{\text{на}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = aV_r + bV_r^2 \quad (2.66)$$

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

Давление на заброс скважины

$$p_{\text{заб}} = p_y e^{1.293 \cdot 10^{-4} L_c \bar{\rho}_g \frac{T_g}{T_a + t_c}} \quad (2.67)$$

где p_y – измеренное в межтрубном пространстве давление на устье скважины, МПа; L_c – глубина скважины, м; $\bar{\rho}_g$ – относительная плотность газа в скважине; t_c – средняя температура в скважине, °С.

Числовые коэффициенты уравнения (2.66) рассчитывают методом наименьших квадратов по следующим формулам:

$$a = \frac{\sum (\Delta p^2 / V_r) \sum V_r^2 - \sum V_r \sum p^2}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}, \quad (2.68)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta p^2 - \sum V_r \cdot \sum (\Delta p^2 / V_r)}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}, \quad (2.69)$$

где $\Delta p^2 = p_{\text{на}}^2 - p_{\text{заб}}^2$; V_r – дебиты газа по отдельным замерам, $\text{м}^3/\text{сут}$, N – число замеров.

Задача 2.11. Рассчитать дебит газовой скважины для следующих условий:

глубина скважины 2500 м; плотность газа в скважине 1,06 кг/м³, средняя температура в скважине 47 °С.

Расчет дебита провести для давления $p_{звб} = 0,9 p_{пл}$.

Результаты исследования представлены ниже.

Режим замера	1	2	3	4	5
Параметры: давление p_y , МПа	32	32,8	33,5	34,1	34,6
установившийся дебит газа при нормальных ловиях V_n , м ³ /сут	$1 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$	$0,6 \cdot 10^6$	$0,37 \cdot 10^6$	0

Решение. Рассчитываем забойные давления, соответствующие режимам замеров.

Режим 1.

$$p_{звб_1} = 32 e^{\frac{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 \cdot \frac{1,06}{1,293} + \frac{273}{273+47}}}{1,293} = 32 e^{0,226} = 40,11 \text{ МПа.}$$

Режим 2.

$$p_{звб_2} = 32,8 e^{0,226} = 41,11 \text{ МПа.}$$

Режим 3.

$$p_{звб_3} = 33,5 e^{0,226} = 33,5 \cdot 1,25358 = 42 \text{ МПа.}$$

Режим 4.

$$p_{звб_4} = 34,1 \cdot 1,25358 = 42,75 \text{ МПа.}$$

Определяем пластовое давление $p_{пл} = 34,6 \cdot 1,25358 = 43,37 \text{ МПа}$.

Число замеров в процессе исследования скважины $N = 4$. Рассчитываем Δp^2 :

$$\text{Режим 1 } \Delta p^2_1 = (43,37)^2 - (40,11)^2 = 1880,98 - 1608,81 = 272,15;$$

$$\text{Режим 2 } \Delta p^2_2 = 1880,96 - (41,11)^2 = 1880,96 - 1690,03 = 190,93;$$

$$\text{Режим 3 } \Delta p^2_3 = 1880,96 - (42)^2 = 1880,96 - 1764 = 116,96;$$

$$\text{Режим 4 } \Delta p^2_4 = 1880,96 - (42,75)^2 = 1880,96 - 1827,56 = 53,4.$$

Вычисляем коэффициент a :

$$a = \frac{850,6 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 635,44}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 0,6439 \cdot 10^{-4},$$

а также коэффициент b :

$$b = \frac{4 \cdot 635,44 - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 850,06 \cdot 10^{-6}}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 2,139 \cdot 10^{-10}.$$

Рассчитываем забойное давление для заданного условия $p_{\text{зб}} = 0,9$

$p_{\text{пл}}$

$$p_{\text{зб}} = 0,9 \cdot 43,37 = 39,03 \text{ МПа},$$

а также

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{зб}}^2 = (43,37)^2 - (39,03)^2 = 1880,9569 - 1523,5750 = 357,3819.$$

Из уравнения (2.66)

$$V_r = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b^2 (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{зб}}^2)}}{2b}$$

или

$$\begin{aligned} V_r &= \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + \sqrt{0,4146 \cdot 10^{-8} + 4 \cdot 2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 357,3819}}{2 \cdot 2,139 \cdot 10^{-10}} = \\ &= \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + 5,567 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} = \frac{4,9233 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} = 1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned}$$

Таким образом, дебит скважины при $p_{\text{зб}} = 0,9 p_{\text{пл}}$ составит $1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

2.7. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИН

Скважина, вскрывшая пласт на полную его толщину и имеющая открытый забой (отсутствует обсадная колонна, цементное кольцо и перфорационные каналы), называется гидродинамически совершенной

скважиной. В практике разработки месторождений такие скважины встречаются редко.

Скважина, вскрывшая пласт не на полную его толщину, но имея открытый забой, называется несовершенной по степени вскрытия. Дополнительные фильтрационные сопротивления при движении продукции к такой скважине учитываются введением в расчетную формулу дебита коэффициента C_1 . Данный коэффициент зависит от относительного вскрытия пласта и безразмерной толщины пласта.

Обозначим h – толщина пласта, м; b – толщина пласта, вскрытая скважиной, м; D_c – диаметр скважины по долоту, м; δ – относительное вскрытие; a – безразмерная толщина пласта. С учетом принятых обозначений имеем:

$$\delta = b/h; \quad (2.70)$$

$$a = h/D_c \quad (2.71)$$

тогда

$$C_1 = f(\delta, a). \quad (2.72)$$

Коэффициент несовершенства по степени вскрытия C_1 определяется по графику В.И. Щурова [3].

Если скважина вскрывает пласт на всю его толщину, но обсажена колонной, зацементирована и проперфорирована, то такая скважина называется несовершенной по характеру вскрытия. Дополнительные фильтрационные сопротивления для такой скважины учитываются введением в расчетную формулу дебита коэффициента C_2 . Данный коэффициент зависит от плотности перфорации, безразмерной длины перфорационных каналов и их безразмерного диаметра. Обозначим n – плотность перфорационных отверстий, приходящаяся на 1 м толщины вскрытой части пласта, отв/м; l' – средняя длина перфорационного отверстия, м; d' – диаметр перфорационного отверстия, м; l – безразмерная длина перфорационного канала; d – безразмерный диаметр перфорационного отверстия.

С учетом принятых обозначений имеем

$$nD_c l = l' / D_c, \quad (2.73)$$

$$d = d' / D_c. \quad (2.74)$$

Тогда
 $C_2 = f(nD_c, l, d)$.

(2.75)

Коэффициент C_2 определяется также по графикам В.И. Щурова [3]. Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия, то дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом C , рассчитываемым по следующей формуле:

$$C = 1,6l \left(\frac{1-\delta}{\delta} \right) + C_1 + \frac{1}{\delta} C_2. \quad (2.76)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства φ определяется отношением дебита несовершенной скважины Q_n к дебиту совершенной скважины Q_c :

$$\varphi = Q_n / Q_c \quad (2.77)$$

или

$$\varphi = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\ln(R_k / r_c) + C} \quad (2.78)$$

где R_k – радиус контура питания, м.

Приведенный радиус скважины

$$r_{\text{пр}} = r_c / e^C, \quad (2.79)$$

где r_c – радиус скважины по долоту, м.

Задача 2.12. Рассчитать приведенный радиус, дебит несовершенной по степени и характеру скважины и коэффициент гидродинамического совершенства ее для следующих условий:

дебит совершенной скважины $Q_c = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$; радиус контур питания $R_k = 400$ м; толщина пласта $h = 5$ м; толщина вскрытой части пласта $b = 3,5$ м; диаметр скважины по долоту $D_c = 0,25$ м; плотность перфорации $n = 8$ отв/м; длина перфорационного канала $l' = 0,0625$ м; диаметр перфорационного отверстия $d' = 0,015$ м.

Решение. Вычисляем по формулам (2.70) и (2.71) соответствующие параметры:

$$\delta = 3,5/5 = 0,7; a = 5/0,25 = 20.$$

По графику $C_1 = f(\delta, a)$ [3] определяем C_1 : $C_1 = 8,6$.

Рассчитываем nD_c, l и d :

$$nD_c = 8 \cdot 0,25 = 2;$$

$$l = 0,0625/0,25 = 0,25;$$

$$d = 0,015/0,25 = 0,06;$$

По графику $C_2 = f(nD_c, l, d)$ [3] определяем C_2 : $C_2 = 3,4$. По формуле (2.76):

$C = 1,61 (1 - 0,7)/(0,7) + 8,6 + 3,4 \cdot 1/(0,7) = 14,15$. Рассчитываем приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = 0,125 / e^{14,15} = 8,95 \cdot 10^{-8} \text{ м.}$$

Определяем по формуле (2.78) коэффициент гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{\ln(400/0,125)}{\ln(400/0,125) + 14,15} = \frac{8,071}{22,221} = 0,363.$$

По формуле (2.77) рассчитываем дебит несовершенной скважины $Q_n = 100 \cdot 0,363 = 36,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Таким образом, дебит несовершенной скважины составляет $36,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$, ее приведенный радиус – $8,95 \cdot 10^{-8} \text{ м.}$, а коэффициент гидродинамического совершенства – $0,363$.

2.8. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Запасы нефти подразделяются на балансовые (геологические) и извлекаемые (промышленные).

Наиболее распространенный способ подсчета запасов при любых режимах дренирования залежи – объемный метод.

Расчет балансовых запасов ведется по следующей формуле (при пластовых условиях):

$$Q_{нб} = F h m s_n \rho_{нп} 10^{-3}, \quad (2.80)$$

где $Q_{нб}$ – балансовые запасы нефти, т; F – площадь нефтеносности залежи, м^2 ; h – средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м; m – средний коэффициент открытой пористости нефтенасыщенных пород; s_n – средняя нефтенасыщенность пласта; $\rho_{нп}$ – плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Балансовые запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$Q'_{нб} = F h m s_n \rho_{нд} 10^{-3} / b_n.$$

где $Q'_{нб}$ – балансовые запасы при стандартных условиях, т; $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м^3 ; b_n – объемный коэффициент нефти при пластовых условиях.

Извлекаемые запасы нефти зависят от достижимого коэффициента нефтеотдачи η и рассчитываются так:

$$Q_{ни} = Q_{нб} \eta, \quad (2.81)$$

$$Q'_{ни} = Q'_{нб} \eta, \quad (2.82)$$

где $Q_{ни}$, $Q'_{ни}$ – соответственно извлекаемые запасы при пластовых и стандартных условиях, т.

Задача 2.13. Вычислить балансовые запасы нефтяной залежи круговой формы при следующих исходных данных:

радиус залежи $R_1 = 4,75$ км; средняя нефтенасыщенная толщина пласта 7 м; средний коэффициент открытой пористости 0,27; средняя нефтенасыщенность пласта 0,7; плотность дегазированной нефти 808 кг/м^3 ; газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma_0 = 149 \text{ м}^3/\text{м}^3$; плотность газа при стандартных условиях $1,165 \text{ кг/м}^3$; пластовая температура $72 \text{ }^\circ\text{C}$; пластовое давление $23,3 \text{ МПа}$.

Решение. Рассчитываем площадь нефтеносности круговой залежи

$$F = \pi R_1^2 = 3,14159 (4,75 \cdot 10^3)^2 \approx 70,882 \cdot 10^6 \text{ м}^2.$$

Чтобы воспользоваться формулой (2.80), необходимо предварительно определить $\rho_{нд}$. Плотность пластовой нефти рассчитывают по (1.45), для чего необходимо сначала вычислить объемный коэффициент нефти b_n .

Расчет объемного коэффициента ведем в соответствии с изложенным в разделе 1.7. Рассчитываем относительную плотность дегазированной нефти:

$$\bar{\rho}_{нд} = \rho_{нд} / \rho_a = 808 / 1000 = 0,808.$$

Находим значение коэффициента λ_0 по (1.43):

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \cdot 1,165 + 5,2 \cdot 10^{-3} (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 149) 149 - 3,54 \cdot 0,808] = 0,00304. \text{ Рассчитываем по (1.44) } \alpha_n:$$

$$\alpha_n = 10^{-3} \cdot 2,638 (1,169 - 0,808) = 0,952 \cdot 10^{-3}.$$

Принимая $\beta_n = 5,6 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, вычисляем по (1.42) объемный коэффициент нефти:

$$b_n = 1 + 0,00304 \cdot 149 + 0,952 \cdot 10^{-3} (72 - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 23,3 = 1,487.$$

Таким образом, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,487$. Определяем по (1.45) плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho_{nn} = (808 + 1,165 \cdot 149) = 660 \text{ кг/м}^3.$$

Балансовые запасы по (2.80)

$$Q_{нб} = 70,882 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 0,27 \cdot 0,7 \cdot 660 \cdot 10^{-3} = 61892744 \text{ т.}$$

Балансовые запасы по (2.81)

$$Q'_{нб} = 70,882 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 0,27 \cdot 0,7 \cdot 808 \cdot 10^{-3} \frac{1}{1,487} = 50956101 \text{ т}$$

Совершенно очевидно, что разница $Q_{нб} - Q'_{нб}$ составляет массу растворенного в нефти при пластовых условиях газа Q_g , которая в нашем случае равна 10936643 т.

2.9. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Для новых месторождений (залежей) или для залежей, из которых отобрано значительное количество газа, рекомендуется объемный метод подсчета запасов газа.

Балансовые запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по следующей формуле:

$$V_g = F h m s_r \frac{p_{пл} T_{ст}}{p_0 T_{пл} z}, \quad (2.83)$$

где V_g – балансовые запасы газа, приведенные к стандартным условиям, м³; s_r – средняя газонасыщенность пласта; $p_{пл}$, p_0 – соответственно пластовое и нормальное давление, МПа; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – соответственно пластовая и стандартная температура, К; z – коэффициент сверхсжимаемости реального газа.

Иногда вместо газонасыщенности пласта задают содержание в порах связанной воды s_w . В этом случае газонасыщенность

$$s_r = 1 - s_w. \quad (2.84)$$

Задача 2.14. Определить балансовые запасы газа в залежи, имеющей следующую характеристику:

площадь продуктивной части пласта $7,15 \cdot 10^8 \text{ м}^2$; средняя газонасыщенная толщина пласта 9,72 м; средний коэффициент открытой пористости 0,28; содержание в порах связанной воды 0,33; пластовое давление 31,6 МПа; пластовая температура 76 °С; коэффициент сверхсжимаемости газа, вычисленный по его компонентному составу 0,913.

Решение. Рассчитываем газонасыщенность по формуле (2.84)

$$s_g = 1 - 0,33 = 0,67.$$

Подставляем исходные и вычисленные параметры в (2.83):

$$V_r = 7,15 \cdot 10^8 \cdot 9,72 \cdot 0,28 \cdot 0,67 \frac{31,6 \cdot 293}{0,1 \cdot 349 \cdot 0,913} = 3788,4678 \cdot 10^8$$

$$\text{м}^3 = 378,85 \text{ млрд. м}^3.$$

Таким образом, балансовые запасы залежи составляют 378,85 млрд. м³ газа.

2.10. РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

В настоящее время заводнение – один из основных методов, применяемых при разработке нефтяных месторождений. Существуют различные системы заводнения, но каждая из них имеет как преимущества, так и недостатки. Выбор системы заводнения на стадии проектирования всецело определяется строением залежи.

Рассмотрим способ расчета времени разработки залежи при площадном заводнении по пятиточечной системе.

Для этой системы соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 1:1; коэффициент заводнения (коэффициент охвата по площади процессом заводнения однородного пласта) – 0,723; расстояния между нагнетательными и расстояния между добывающими скважинами одинаковы и равны \sqrt{F} (здесь F – площадь элемента системы, м²).

При данной системе дебит добывающей скважины q_d равен дебиту нагнетательной скважины q_n и определяется так:

$$q_a = q_n = \frac{10^6 \pi k h l (p_{\text{заб.н.}} - p_{\text{заб.к.}})}{b_n \mu_n \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln 2 \right)}, \quad (2.85)$$

где $p_{\text{заб.н.}}$, $p_{\text{заб.к.}}$ – соответственно забойные давления в нагнетательной и добывающей скважинах, МПа; b_n – объемный коэффициент нефти; R_k – радиус контура питания – расстояние от добывающей до нагнетательной скважины, м; μ_n – вязкость пластовой нефти, Па·с.

Период безводной добычи

$$t_1 = \frac{Fhm(1 - s_n - s_n + A s_n \eta_1)}{q_{\text{ж(н)}}}, \quad (2.86)$$

а период прогрессирующего обводнения

$$t_2 = \frac{Fhm A s_n (\eta - \eta_1) W}{q_{\text{ж(н)}}}, \quad (2.87)$$

где s_n – средняя насыщенность породы связанной водой; A – коэффициент заводнения (для щиточечной системы $A = 0,723$); η_1 – коэффициент нефтеотдачи к моменту прорыва воды в добывающие скважины (коэффициент нефтеотдачи за безводный период); η – коэффициент конечной нефтеотдачи к моменту прекращения процесса; W – средний удельный расход воды в период прогрессирующего обводнения, м³/м.

$$W = \frac{2 - B}{2(1 - B)}, \quad (2.88)$$

B – конечная обводненность продукции добывающих скважин.

Зависимости $\eta_1 = f(\mu_n, \mu_w, b_n, a)$ приведены на рис. 9 (здесь a – расстояние от линии нагнетательных скважин до линии добывающих скважин). Зависимости $\eta = f(\mu_n, \mu_w, b_n, B)$ представлены на рис. 10. Для данных зависимостей параметр

$$M = \mu_w b_w / (\mu_n b_n), \quad (2.89)$$

где μ_w – вязкость воды, МПа·с; b_w – объемный коэффициент воды.

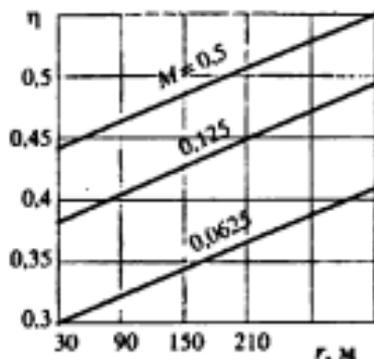


Рис. 9.

Зависимости коэффициента конечной нефтеотдачи от расстояния линии добывающих скважин до линии нагнетательных скважин при различных значениях параметра M

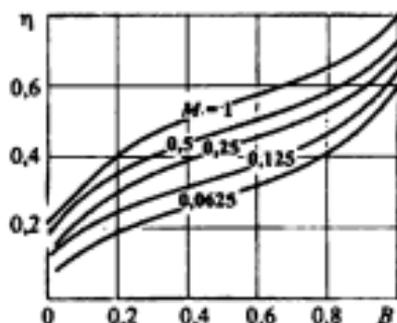


Рис. 10.

Зависимости коэффициента конечной нефтеотдачи от обводненности и параметра M

Задача 2.15. Рассчитать время разработки залежи при пятиточечной системе заводнения для следующих условий:

конечная обводненность продукции $B = 0,99$; площадь элемента системы $F = 6,25 \cdot 10^4 \text{ м}^2$; радиус скважины $r_c = 0,14 \text{ м}$; проницаемость пласта $k = 0,125 \text{ мкм}^2$; толщина пласта $h = 5,5 \text{ м}$; вязкость нефти $\mu_n = 5,5 \text{ МПа}\cdot\text{с}$, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,16$; вязкость воды $\mu_w = 1 \text{ МПа}\cdot\text{с}$; объемный коэффициент воды $b_w = 1$; средний коэффициент пористости $m = 0,18$; средняя насыщенность породы, связанной водой, $s_w = 0,1$; средняя насыщенность породы нефтью к моменту начала заводнения $s_n = 0,8$; соответственно, забойные давления в добывающих и нагнетательных скважинах $p_{\text{заб д}} = 15 \text{ МПа}$ и $p_{\text{заб н}} = 35 \text{ МПа}$.

Решение. Для пятиточечной системы заводнения $F = 4\sigma$, где σ – расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами; находим 2σ :

$$2\sigma = \sqrt{6,25 \cdot 10^4} = 250 \text{ м.}$$

Вычисляем расстояние от линии нагнетательных скважин до линии добывающих:

$$a = 2\sigma / 2 = 250 / 2 = 125 \text{ м.}$$

Рассчитываем радиус контура питания R_x (расстояние от добывающей до нагнетательной скважины):

$$R_x = \sigma / \cos 45 = 250 / 0,707 \approx 176,8 \text{ м.}$$

По формуле (2.85) определяем $q_a = q_n$:

$$q_a = q_n = \frac{3,14 \cdot 0,125 \cdot 10^{-12} \cdot 5,5 \cdot 10^6 (35 - 15)}{1,16 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3} \left(\ln \frac{176,8}{0,14} - \ln 2 \right)} = 1,05 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

или

$$q_a = q_n = 90,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Прежде, чем рассчитать период безводной добычи t_1 , вычисляем по формуле (2.89) M :

$$M = 1 \cdot 1 / (5,5 \cdot 1,16) = 0,157,$$

а по рис. 9 для $a = 125$ и $M = 0,157$ находим коэффициент нефтеотдачи η_1 (за безводный период): $\eta_1 \approx 0,42$ (используется линейная интерполяция).

По формуле (2.86) рассчитываем

$$t_1 = \frac{6,25 \cdot 10^4 \cdot 5,5 \cdot 0,18 (1 - 0,1 - 0,8 + 0,723 \cdot 0,8 \cdot 0,42)}{90,7} = 84,8 \text{ сут.}$$

По формуле (2.88) определяем

$$W = (2 - 0,99) / (2 - 2 \cdot 0,99) = 1,01 / 0,02 = 50,5 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

По известным M и B , используя рис. 10 $\eta = 0,68$. Вычисляем по (2.87) период обводнения

$$t_1 = \frac{6,25 \cdot 10^4 \cdot 5,5 \cdot 0,18 \cdot 0,8(0,68 - 0,42)}{90,7} = 7165,8 \text{ сут.}$$

Таким образом, общий срок разработки залежи
 $T = t_1 + t_2 = 84,8 + 7165,8 = 7250,6 \text{ сут} = 20 \text{ лет.}$

2.11. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА СЕПАРАЦИИ СВОБОДНОГО ГАЗА У ПРИЕМА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Под коэффициентом сепарации свободного газа понимается отношение объема газа, уходящего в затрубное пространство, к общему объему свободного газа у приема погружного оборудования. Таким образом, сепарация снижает объем свободного газа, поступающего в насос или башмак подъемника, что необходимо учитывать при дальнейшем рассмотрении работы как насоса, так и подъемника.

На основании теоретических и экспериментальных исследований получены следующие расчетные формулы для коэффициента сепарации σ : для башмака фонтанного лифта

$$\sigma_0 = \sigma_0 / [1 + 0,7 q_{ж} / (w_0 F_{ж})]; \quad (2.90)$$

для приема скважинного штангового насоса

$$\sigma_{ш} = \sigma_0 / [1 + 1,05 q_{ж} / (w_0 F_{ж})]; \quad (2.91)$$

для приема погружного центробежного электронасоса

$$\sigma_u = 1 / [1 + 0,75 q_{ж} / (w_0 f'_{г})]; \quad (2.92)$$

где σ_0 – коэффициент сепарации свободного газа на режиме нулевой подачи

$$\sigma_0 = 1 - (d_{нар} / D_{ж})^2; \quad (2.93)$$

$d_{нар}$ – наружный диаметр НКТ, м; $D_{ж}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $q_{ж}$ – объемный расход жидкости в условиях приема оборудования, м³/с; w_0 – относительная скорость газовых пузырьков, м/с. Относительная скорость газовых пузырьков зависит от обводненности продукции: при $B \leq 0,5$ $w_0 = 0,02$ м/с; при $B > 0,5$ $w_0 = 0,17$ м/с; $F_{ж}$ –

площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, м²; f'_3 – площадь кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и погружным насосом, м

$$f'_3 = \pi(D_{\text{эк}}^2 - d_n^2)/4, \quad (2.94)$$

d_n – диаметр погружного насоса, м.

2.12. ВЛИЯНИЕ СЕПАРАЦИИ СВОБОДНОГО ГАЗА НА ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Основное влияние сепарация свободного газа на приеме погружного оборудования оказывает на газовый фактор продукции, поступившей в насос (башмак лифта), и на давление насыщения. Изменение газового фактора и давления насыщения приводит к соответствующему изменению физических свойств нефти, освещенных в первом разделе.

При частичной сепарации свободного газа у приема погружного оборудования (при содержании азота в нефтяном газе до 40%) фактический газовый фактор G_0 факт рассчитывают по зависимости:

$$G_{0\text{факт}} = G_0 \left\{ 1 - \left[1 - \left(\frac{p_{\text{пр}} - 0,1}{p_{\text{нас } t_{\text{пр}}} - 0,1} \right)^{\frac{1,501+0,32y_a^2}{1,567+y_a^2}} \right] \sigma \right\}, \quad (2.95)$$

где G_0 – газовый фактор, приведенный к стандартным условиям м³/м³; $p_{\text{пр}}$ – 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:

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

Таким образом, в общем виде алгоритм расчета $p'_{нас}$ и $G_0 \text{ факт}$ сводится к следующему:

1. По соответствующим зависимостям, изложенным в разделе 2.1, рассчитывается температура у приема погружного оборудования $t_{пр}$.
2. По зависимости (1.21) определяется давление насыщения при $t_{пр}$.
3. По соответствующим зависимостям (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 $p_{пр}$.
5. По формуле (2.95) находится фактический газовый фактор $G_0 \text{ факт}$.
6. По формуле (2.96) вычисляется соответствующее $G_0 \text{ факт}$ давление насыщения $p'_{нас}$.

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_f вычисляются по формуле Дарси-Вейсбаха:

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

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

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

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

Число Рейнольдса

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

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):

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

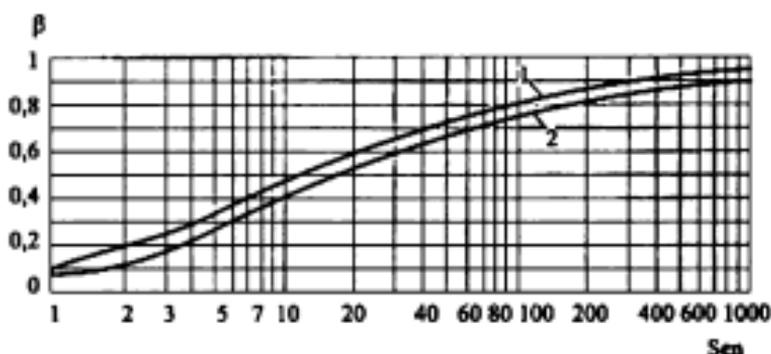


Рис. 11.

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

$$\Delta p_{\tau} = 4\tau_0 H / (\beta_{\tau} d_{\text{вн}}), \quad (3.9)$$

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

$$Sen_{\tau} = \tau_0 d_{\text{вн}} / (\eta w). \quad (3.10)$$

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

$$\Delta p_{\tau} = 0,012 \rho_{\text{жк}} H w^2 / d_{\text{вн}}. \quad (3.11)$$

Обратная закачка.

1. Ньютоновские жидкости. Потери на трение в кольцевом зазоре

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

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

Число Рейнольдса

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

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

2. Вязкопластичные жидкости.

Критическая скорость

$$w_{\text{кр}} = \eta Re_{\text{крит}} / [\rho_{\text{ж}} (D_{\text{вн}} - d_{\text{всп}})], \quad (3.14)$$

где $Re_{\text{крит}}$ – критическое число Рейнольдса вязкопластичной жидкости, характеризующее смену режима ее течения:

$$Re_{\text{крит}} = 2100 + 7,3 He^{0,58}, \quad (3.15)$$

He – параметр Хедстрема:

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

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

$$\text{Sen}_{\text{св}} = \tau_0 (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) / (\eta w), \quad (3.17)$$

а параметр Рейнольдса

$$\text{Re}_{\text{св}} = w (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) \rho_{\text{жл}} / \eta. \quad (3.18)$$

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

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

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

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

где $\beta_{\text{кз}}$ – 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 $\text{Re}_{\text{св}} > R_{\text{крн}}$ ($w > w_{\text{кр}}$) и потери на трение рассчитывают по формуле

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

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 $L_{\text{с}} = 3200$ м, глубина спуска колонны НКТ $H = 3200$ м, пластовое давление $p_{\text{пл}} = 35$ МПа. Скважина обсажена 168-мм обсадной колонной с внутренним диаметром $D_{\text{вн}} = 0,1503$ м и полностью заполнена глинистым раствором плотностью $\rho_{\text{рл}} = 1150$ кг/м³. Наружный диаметр НКТ $d_{\text{нар}} = 0,089$ м, внутренний диаметр $d_{\text{вн}} = 0,076$ 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 $\mu_3 = 0,001$ Па·с. Закачка ведется агрегатом 4АН-700 (УН1-630×700А).

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 $p_c = p$. Забойное давление в этом случае

$$\Delta p_{\text{заб}} = p_{\text{заб}} = \rho_{\text{гн}} g(H - x) + \rho_3 g x + \Delta p_{\text{тр,гн}} + \Delta p_{\text{тр,з}}, \quad (3.22)$$

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

Обозначим градиенты потерь давления на трение при движении жидкостей глушения и закачки в кольцевом зазоре соответственно $A_{\text{тр,гн}}$ и $A_{\text{тр,з}}$:

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

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

Скорость движения жидкости в трубах

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

а в кольцевом зазоре

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

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

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

$$x = \frac{H(\rho_{\text{гн}} g + A_{\text{тр,з}}) - p_{\text{заб}}}{g(\rho_{\text{гн}} - \rho_3) + (A_{\text{тр,з}} - A_{\text{тр,гн}})}. \quad (3.27)$$

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

$$p_3 = (\rho_{\text{га}} - \rho_3)g(H - x) + \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{загн}} + \Delta p_{\text{кст}}, \quad (3.28)$$

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

Объем закачиваемой в скважину жидкости

$$V_1 = \pi [d_{\text{вн}}^2 H + (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)x] / 4. \quad (3.29)$$

Максимальный объем жидкости закачки

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

Продолжительность закачки

$$T_1 = V_1 / Q. \quad (3.31)$$

Максимальное время закачки для замещения всей жидкости глушения в скважине

$$T_{1\text{макс}} = V_{1\text{макс}} / Q. \quad (3.32)$$

При выборе оборудования необходимо знать максимальное давление закачки

$$p_{3\text{макс}} = gH(\rho_{\text{га}} - \rho_3) + \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{загн}} + \Delta p_{\text{кст}}, \quad (3.33)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$, $\Delta p_{\text{кст}}$ – соответственно потери давления на трение при движении в трубах жидкости глушения и жидкости закачки на расстоянии H , Па; $\Delta p_{\text{загн}}$ – потери давления на трение при движении жидкости глушения в кольцевом зазоре на расстоянии H , Па;

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

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

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

Так как $Re_{\text{кз}} = 63874,6 > 2320$, 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):

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

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

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

Определим по (3.14) критическую скорость

$w_{\text{кр}} = 1,595 \cdot 10^{-2} \cdot 5848,6 / [1150 (0,1503 - 0,089)] = 1,323 \text{ м/с}$, а также по (3.18) – число Рейнольдса

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

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

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

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

Определяем по (3.27) высоту x от забоя скважины:

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

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):

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

Так как $Re_{\text{тр}} = 201096 > Re_{\text{г}} = 100000$, то коэффициент λ вычисляем по (3.5):

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

По формуле (3.1) рассчитываем:

$$\Delta\rho_{\text{тр}} = 0,81 \cdot 0,0156 \cdot 3200 \cdot 0,012^2 \cdot 1000 / (0,076)^5 = 2,296 \cdot 10^6 \text{ Па} \approx 2,3 \text{ МПа.}$$

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 $\Delta p_{тр}$ рассчитываем по (3.11):

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

По формуле (3.34) находим

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

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

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

Рассчитываем по (3.28) давление закачки:

$$p_2 = (1150 - 1000)9,81 (3200-1458) \cdot 10^{-6} + 2,3 + 1,45 + 0,56 = \\ = 2,56 + 2,3 + 1,45 + 0,56 = 6,87 \text{ МПа.}$$

Таким образом, давление закачки равно 6,87 МПа. Рассчитываем максимальное давление закачки по (3.33):

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

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 $p_{зб} = p_{тх}$.

В этом случае забойное давление

$$p_{зб} = p_{тх} = \rho_{тн} g (H - x) + \rho_{з} g x + \Delta p_{тр} + \Delta p_{тн}, \quad (3.35)$$

где $\Delta p_{тр}$, $\Delta p_{тн}$ – 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 $B_{\tau_{га}}$ и B_{τ_3} (Па/м):

$$B_{\tau_{га}} = \left\{ \begin{array}{l} 4\tau_0 / (\beta_r d_{\text{ин}}) - \text{ламинарный режим,} \\ 0,012\rho_{га} w^2 / d_{\text{ин}} - \text{турбулентный режим,} \end{array} \right\}, \quad (3.36)$$

$$B_{\tau_3} = \lambda w^2 \rho_3 / (2d_{\text{ин}}). \quad (3.37)$$

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

$$x = \frac{H(\rho_{га}g + B_{\tau_{га}}) - p_{\text{на}}}{g(\rho_{га} - \rho_3) + (B_{\tau_{га}} - B_{\tau_3})}. \quad (3.38)$$

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

$$p_1 = (\rho_{га} - \rho_3)g(H - x) + \Delta p_{\text{вст}} + \Delta p_{\tau_3} + \Delta p_{\tau_{га}}, \quad (3.39)$$

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

Объем закачки

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

Максимальное давление закачки

$$p_{1\text{max}} = gH(\rho_{га} - \rho_3) + \Delta p_{\tau_{га}} + \Delta p_{\text{вст}} + \Delta p_{\tau_3}. \quad (3.41)$$

Рассчитываем по (3.37) B_{τ_3} , учитывая, что $w = 2,646$ м/с; $\lambda = 0,0156$ (решение при прямой закачке):

$$B_{\tau_3} = 0,0156 (2,646)^2 \cdot 1000 / (2 \cdot 0,076) = 718,556 \text{ Па/м.}$$

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

$$B_{\tau_{га}} = \Delta p_{\tau_{га}} / H \quad (3.42)$$

или

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

По формуле (3.38) рассчитываем

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

Объем жидкости закачки по (3.40) $V_J = 3,14 [(0,076)^2 \cdot 2553,52 + (0,1503^2 - 0,089^2) 3200] / 4 = 48,43 \text{ м}^3$.

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 $A_{\text{кз}} = 176,24 \text{ Па/м}$. Рассчитываем:

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

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

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

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

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

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 $\Delta p_{\text{тр}} = 4,07 \text{ МПа}$):

$$p_{3\text{ макс}} = 9,81 \cdot 3200(1150 - 1000) 10^{-6} + 4,07 + 1,45 + 0,56 = 10,79 \text{ МПа.}$$

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 задавлена минерализованной водой плотностью $\rho_{ж} = 1116 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\rho_{\nu} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$. В качестве жидкости закачки используется неньютоновская нефть с плотностью $\rho_{н} = 880 \text{ кг/м}^3$.

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) $H_{пр}$, зависящая в основном от давления, создаваемого компрессором p .

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

Предельная глубина оттеснения статического уровня жидкости в трубах

$$H_{пр} = \frac{(p_x - p_y)10^6}{g(\rho_{ж} - \rho_{гст} B_r) + A_{взж} + A_{тр}}, \quad (3.43)$$

где p_x – давление, создаваемое компрессором, МПа; p_y – давление на устье скважины, МПа; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в скважине (жидкость глушения), кг/м^3 ; $\rho_{гст}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3 ; B_r – поправочный коэффициент для газа, вычисляемый по формуле

$$B_r = p_x T_{ст} / (p_0 T_z), \quad (3.44)$$

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

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

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

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

$\lambda_{\text{г}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении газа в трубах; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа в скважине (при $p_{\text{к}}$ и T), кг/м³; $w_{\text{тр}}$ – скорость движения газа в трубах, м/с

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

$q_{\text{ст}}$ – подача компрессора, приведенная к стандартным условиям, м³/мин.

Скорость движения жидкости в кольцевом зазоре

$$w_{\text{сжк}} = w_{\text{тр}} \frac{d_{\text{вн}}^2}{(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)} = \frac{4q_{\text{ст}}}{60\pi B_{\text{г}} (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)}. \quad (3.48)$$

Объем закачиваемого в скважину газа (при $p_{\text{к}}$ 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

$$H_{\text{пр}} = \frac{(p_x - p_y)10^6}{g(\rho_x - \rho_{\text{гст}}B_r) + A_{\text{кст}} + A_{\text{тр}}}, \quad (3.51)$$

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

$$A_{\text{тр}} = \lambda_{\text{ж}} w_{\text{тр}}^2 \rho_{\text{ж}} / 2(d_{\text{вн}}), \quad (3.52)$$

$$A_{\text{кст}} = \lambda_{\text{г}} w_{\text{кст}}^2 \rho_{\text{г}} / [2(D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})], \quad (3.53)$$

$\lambda_{\text{ж}}$, $\lambda_{\text{г}}$ – соответственно коэффициент гидравлических сопротивлений при движении жидкости в трубах и газа в кольцевом зазоре; $w_{\text{тр}}$, $w_{\text{кст}}$ – соответственно скорость движения жидкости в трубах и газа в кольцевом зазоре, м/с.

Скорость движения газа в кольцевом зазоре

$$w_{\text{кст}} = 4q_{\text{ст}} / [60\pi B_r (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)], \quad (3.54)$$

а скорость движения жидкости в трубах

$$w_{\text{тр}} = w_{\text{кст}} \frac{(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)}{d_{\text{вн}}^2} = \frac{4q_{\text{ст}}}{60\pi B_r d_{\text{вн}}^2}. \quad (3.55)$$

Объем закачиваемого в скважину газа (при p_x 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 $A_{\text{тр}}$ и $A_{\text{кст}}$ достаточно малы, в практических расчетах можно принимать $A_{\text{тр}} = A_{\text{кст}} = 0,2$ 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 $d_{\text{Н}} = 0,06$ м; внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 0,0503$ м; глубина скважины $L_{\text{с}} = 1700$ м; пластовое давление $p_{\text{пл}} =$

18,5 МПа; скважина до устья заполнена водой плотностью $\rho_w = 1100 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\mu_w = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$. Освоение проводится обратной закачкой передвижной компрессорной установкой УКП-80 (рабочее давление $p_k = 8 \text{ МПа}$, подача $q_{ст} = 8 \text{ м}^3/\text{мин}$). Средняя температура в скважине $T = 299 \text{ К}$; коэффициент сверхсжимаемости газа $z = 0,89$; плотность газа $\rho_{гст} = 1,1 \text{ кг/м}^3$; $\mu_r = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

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

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

По формуле (3.54)

$$w_{кр} = 4 \cdot 8 / [603,14 \cdot 88,084 (0,1503^2 - 0,06^2)] = 0,1015 \text{ м/с}.$$

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 $\lambda_{ж}$ рассчитываем по (3.3):

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

Рассчитываем плотность газа при p_k и T :

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

Определяем число Рейнольдса для газа, движущегося по кольцевому зазору:

$$Re_{кз} = \frac{w_{кр} (D_{кз} - d_{ст}) \rho_r}{\mu_r} = \frac{0,1015 (0,1503 - 0,06) 96,9}{0,5 \cdot 10^{-3}}$$

$$= 0,888 / (0,5 \cdot 10^{-3}) = 1776.$$

Так как $Re_r < 2100$, то режим движения ламинарный и

$$\lambda_r = 64 / Re_{кзr} = 64 / 1776 = 0,036.$$

Рассчитываем по (3.53) и (3.52) соответственно:

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

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

Вычисляем по формуле (3.51) предельную глубину

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

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, газует 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 сульфонола).

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

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

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

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

$$a = V_{г\text{ст}} / Q_{ж}. \quad (3.57)$$

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

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{pT_{г\text{ст}}}{a\rho_0 Tz}}. \quad (3.59)$$

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

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

Плотность пены ρ_n определяется по формуле

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

или с учетом (1.19)

$$\rho_n = \rho_{ж}(1 - \varphi) + \rho_{г\text{ст}}\varphi \frac{pT_{г\text{ст}}}{\rho_0 Tz}. \quad (3.61)$$

Градиент потерь давления от веса гидростатического столба пены

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

Градиент потерь давления на трение в трубах:

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

в кольцевом зазоре:

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

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 $\lambda = 0,03$; $w_{т}$, $w_{кз}$ – соответственно скорости движения пены в трубах и кольцевом зазоре, м/с

$$w_{т} = 4Q_n / \pi d_{шт}^2, \quad (3.65)$$

$$w_{кз} = 4Q_n / [\pi(D_{шт}^2 - d_{нар}^2)], \quad (3.66)$$

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

$$Q_n = Q_{ж} \left(1 + \frac{ap_0 Tz}{p T_{сж}}\right). \quad (3.67)$$

Давление закачки рассчитывают по следующим формулам:

прямая закачка

$$p_1 = p_{узд} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{трт} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{тркз} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{гс кз} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{гс т} \right] H, \quad (3.68)$$

обратная закачка

$$p_1 = p_{гт} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{тркз} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{трт} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{гс т} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{гс кз} \right] H, \quad (3.69)$$

где $\left(\frac{dp}{dH}\right)_{гст}$, $\left(\frac{dp}{dH}\right)_{гкв}$ – соответственно градиенты потерь давления

от действия гидростатического столба пены в трубах и в кольцевом зазоре, Па/м; $p_{гкв}$, $p_{гст}$ – 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 ($\rho_w = 1000$ кг/м³) и осваивается пеной со степенью аэрации $a = 50$. В качестве пенообразователя используется водный раствор сульфонола 0,1%-ной концентрации (1 кг сульфонола + 1000 кг воды). Колонна НКТ спущена до забоя $H = 1700$ м ($d_{нп} = 0,089$ м, $d_{вн} = 0,076$ м). В скважину закачивается двухфазная пена: водный раствор сульфонола 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 сжимаемости газа $z = 1$, расход воды $Q_w = 0,012$ м³/с (4АН-700).

Решение. Рассчитываем φ по формуле (3.60):

нисходящий поток

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

восходящий поток

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

Вычисляем по (3.61) плотность пены: нисходящий поток

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

ходящий поток

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

Определяем по (3.67) расход пены

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

Рассчитываем по (3.65) и (3.66) скорости:

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

$$w_{\text{сж}} = 40,02 / [3,14 \cdot (0,1503^2 - 0,089^2)] = 1,74 \text{ м/с}.$$

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)

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

в трубах (восходящий поток)

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

в кольцевом зазоре (нисходящий поток)

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

в кольцевом зазоре (восходящий поток)

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

В соответствии с (3.68) давление при прямой закачке

$$p_{\text{зп}} = p_{\text{ука}} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тртн}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тркв}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} \right] H$$

или (при $p_{\text{ука}} = 0,1$ МПа)

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

В соответствии с (3.69) давление при обратной закачке

$$p_{\text{зо}} = p_{\text{уот}} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тртн}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тртв}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} \right] H$$

или (при $p_{\text{уот}} = 0,1$ МПа)

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

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

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

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

В этом случае забойное давление

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

Забойное давление в заглушенной до устья водой скважине

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

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

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 промышленной 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

Сопоставляя замеренные забойные давления на различных режимах работы скважины и сравнивая их с давлением насыщения $p_{нас} = 8$ 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

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

Таким образом, уравнение притока нефти для данной скважины имеет вид

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

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 $p_{зоб} = p_{нас} - \Delta p = 8 - 4,45 = 3,55$ МПа.

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

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

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:

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

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 сут² · МПа²/м⁶; V – дебит газа, м³/сут.

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

$$(p_{\text{на}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/V = A + BV. \quad (4.9)$$

Результаты исследования газовой скважины на установившихся режимах работы обрабатываются в координатах $(p_{\text{на}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/V - V$. В этих координатах результаты исследования представляют прямую ли-

нию, экстраполяция которой до оси $(p_{на}^2 - p_{заб}^2)/V$ отсекает на ней отрезок A . Угловый коэффициент B этой прямой рассчитывают так;

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

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 $p_{на} = 22$ МПа.

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

Здесь же представлены результаты расчета $(p_{на}^2 - p_{заб}^2)$ и $(p_{на}^2 - p_{заб}^2)/V$. На рис. 15 приведена зависимость $(p_{на}^2 - p_{заб}^2)/V = f(V)$. 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:

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

Таким образом, уравнение притока газа в данную скважину имеет вид

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

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

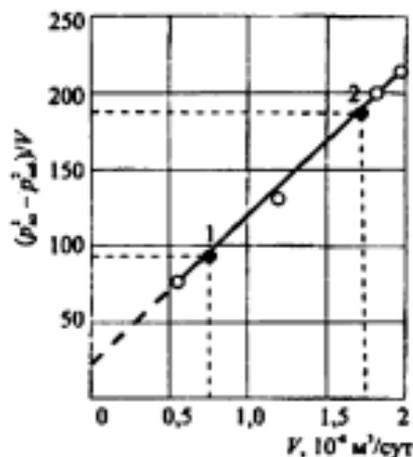


Рис. 15.
Индикаторная линия газовой скважины в координатах
($p_{пл}^2 - p_{зб}^2$) / $VV - V$.

$$p_{зб} = \sqrt{22^2 + 25 \cdot 10^{-6} \cdot 0,75 \cdot 10^{-6} - 92,5 \cdot 10^{-12} \cdot 0,5625 \cdot 10^{12}} = \\ = \sqrt{484 - 18,75 - 52,03} = 20,33 \text{ МПа.}$$

4.3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

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

$$Q_m = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{зб})}{\mu_n b_n \ln \frac{R_n}{r_{сп}}}, \quad (4.12)$$

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_n – радиус контура питания, м ; $r_{сп}$ – приведенный радиус скважины, м .

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

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

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

Подставляя (4.2) в (4.13), получаем

$$K'_{np} = \frac{2\pi kh}{\mu_n b_n \ln \frac{R_x}{r_{np}}},$$

или

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{K'_{np} b_n \ln \frac{R_x}{r_{np}}}{2\pi}, \quad (4.14)$$

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

$$K'_{np} = 1,15741 \cdot 10^{-4} \frac{K_{np}}{\rho_n}. \quad (4.15)$$

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

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{z p_o T_{na}}{a \pi T_{cr}} \ln \frac{R_x}{r_{np}}, \quad (4.16)$$

где μ_r – 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 $K_{пр} = 14,634$ т/(сут · МПа). Толщина продуктивного пласта $h = 5$ м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре $b_n = 1,22$; плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{нп} = 802$ кг/м³; вязкость пластовой нефти $\mu_n = 2$ мПа·с; радиус контура питания $R_k = 200$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 9 \cdot 10^{-6}$ м.

Решение. Определяем коэффициент продуктивности по формуле (4.15):

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

Рассчитываем по (4.14) коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{2,1119 \cdot 10^{-10} \cdot 1,22 \ln \frac{200}{9 \cdot 10^{-6}}}{2 \cdot 3,14} = 0,94 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{Па}).$$

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:

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

Задача 4.5. Вычислить параметры призабойной зоны газовой скважины (закон Дарси соблюдается) для следующих условий: $A = 25 \cdot 10^6$ МПа² · сут/м³; пластовая температура $T_{пл} = 315$ К; радиус контура питания $R_k = 400$ м; приведенный радиус скважины $r_{пр} = 5 \cdot 10^{-5}$ м; толщина пласта $h = 11,3$ м; вязкость газа в пластовых условиях $\mu_r = 1,3 \cdot 10^{-5}$ Па·с; коэффициент сжимаемости $z = 0,791$.

Решение. Рассчитываем по (4.17) числовой коэффициент $a = 8,64 \cdot 10^{16} \cdot 25 \cdot 10^6 = 2,16 \cdot 10^{12}$ с·Н²/м⁷.

Определяем по (4.16) коэффициент гидропроводности (газопроводности):

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

Коэффициент подвижности газа

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

Проницаемость призабойной зоны

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

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 скважиной объема пласта,

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

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-направленных скважин;

отсутствие или ограниченные пределы возможного применения добывающего оборудования;

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

ограниченные ресурсы рабочего агента (например, газа при компрессорной эксплуатации) и другие.

Задача 4.6. Рассчитать норму отбора нефти из скважины, эксплуатируемой компрессорным способом для следующих условий: пластовое давление $p_{пл} = 16$ МПа, давление насыщения $p_{нас} = 8$ МПа, коэффициент продуктивности $K_{пр} = 40$ т/(сут · МПа). Механическая прочность коллектора допускает работу скважины с потенциальным дебитом. Максимально возможный расход рабочего агента (газа) составляет $V'_r = 60000$ м³/сут.

Глубина скважины $L_c = 2200$ м; плотность пластовой нефти $\rho_{пл} = 850$ кг/м³; плотность дегазированной нефти $\rho_n = 902$ кг/м³; газовый фактор $G_0 = 40$ м³/т; средний коэффициент растворимости нефтяного газа $\alpha = 5$ л/МПа; располагаемое рабочее давление газа $p_D = 5$ МПа; давление на устье скважины $p_V = 0,8$ МПа.

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

Так как $p_{зб} > p_D$, то длину подъемника H рассчитаем по следующей формуле:

$$H = L_c - (p_{зб} - p_D) / (\rho_{см} g), \quad (4.19)$$

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

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

$$d = 400 \sqrt{\frac{\rho_n H}{p_6 - p_y}} \sqrt[3]{\frac{QH}{\bar{\rho}_n g H - p_6 + p_y}}, \quad (4.20)$$

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

Диаметр подъемника

$$d = 400 \sqrt{\frac{876 \cdot 2009}{10^6 \cdot (4,5 - 0,8)}} \sqrt[3]{\frac{400 \cdot 2009}{876 \cdot 9,81 \cdot 2009 - (4,5 - 0,8) \cdot 10^6}} = 99,23 \text{ мм.}$$

Принимаем ближайший стандартный диаметр НКТ с условным диаметром 114 мм, внутренний диаметр 100,3 мм. Удельный расход газа на оптимальном режиме

$$R_{0\text{опт}} = \frac{0,388(\bar{\rho}_n g H + p_y - p_6)}{d^{0,5} (p_6 - p_y) \ln \frac{p_6}{p_y}}. \quad (4.21)$$

В нашем случае

$$R_{0\text{опт}} = \frac{0,388(876 \cdot 9,81 \cdot 2009 + 0,8 \cdot 10^6 - 4,5 \cdot 10^6)}{(100,3)^{0,5} \cdot (4,5 - 0,8) 10^6 \ln \frac{4,5}{0,8}} = 380,4 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Удельный расход нагнетаемого газа

$$R_{0\text{нар}} = R_{0\text{опт}} - \left[G_0 - \alpha \frac{(p_6 + p_y)}{2} \right]. \quad (4.22)$$

В нашем случае

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

Общий расход газа

$$V_r = QR_{0\text{нар}} = 400 \cdot 353,65 = 141460 \text{ м}^3. \quad (4.23)$$

Так как располагаемый объем газа составляет $V_r = 60000 \text{ м}^3$, то обеспечить дебит скважины 400 т/сут невозможно. Принимая полученный удельный расход нагнетаемого газа $R_{0 \text{ нар}} = 353,65 \text{ м}^3/\text{т}$, рассчитаем возможный дебит скважины

$$Q_b = V_r / R_{0 \text{ нар}} = 60\,000 / 353,65 \approx 170 \text{ т/сут.}$$

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:

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

где $\Delta p(t)$ – изменение перепада забойных давлений в функции времени, Па; Q – установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым работала скважина до закрытия, $\text{м}^3/\text{с}$; μ_n – вязкость нефти (жидкости) в пластовых условиях, Па·с; b_n – объемный коэффициент нефти при пластовой температуре; k – проницаемость дренируемой зоны пласта, м^2 ; h – толщина (эффективная) пласта, м; κ – коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, $\text{м}^2/\text{с}$; r_{np} – приведенный радиус скважины, м. Уравнение (4.24) перепишем в следующем виде:

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

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

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

а угловой коэффициент прямой

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

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 ;

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

при известной величине h рассчитать коэффициент подвижности k/μ_n ;

при известных величинах h и μ_n определить проницаемость k ;

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

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

вычислить по известной величине A приведенный радиус скважины

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

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 $b_m = 1,18$; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{пл} = 2,1$ мПа·с; коэффициент пористости $m = 0,27$.

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

Таблица 4.1

Данные восстановления забойного давления

t, c	$p_{зоб}, MPa$	$\Delta p_{зоб}, MPa$	$\ln t$	t, c	$p_{зоб}, MPa$	$\Delta p_{зоб}, MPa$	$\ln t$
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

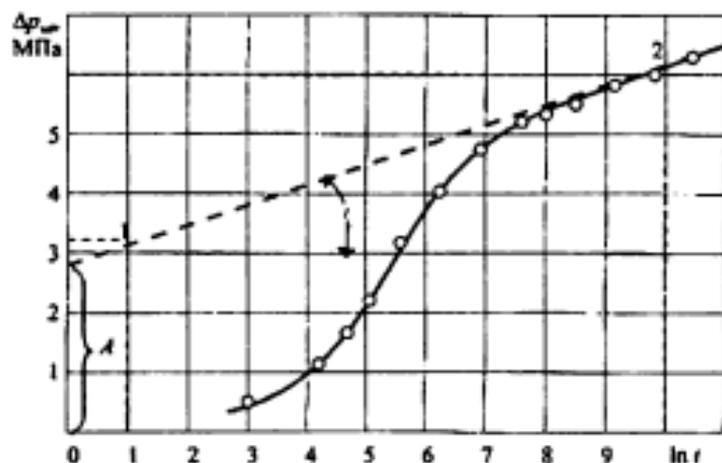


Рис. 16.
Кривая восстановления забойного давления в координатах $\Delta p_{зоб} - \ln t$

Вычисляем объемный дебит скважины

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

Из рис. 16, экстраполируя прямолинейный участок зависимости $\Delta p_{\text{звб}} = f(\ln t)$ до пересечения с осью ординат, определяем $A = 2,9$ МПа. Определяем угловой коэффициент B , используя точки 1 и 2:

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

Используя (4.29), вычисляем коэффициент гидропроводности

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

Вычисляем коэффициент подвижности нефти

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

Рассчитываем проницаемость

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

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)

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

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 $p_{\text{зб}} - Q$ (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 $p_{\text{пл}1} = 16$ МПа, $p_{\text{пл}2} = 17$ МПа, $p_{\text{пл}3} = 16,1$ МПа, $\bar{p}_{\text{пл}} = 16,27$ МПа. Используя уравнение притока (4.2) рассчитываем коэффициенты продуктивности каждого пропластка:

$$K_{\text{пр}1} = 40/(16 - 14,2) = 22,2 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

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

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

Вычисляем суммарный коэффициент продуктивности скважины $K_{\text{пр}4} = 189/(16,27 - 14,2) = 91,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}).$

Так как среднее пластовое давление в скважине $\bar{p}_{\text{пл}} = 16,27$ МПа, а пластовое давление во втором пропластке $p_{\text{пл}2} = 17$ МПа, то этот про-

пластик в остановленной скважине будет работать с дебитом $Q_2 = K_{пр2} (p_{пл2} - \bar{p}_{св}) = 19,3(17 - 16,27) = 14,10 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Очевидно, что поступающая из второго пропластка нефть будет поступать в первый и третий пропластки. Рассчитаем переток нефти из второго пропластка в первый $Q_1 = K_{пр1} (\bar{p}_{св} - p_{пл1}) = 22,2 (16,27 - 16) = 6 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Определим также переток нефти из второго пропластка в третий: $Q_3 = K_{пр3} (\bar{p}_{св} - p_{пл3}) = 50(16,27 - 16,1) = 8,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Таблица 4.2

Результаты дебитометрических исследований скважины при установившихся режимах

Режим работы скважины	$p_{св}$, 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

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 $\bar{p}_{св}$. Более точное его значение $\bar{p}_{св} = 16,265$.

Для данного значения $\bar{p}_{св}$ суммарный коэффициент продуктивности $K_{св4} = 189/(16,265 - 14,2) = 91,5 \text{ м}^3/(\text{сут. МПа})$.

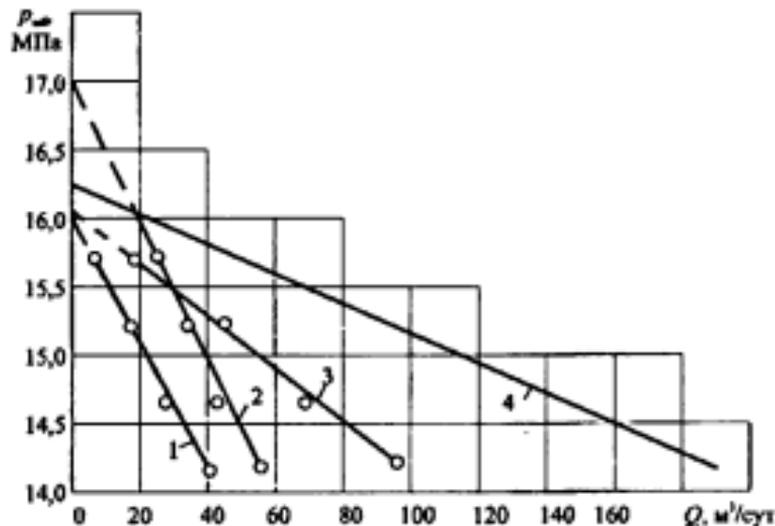


Рис. 17.

Индикаторные линии скважины с тремя продуктивными пропластками

Вычислим суммарный коэффициент продуктивности, зная коэффициенты продуктивности каждого пропластка: $K_{\text{ср } 4} = K_{\text{пр } 1} + K_{\text{пр } 2} + K_{\text{пр } 3} = 22,2 + 19,3 + 50 = 91,5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Таким образом, среднее пластовое давление в скважине составляет $p_{\text{пл}} = 16,265 \text{ МПа}$. 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 $\mu_{\text{пл}} = 1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; радиус контура питания $R_k = 250 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_{\text{пр}} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

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

$$p_{зб} = p_{зтр} + \Delta p_r + \Delta p_{сз} + \Delta p_{св} = p_6 + \Delta p_{св}, \quad (4.32)$$

где Δp_r – перепад давлений, определяемый весом столба газа на расстоянии от динамического уровня до устья. Па; $\Delta p_{сз}$ – перепад давлений, создаваемый столбом газожидкостной смеси (нефти) на расстоянии от динамического уровня до башмака лифта. Па; $\Delta p_{св}$ – перепад давлений, создаваемый столбом водонефтяной смеси (нефти) на расстоянии от башмака лифта до забоя скважины. Па. При этом потерями на трение на этом интервале пренебрегается.

Давление у башмака лифта p_6 рассчитывается по формуле

$$p_6 = p_{зтр} e^{0,000114 \bar{\rho}_г H} + \rho_{сз} g h_n, \quad (4.33)$$

где $p_{зтр}$ – затрубное давление. Па; $\bar{\rho}_г$ – относительная плотность газа в затрубном пространстве; H – динамический уровень, м; $\rho_{сз}$ – плотность

газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины, кг/м^3 ; h_n – глубина погружения башмака лифта под динамический уровень, м.

Эта величина рассчитывается так:

$$h_n = H_6 - H_{\text{дин}}, \quad (4.34)$$

H_6 – 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 $p_b \leq p_{\text{нас}}$. Если $p_b > p_{\text{нас}}$, то $\rho_{\text{см}} = \bar{\rho}_n$ (где $\bar{\rho}_n$ – средняя плотность нефти в затрубном пространстве, рассчитываемая по (2.15)).

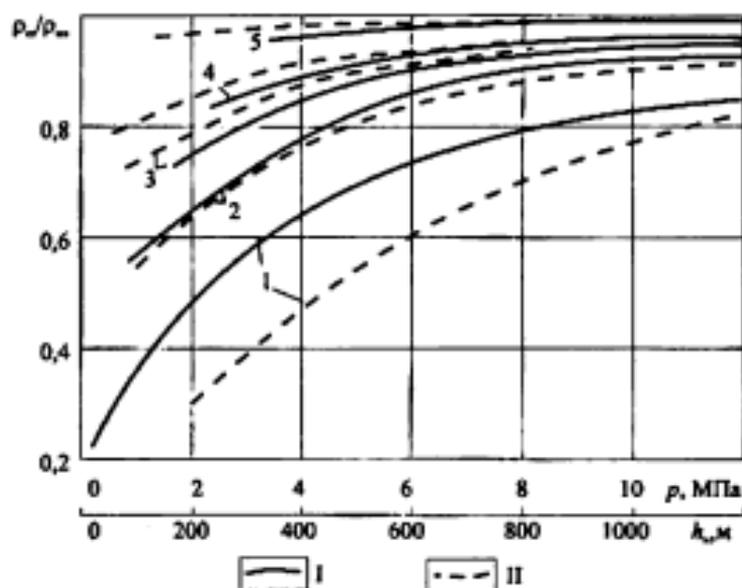


Рис. 18.

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

Перепад давления Δp_{cc} рассчитывается по формуле

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

где $\rho_{\text{вн}}$ ($\rho'_{\text{вн}}$) – плотность водонефтяной смеси в интервале $(L_c - H_6)$, в случае неполного (полного) выноса воды, кг/м^3 .

Величины $\rho_{\text{вн}}$ ($\rho'_{\text{вн}}$) 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 $D_{\text{ЭК}} = 0,1503$ м. Продукция скважины обводнена; обводненность $B = 0,3$. Плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 864$ кг/м^3 , плотность пластовой нефти $\rho_{\text{пл}} = 805$ кг/м^3 , плотность воды $\rho_w = 1160$ кг/м^3 , относительная плотность газа $\bar{\rho}_r = 1,05$, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,16$, кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях $\nu_{\text{пл}} = 2 \cdot 10^{-6}$ $\text{м}^2/\text{с}$. Скважина фонтанирует по колонне НКТ с внутренним диаметром $d_{\text{вн}} = 0,0403$ м, спущенной на глубину $H_6 = 1050$ м.

Результаты исследования скважины представлены ниже:

Режим работы скважины	1	2	3	4
Дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$	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:

$$\text{Re}_* = \frac{1,274 \cdot 120 (1 - 0,3) 1,16}{86 \cdot 400 \cdot 0,1503 \cdot 2 \cdot 10^{-6}} = 4780.$$

Выполняется условие (2.16), то есть в интервале скважины "забой – башмак лифта" происходит полный вынос воды. Вычисляем по формуле (2.15).

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

по формуле (2.19)

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

по формуле (4.35)

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

по формуле (4.34)

$$h_{ш} = 1050 - 350 = 700 \text{ м}.$$

По рис. 18 для $h_{ш} = 700$ м и $p_{згтп} = 0,5$ МПа находим $\rho_{сг}/\rho_{жл} = 0,86$.

Здесь $\rho_{жл}$ – плотность жидкой фазы в затрубном пространстве, вычисляемая по формуле (при $B > 0$)

$$\rho_{жл} = 1,07 \rho_{зд}. \quad (4.36)$$

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

Вычисляем по (4.33) давление у башмака

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

Рассчитываем по (4.32) $p_{звб}$ для режима 1: $p_{звб} = 5,98 + 6,86 = 12,84$ МПа.

Проведем расчет $p_{звб}$ для режима 4. В соответствии с (2.18):

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

Так как $Re_{ш} < 1600$, то условие (2.16) не выполняется. Проверим выполнение условий (2.17):

$$H'_{6(сн)} = \frac{1800(0,1503)^2}{(0,1503)^2 + (0,0403)^2} = 1679,3 \text{ м}.$$

Таким образом:

$$\left. \begin{aligned} Re_{ш} = 995,8 < Re_{ш,сп} = 1600, \\ H_{6(сн)} = 1050 < H'_{6(сн)} = 1679,3, \end{aligned} \right\}$$

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):

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

Вычисляем:

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

$$h_n = 1050 - 25 = 1025 \text{ м}.$$

По рис. 18 для $h_n = 1025 \text{ м}$ и $p_{\text{заб}} = 1,5 \text{ МПа}$ находим $\rho_{\text{св}}/\rho_{\text{жн}} = 0,975$ или $\rho_{\text{св}} = 0,975 \cdot 924,48 = 901,37 \text{ кг/м}^3$. Рассчитываем:

$$p_6 = 1/5 e^{0,000114 \cdot 1,05 \cdot 25} + 901,37 \cdot 9,81 \cdot 1025 = 1,505 + 9,06 = 10,565 \text{ МПа}.$$

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

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

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

Ответ: $p_{\text{пл}} = 20,45 \text{ МПа}$; $K_{\text{пр}} \approx 15,77 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

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_0 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_0 и расходе нагнетаемого газа V_r давление у башмака подъемника (у рабочего клапана)

$$p_6 = \sqrt{p_p^2 - mV_r^2} + p_r, \quad (4.37)$$

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:

$$p_6 = p_p (e^{0,000114H_6 \cdot H_6} - 1), \quad (4.38)$$

H_6 – 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 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_{6A} и p_{6B} , получаем

$$m = (p_{pB}^2 - p_{pA}^2) / (V_{rB}^2 - V_{rA}^2), \quad (4.39)$$

где p_{6A} , p_{6B} – соответственно, рабочее давление в точках B и A при условии $Q = \text{const}$, МПа; V_{rB} , V_{rA} – соответственно, расход нагнетаемого газа в точках B и A , м³/сут.

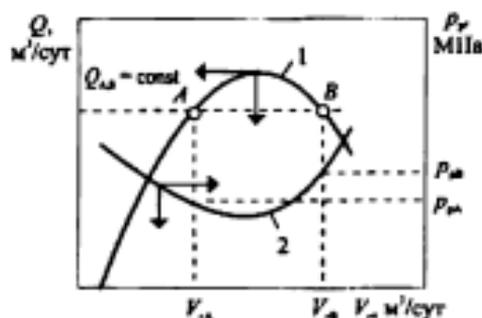


Рис. 19.

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

Забойное давление $p_{зоб}$ рассчитывается по (4.32). Если башмак спущен до интервала перфорации, то принимается $p_6 = p_{зоб}$.

Задача 4.12. Обработать результаты исследования газлифтной скважины и построить индикаторную линию, если подъемник спущен до интервала перфорации на глубину $H_6 = 1260$ м. Относительная плот-

ность рабочего агента $\bar{\rho} = 1,12$. 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 $p_D = f(V_r)$, 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 $V_{rA} = 4900$ м³/сут и $V_{rB} = 13000$ м³/сут, а также соответствующие им рабочие давления

$$p_{DA} = 5,45 \text{ и } p_{DB} = 5,65 \text{ МПа.}$$

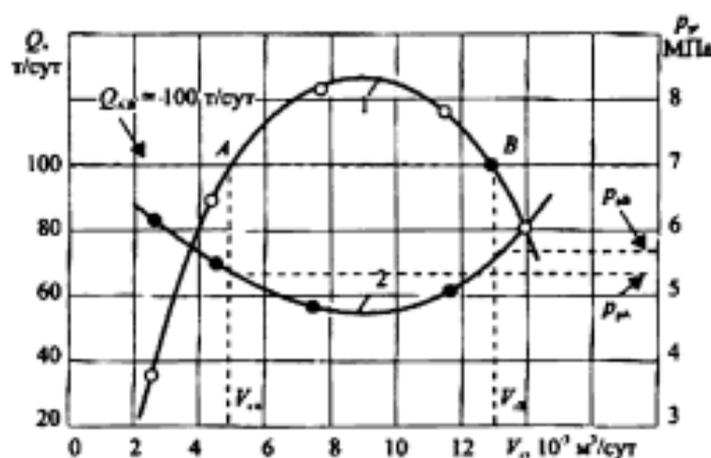


Рис. 20.

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:

$$p_{61} = \sqrt{(6,18)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (2600)^2} + 6,18(e^{0,000114,1,12,1260} - 1) = 6,171 + 6,18 \cdot 0,17454 = 7,249 \text{ МПа.}$$

Для режима 2:

$$p_{62} = \sqrt{(5,55)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (4400)^2} + 5,55 \cdot 0,17454 = 5,523 + 0,968 = 6,491 \text{ МПа.}$$

Для режима 3:

$$p_{63} = \sqrt{(4,90)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (7600)^2} + 4,9 \cdot 0,17454 = 4,809 + 0,855 = 5,664 \text{ МПа.}$$

Для режима 4:

$$p_{64} = \sqrt{(5,05)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (11600)^2} + 5,05 \cdot 0,17454 = 4,842 + 0,881 = 5,723 \text{ МПа.}$$

Для режима 5:

$$p_{65} = \sqrt{(6,10)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (1400)^2} + 6,10 \cdot 0,17454 = 5,848 + 1,065 = 6,913 \text{ МПа.}$$

По результатам расчетов, учитывая, что подъемник спущен до интервала перфорации ($p_6 = p_{226}$), строим зависимость $Q = f(p_{226})$, которая представлена на рис. 21. Экстраполируя эту зависимость, находим пластовое давление ($p_{пл} = 8 \text{ МПа}$).

По известным p_{226} рассчитываем депрессии и строим индикаторную линию $Q = f(\Delta p)$ (см. рис. 21).

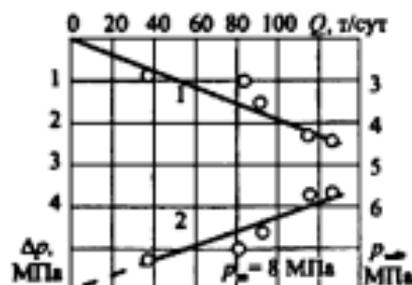


Рис. 21.

Зависимости $Q = f(p_{шт})$ (линия 2)

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) $P'_{шт}$.

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

где $P'_{шт}$ – нагрузка от веса штанг в воздухе, Н; $\rho_{шт}$, $\rho_{см}$ – соответственно, плотность материала штанг ($\rho_{шт} = 7800 \text{ кг/м}^3$) и смеси в НКТ, кг/м^3 .

При остановке головки балансира в верхней мертвой точке нагрузка на штанги

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

откуда

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

где $p_{\text{вын}}$, $p_{\text{прн}}$ – соответственно давление на выкиде и на приеме насоса, Па; $F_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плунжера, м^2 . Давление на выкиде насоса

$$p_{\text{вын}} = \rho_{\text{см}} g H_{\text{н}} + p_{\text{у}}, \quad (4.42)$$

где $H_{\text{н}}$ – глубина спуска насоса, м; $p_{\text{у}}$ – давление на устье скважины, Па.

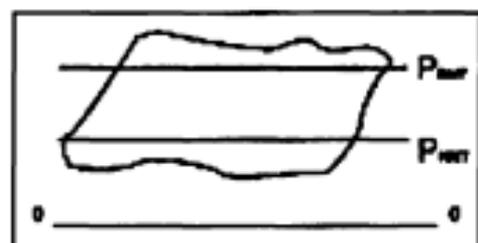


Рис. 22.

Динамограмма нормальной работы установки скважинного штангового насоса

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

$$p_{\text{вын}} = \rho_{\text{ш}} g H_{\text{н}} \left(1 - \frac{P_{\text{НМТ}}}{P_{\text{ш}}}\right) + p_{\text{у}}. \quad (4.43)$$

Подставляя (4.43) в (4.41), получаем

$$p_{\text{прн}} = \rho_{\text{ш}} g H_{\text{н}} \left(1 - \frac{P_{\text{НМТ}}}{P_{\text{ш}}}\right) + p_{\text{у}} - \frac{P_{\text{выт}} - P_{\text{НМТ}}}{F_{\text{пл}}}. \quad (4.44)$$

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:

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

где α – угол отклонения скважины от вертикали, градус. Давление на выкиде насоса

$$p_{\text{пр}} = \rho_{\text{ш}} g H_{\text{н}} \cos \alpha \left[1 - \frac{P_{\text{выт}}}{P_{\text{ш}}(1 - 0,0165 \alpha)} \right] + p_{\gamma}, \quad (4.46)$$

а давление на приеме насоса

$$p_{\text{пр}} = \rho_{\text{ш}} g H_{\text{н}} \cos \alpha + p_{\gamma} - \frac{P_{\text{выт}}}{F_{\text{ш}}} + \frac{P_{\text{выт}}}{P_{\text{ш}}(1 - 0,0165 \alpha)} \left(\frac{1}{F_{\text{ш}}} - \frac{\rho_{\text{ш}} g H_{\text{н}} \cos \alpha}{P_{\text{ш}}} \right). \quad (4.47)$$

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

Решение. Рассчитываем по (4.43) давление на выкиде насоса

$$p_{\text{выт}} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 1200 \left(1 - \frac{26777}{29430} \right) 10^{-6} + 0,42 = 8,277 + 0,42 = 8,7$$

МПа.

Вычисляем по (4.44) давление на приеме

$$p_{\text{пр}} = 8,7 - \frac{35667 - 26777}{14,51 \cdot 10^{-6}} = 8,7 - 612,68 \cdot 10^4 = 2,57 \text{ МПа.}$$

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 $H_{\text{н}} = 828$ м спущен штанговый насос диаметром $D_{\text{пл}} = 32$ мм. Масса колонны штанг 2105 кг. Давление на устье $p_{\gamma} = 1,2$ МПа. По динамограмме $P_{\text{выт}} = 13800$ Н, $P_{\text{пр}} = 22100$ Н. Требуется рассчитать давление на выкиде и приеме насоса.

Решение. Вычислить нагрузку от веса колонны штанг в воздухе:

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

Рассчитываем по (4.46) давление на выкиде насоса:

$$p_{\text{пр}} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5 \left[1 - \frac{13800}{20650(1 - 0,0165 \cdot 15,5)} \right] 10^6 + 1,2 = 6,23 + 1,2 = 7,43 \text{ МПа.}$$

По формуле (4.47) давление на приеме

$$p_{\text{пр}} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5 + 1,2 - \frac{22100}{8,04 \cdot 10^{-4}} + \frac{13800}{1 - 0,0165 \cdot 15,5} \left(\frac{1}{8,04 \cdot 10^{-4}} - \frac{7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cdot \cos 15,5}{20650} \right) = 61,05 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^6 - 27,487 \cdot 10^6 - 31,758 \cdot 10^6 = 62,25 \cdot 10^6 - 59,245 \cdot 10^6 = 3,005 \cdot 10^6 \approx 3 \text{ МПа.}$$

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 $p_{\text{пр}}$ базируется на следующей зависимости:

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{вы}} - p_{\text{н}}, \quad (4.48)$$

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

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

Исследование проводят в следующей последовательности: спускают на выкид ПЦЭН скважинный манометр, который регистрирует

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

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

Поступая аналогично, проводят исследование на 3–4 режимах.

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

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

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

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

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

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

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

$$p'_{\text{н}} = \rho_{\text{сн}} g H_0, \quad (4.51)$$

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:

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

Подставляя (4.52) в (4.48), окончательно получаем (принимая $\rho_{\text{н}} = p'_{\text{н}}$).

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

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

$$K_{\text{пр}} = (Q_1 - Q_2) / (p_{\text{пр}2} - p_{\text{пр}1}), \quad (4.54)$$

где Q_1, Q_2 – соответственно подача установки на первом и втором режимах, м³/сут (т/сут); $p_{\text{пр}1}, p_{\text{пр}2}$ – 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 $p_{\text{пл}} = 9,7$ МПа; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}} = 0,13$ м; глубина спуска установки $H_n = 1150$ м; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{н}} = 898$ кг/м³; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1100$ кг/м³; объемный коэффициент нефти $b_n = 1,1$; вязкость нефти $\nu_n = 1,85 \cdot 10^{-6}$ 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
$p'_{\text{пр}}, \text{ МПа}$	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:

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

для режима 2:

$$p_{\text{вн}2} = 12,73 - \frac{800}{1150} (12,73 - 3,05) = 12,73 - 6,73 = 6,00 \text{ МПа};$$

для режима 3:

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

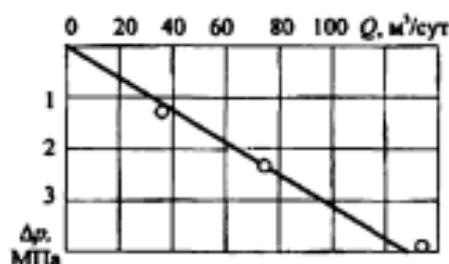


Рис. 23.
Индикаторная линия скважины

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)

$$Re_* = \frac{1,274 \cdot 36(1 - 0,5) 1,1}{86\,400 \cdot 0,13 \cdot 1,85 \cdot 10^{-6}} = 1699,5.$$

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

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

Рассчитываем перепад давления на участке "забой – прием"
 $\Delta p = \rho_{\text{вн}} g(L_c - H_n) = 999 \cdot 9,81 (1300 - 1150) = 1,47 \text{ МПа}.$

Вычисляем забойное давление:

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

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

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

Определяем депрессии для каждого из режимов:

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

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

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

По результатам расчета строим индикаторную линию (рис. 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 ($T \geq 20 t$), что отражает пласт с бесконечными границами, используют следующую зависимость:

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

где $p_3(t)$ – давление на забое скважины через время t после остановки МПа; $p_{ж}$ – давление на забое скважины, работавшей на стационарном режиме перед остановкой, МПа; $V_{гст}$ – дебит скважины перед остановкой, $\text{м}^3/\text{с}$; μ_r – вязкость газа, Па \cdot с; $z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости 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

$$A = p_{\kappa}^2 + \frac{V_{\text{гст}} \mu_r z_{\text{сп}} p_0 T_{\text{на}}}{2\pi kh T_{\text{ст}} 10^6} \ln \frac{2,25\kappa}{r_{\text{сп}}^2}, \quad (4.57)$$

$$B = \frac{V_{\text{гст}} \mu_r z_{\text{сп}} p_0 T_{\text{на}}}{2\pi kh T_{\text{ст}} 10^6}. \quad (4.58)$$

Обрабатывая результаты исследования в координатах $p_{\text{ж}}^2(t) - \ln t$, определяют A и B . Затем рассчитывают

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{V_{\text{гст}} z_{\text{сп}} p_0 T_{\text{на}}}{2\pi T_{\text{ст}} B 10^6}; \quad (4.59)$$

и коэффициент проницаемости k .

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

$$\kappa = 0,444 r_{\text{сп}}^2 e^{\frac{A \cdot p_{\kappa}^2}{B}}, \quad (4.60)$$

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 $\beta_r = (2 - 100) 10^{-8} 1/\text{Па}$, а затем по (4.60) – приведенный радиус скважины.

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

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

где $p_{\text{на}}$ – пластовое давление, Па.

Задача 4.16. Скважина работала на стационарном режиме в течение $T = 218$ сут с дебитом $V_{\text{гст}} = 756000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Эффективная толщина пласта $h = 152$ м, пористость $m = 0,2$. Относительная плотность газа $\bar{\rho} =$

0,65, вязкость газа $\mu_r = 1,4 \cdot 10^{-5}$ 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 $\bar{\rho} = 0,65$ и рис. 24 определяем псевдокритические температуру и давление:

$$T_{пкд} = 208 \text{ К и } p_{пкд} = 4,68 \text{ МПа.}$$

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

По графику Брауна и Катца [4] определяем $z = 0,77$.

Так как $T = 218$ сут $> 20 t = 80$ 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 / μ_r по (4.59):

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{756000 \cdot 0,77 \cdot 0,1 \cdot 338}{86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 293 \cdot 5 \cdot 10^6} = 2,475 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Вычисляем проницаемость

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

Рассчитываем по (4.61) коэффициент пьезопроводности:

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

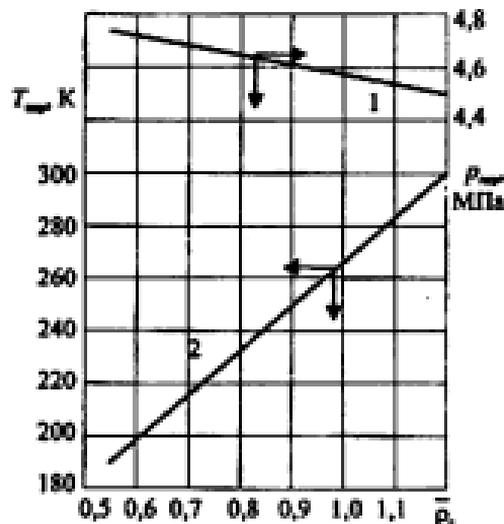


Рис. 24.

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

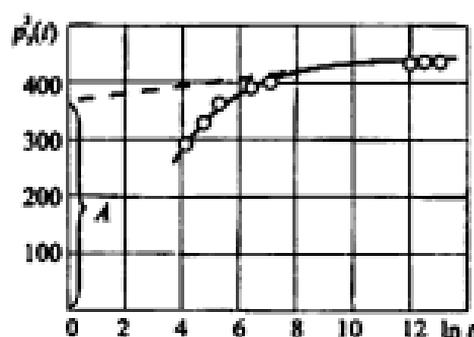


Рис. 25.

Зависимость $p^2_A(t) - \ln t$ газовой скважины

Рассчитываем по (4.60) приведенный радиус скважины

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{813,32 \cdot 10^6}{0,444 e^{1,180 - 237,1695}}} = \sqrt{0,718 \cdot 10^{-13}} = 2,679 \cdot 10^{-8} \text{ м.}$$

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 забос 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

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

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости (нефти) при средних давлении и температуре, кг/м^3 ; H – глубина спуска ПКТ, равная глубине скважины м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Q – объемный дебит скважины, $\text{м}^3/\text{с}$; d – диаметр НКТ, м.

В соответствии с уравнением притока жидкости в скважину

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

Рассматривая совместно (5.1) и (5.2), получаем

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

Полезная мощность, Вт:

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

а затрачиваемая мощность

$$N = Q(p_{\text{вс}} - p_y). \quad (5.5)$$

КПД подъема жидкости

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

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

$$N = Q\rho_x gH(1 + 0,811\lambda \frac{Q^2}{d^5}). \quad (5.7)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений

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

где A – числовой коэффициент, зависящий от режима движения жидкости: $A = 50,235$ – для ламинарного движения; $A = 0,297$ – для турбулентного движения; v – средняя вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$; a – показатель степени; $a = 1$ – для ламинарного режима; $a = 0,25$ – для турбулентного режима.

Подставляя (5.8) в (5.7), получаем

$$N = Q\rho_x gH(1 + A_1 \frac{v^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}), \quad (5.9)$$

где числовой коэффициент

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

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

$$\eta = \frac{1}{1 + A_1 \frac{\nu^\alpha Q^{2-\alpha}}{d^{3-\alpha}}}. \quad (5.11)$$

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 $\nu = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; 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

$$p_{\text{зб}} = 850 \cdot 9,81 \cdot 870 + 0,811 \cdot 0,03174 \cdot 850 \cdot 870 \cdot \left(\frac{100}{86400}\right)^2 \cdot$$

$$\frac{1}{(0,0503)^2} + 2,5 \cdot 10^6 = 7,254 \cdot 10^6 + 0,08 \cdot 10^6 + 2,5 \cdot 10^6 = 9,834 \text{ МПа}.$$

Вычисляем КПД процесса фонтанирования по (5.11):

$$\eta = \frac{1}{1 + 0,811 \frac{0,297 (3 \cdot 10^{-8})^{0,25} (1,1574 \cdot 10^{-3})^{1,75}}{9,81 (0,0503)^{4,75}}} = \frac{1}{1 + 0,011} = 0,989.$$

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 $G_{зф}$, и удельного объема газа, потребного для работы подъемника на оптимальном режиме $R_{онт}$, которое записывается в следующем виде:

$$G_{зф} \geq R_{онт}. \quad (5.13)$$

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

$$p_{зф} < p_{ис}, \quad (5.14)$$

$$p_{зф} \geq p_{ис}. \quad (5.15)$$

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

$$G_{зф} = \left[G_0 - 10^3 \frac{\alpha (p_{зф} + p_{г})}{\rho_{сн}} \right] (1 - B), \quad (5.16)$$

где α – средний коэффициент растворимости газа в нефти, $1/\text{МПа}$. Условие фонтанирования в этом случае записывается в виде

$$\left[G_0 - 10^3 \frac{\alpha (p_{\text{вб}} + p_y)}{\rho_{\text{ж}}} \right] (1 - B) \geq \frac{1,227 \cdot 10^{-2} H_6 (\rho_{\text{ж}} g H_6 - p_{\text{вб}} + p_y)}{d^{0.5} (p_{\text{вб}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{вб}}}{p_y}}, \quad (5.17)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости (нефти) в подъемнике, кг/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

$$G_{\text{эф}} = \frac{1}{2} (G_0 - 10^3 \alpha \frac{p_y}{\rho_{\text{ж}}}) (1 - B), \quad (5.19)$$

а условие фонтанирования

$$\frac{1}{2} (G_0 - 10^3 \alpha \frac{p_y}{\rho_{\text{ж}}}) (1 - B) \geq \frac{1,227 \cdot 10^{-2} H'_6 (\rho_{\text{ж}} g H'_6 - p_{\text{нас}} + p_y)}{d^{0.5} (p_{\text{нас}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{нас}}}{p_y}}, \quad (5.20)$$

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

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

$\rho'_{\text{ж}}$ – плотность жидкости (нефти) в интервале от забоя скважины до башмака НКТ, кг/м^3 .

Средний коэффициент растворимости

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

Для случая $p_{зоб} \geq p_{нас}$ можно рассчитать из (5.20) максимальную глубину спуска колонны НКТ (башмака) $H_{б\max}$, где давление равно $p_{нас}$:

$$H_{б\max} = 0,5(h + \sqrt{h^2 + 326,03hG_{\text{эф}}d^{0,5} \lg \frac{p_{нас}}{p_y}}), \quad (5.23)$$

где

$$h = (p_{нас} - p_y) / (\rho_{*} g). \quad (5.24)$$

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

$$p_{зоб\min} = p_{нас} + (L_c - H_{б\max}) \rho'_{*} g. \quad (5.25)$$

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 $p_{нас} = 7,3$ МПа; давление на устье $p_y = 0,5$ МПа; газовый фактор $G_0 = 80,2$ м³/т; плотность пластовой нефти $\rho_{ин} = 778$ кг/м³; плотность дегазированной нефти $\rho_{от} = 825$ кг/м³. Скважина безводная. Забойное давление больше давления насыщения.

Решение. Рассчитываем по (5.22) средний коэффициент растворимости

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

Вычисляем по (5.19) эффективно действующий газовый фактор

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

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

$$\bar{\rho}_{*} = \frac{\rho_{ин} + \rho_{от}}{2} = \frac{778 + 825}{2} = 801,5 \text{ кг/м}^3.$$

Вычисляем h :

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

Вычисляем по (5.23) $H_{6 \text{ max}}$

$$H_{6 \text{ max}} = 0,5(864,8 + \sqrt{(864,8)^2 + 326,03 \cdot 37,3 \cdot 864,8(0,0503)^{0,5} \lg \frac{7,3}{0,5}}) = 1367 \text{ м.}$$

Минимальное забойное давление фонтанирования рассчитываем по (5.25), принимая $\rho'_ж = \rho_{пл}$

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

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

$$B = \frac{1}{1 + \frac{1,227 \cdot 10^{-2} H_c^2 g (\rho_s - \bar{\rho}_s)}{\left[G_0 - 10^3 \frac{\alpha (p_{\text{заб}} + p_y)}{\rho_{\text{на}}} \right] d^{0,5} (p_{\text{заб}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}}} \quad (5.26)$$

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 фпктор $G_0 = 123,8$ м³/т; плотность нефти пластовой $\rho_{\text{пл}} = 769$ кг/м³, дегазированной $\rho_{\text{на}} = 824$ кг/м³; плотность воды $\rho_w = 1165$ кг/м³. Скважина эксплуатируется с забойным давлением $p_{\text{заб}} = 0,9 p_{\text{нас}}$; давление на устье $p_y = 0,32$ МПа; диаметр подъемника $d = 0,062$.

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

Так как $\rho_{\text{доб}} < \rho_{\text{мас}}$ то глубина спуска НКТ равна глубине скважины $H_6 = L_c = 1420 \text{ м}$.

Вычисляем по (5.22) коэффициент растворимости

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

Рассчитываем среднюю плотность нефти в подъемнике

$$\bar{\rho}_n = \frac{\rho_{\text{нм}} + \rho_{\text{га}}}{2} = \frac{769 + 824}{2} = 796,5 \text{ кг/м}^3.$$

Определяем по (5.26) предельную обводненность

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

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 $d = 0,0403; 0,0503; 0,076 \text{ м}$.

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

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} H_6}{p_6 - p_y}} \sqrt{\frac{Q'_{\text{опт}} H_6}{\rho_{\text{ж}} g H_6 - p_6 + p_y}}, \quad (5.27)$$

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

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{H_6}{p_6 - p_y}} \sqrt[3]{Q'_{\text{max}} \rho_{\text{ж}}^{0.5}}, \quad (5.28)$$

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 $p_{\text{плт}} = 15,2$ МПа; пластовое давление текущее $p_{\text{плт}} = 12,7$ МПа; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 10$ МПа; минимальное возможное забойное давление $p_{\text{зб}} = p_{\text{нас}}$; средняя плотность нефти при движении ее в подъемнике $\rho_{\text{н}} = 792$ кг/м³; давление на устье скважины $p_y = 1,2$ МПа.

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

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

Рассчитаем дебит скважины для начала фонтанирования

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

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

Рассчитываем по (5.27)

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

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

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

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

Так как $d_{\max} < d_{\text{инт}}$, 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 $0,75 p_{\text{плс}}$. На каком режиме будет работать подъемник?

5.5. ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЕТА ФОНТАНИРОВАНИЯ

Данный метод базируется на использовании: индикаторной линии скважины $Q = f(p_{\text{зб}})$, 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_v , B и H_0 , 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 $Q = f(p_0)$ для различных значений устьевого давления p_v при фиксированных значениях диаметра подъемника, обводненности и глубины спуска НКТ (рис. 28).

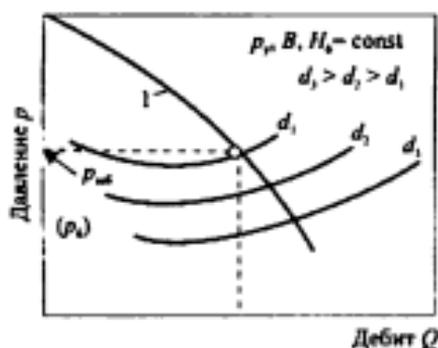


Рис. 26.
Характеристические кривые подъемника $Q = f(p)$ при $(p_v, B, H_0 = \text{const})$ ($d_3 > d_2 > d_1$)
 l – индикаторная линия;
 d_1, d_2, d_3 – диаметры подъемника

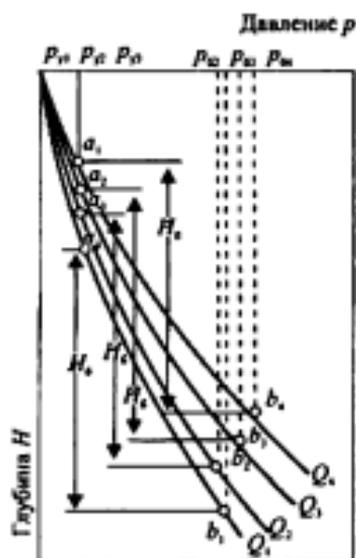


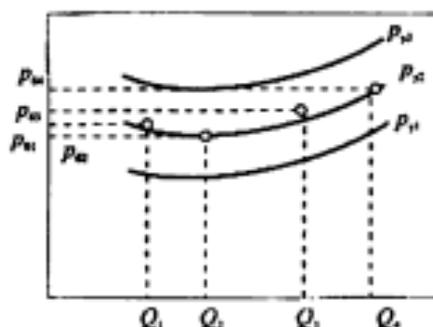
Рис. 27.
Кривые распределения давления $p = f(H)$ в подъемнике при $(d, B) = \text{const}$ ($Q_3 > Q_2 > Q_1$).

Графические зависимости $Q = f(p_0)$ строятся с использованием кривых распределения давления $p = f(H)$. Порядок построения следую-

ший: 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 .

Рис. 28.

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



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 .

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 $0 \leq K_n \leq 1$.

Пусковое давление для однорядного подъемника рассчитывают по следующим формулам:

$$p_n = h\rho_*g \left[1 + (1 - K_n) \frac{D_{\text{нн}}^2 - d_{\text{нп}}^2}{d_{\text{нн}}^2} \right]; \quad (6.1)$$

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

Для двухрядного подъемника пусковое давление

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

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

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; $d_{ввн}$ – внутренний диаметр воздушных труб, м; $d_{внар}$ – 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

$$h = H_{ст} - H_{ст}, \quad (6.5)$$

где $H_{ст}$, $H_{ст}$ – 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 :

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

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

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

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

Соответствующие пусковые давления при центральной системе

$$p_n = 450 \cdot 809 \cdot 9,81 \left[1 + \frac{0,0403^2}{0,1321^2 - 0,0483^2} \right] = 3,95 \text{ МПа};$$

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

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

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

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 $d_{\text{вн}} = 0,0759$ м и $d_{\text{всп}} = 0,0889$ 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 данной работе не рассматривается.

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

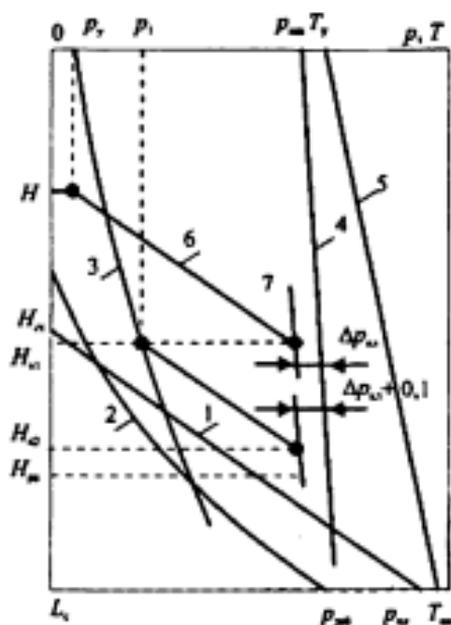


Рис. 29.
Последовательность методики расстановки газлифтных клапанов

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

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

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

Точка пересечения этого профиля распределения давления с осью глубин в координатах $p - H$ при $p = 0$ дает численное значение расстояния от устья скважины до статического уровня — H_c (прямая 1).

2. Из точки, соответствующей забойному давлению $p_{зб}$ проводится 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.

4. Из точки, соответствующей давлению закачки газа $p_{\text{жк}}$, строится кривая распределения давления

5. Из точки, соответствующей T (или из точки, соответствующей $T_{\text{на}}$), проводится линия распределения температуры (линия 5).

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

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

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

$$\Delta H_{\text{ст}} = 10^6 (p_{\text{жк}} - p_y) / (\rho_{\text{ж}} g). \quad (6.8)$$

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

Рассчитывают глубину

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

При $\Delta H_{\text{ст}} < H_{\text{ст}}$ из точки с координатами H , p_y проводят линию, параллельную профилю 1 (линия 6), а также линию, параллельную профилю 4 (на расстоянии, равном перепаду давлений на клапане $\Delta p_{\text{кл}}$) – линия 7. Пересечение линий 6 и 7 дает глубину установки первого клапана $H_{\text{к1}}$. Из точки с координатами $H_{\text{к1}}$, p_1 (точка пересечения глубины $H_{\text{к1}}$ и профиля 3) проводят линию, параллельную 1 до пересечения с линией, параллельной 4 на расстоянии

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

и определяют глубину установки второго клапана $H_{\text{к}2}$. 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 $Q_{\text{ж}} = 12 \text{ м}^3/\text{сут}$; обводненность продукции $B = 0,92$; давление на устье $p_{\text{у}} = 0,8 \text{ МПа}$; забойное давление $p_{\text{зб}} = 12,3 \text{ МПа}$; глубина скважины $L_{\text{с}} = 2550 \text{ м}$; 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 $\rho_{\text{пл}} = 728,9 \text{ кг/м}^3$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{жл}} = 826,6 \text{ кг/м}^3$; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1042 \text{ кг/м}^3$.

Решение. Рассчитываем среднюю плотность нефти

$$\bar{\rho}_{\text{ж}} = \frac{\rho_{\text{пл}} + \rho_{\text{жл}}}{2} = \frac{728,9 + 826,6}{2} = 777,75 \text{ кг/м}^3.$$

Вычисляем плотность жидкости

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

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.

$p, \text{ МПа}$		12,3	11,3	10,3	9,3	8,3	7,3
$H, \text{ м}$		2500	2445	2340	2232	2128	2024
$p, \text{ МПа}$	6,3	5,3	4,3	3,3	2,3	1,3	0,3
$H, \text{ м}$	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 $R_0 = 350$ м/м.

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

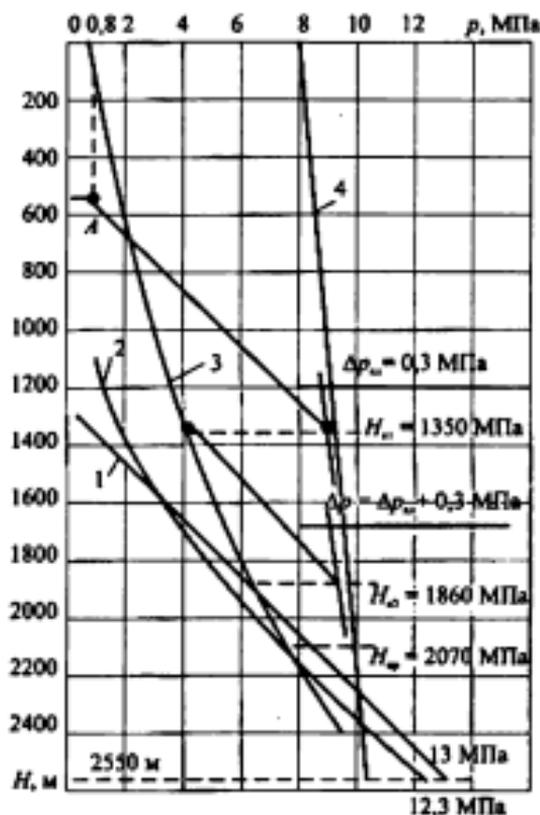


Рис. 30.

График к расчету расстановки газлифтных клапанов.

Обозначения см. рис. 29.

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

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

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

Точка пересечения линий 2 и 3 дает глубину установки рабочего клапана $H_{сп} = 2070$ 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 $n = 1,2$), а нормальное давление $p_0 = 0,1$ МПа, удельную энергию (в кДж/м³) можно рассчитать по следующей формуле:

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

где R_0 – удельный расход газа, м³/м³; p_r, p_v – 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 $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

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

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

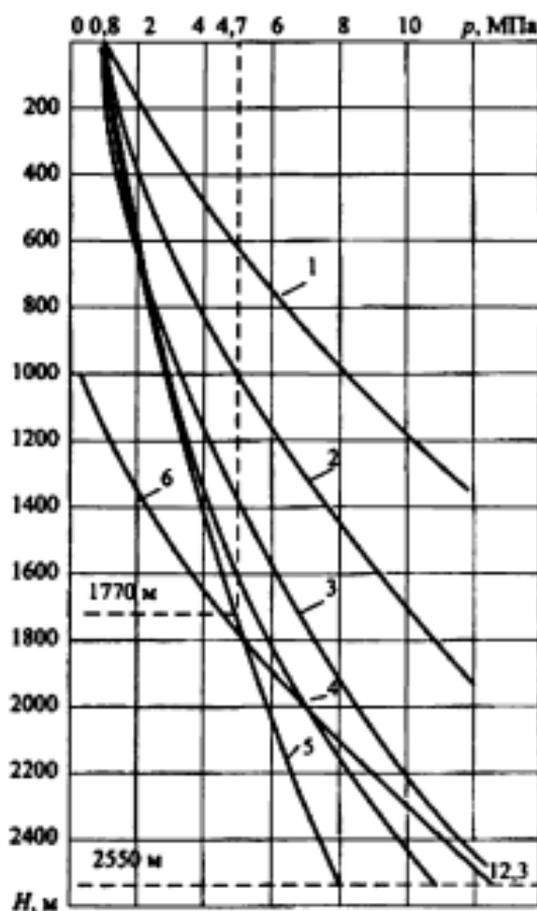


Рис. 31.

Кривые распределения давления при различных удельных расходах газа

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 $H_{сп} = 2550 \text{ м}$, рабочий клапан установлен на глубине 2070 м .

Если рассматривать расчет компрессорного подъемника в традиционном 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

$$R_{\text{опт}} = \frac{1,227 \cdot 10^{-2} L(\rho_{\text{ж}} g L - p_6 + p_7)}{d^{0,5}(p_6 - p_7) \lg(p_6 / p_7)}, \quad (6.12)$$

где L – глубина спуска подъемника (рабочего клапана), м; p_6 – давление у башмака, Па; p_7 – 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 $p_6 = 9,9 \text{ МПа}$; давление на устье скважины $p_7 = 0,8 \text{ МПа}$.

Ответ: $d_{\text{опт}} = 25 \text{ мм}$ (стандартные трубы диаметром 33,4 мм, внутренний диаметр 26,4 мм). Длина подъемника $L = 2070 \text{ м}$, удельный расход газа $R_{0 \text{ опт}} = 183 \text{ м}^3/\text{т}$.

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:

$$Q_{\text{opt}} = 15,625 \cdot 10^{-9} \frac{d^3 (\rho_{\text{ж}} g L - p_6 + p_7) (p_6 - p_7)^{1,5}}{\rho_{\text{ж}}^{2,5} L^{2,5}}; \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{max}} = 155,4 \cdot 10^{-9} \frac{d^3 (p_6 - p_7)}{\rho_{\text{ж}}^{0,5} L^{1,5}}, \quad (6.14)$$

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 $p_7 = 0,5$ МПа; плотность жидкости $\rho_{\text{ж}} = 890$ кг/м³; диаметр подъемника (условный) $d = 60$ мм.

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

Определяем оптимальный дебит

$$Q_{\text{opt}} = 15,625 \cdot 10^{-9} \frac{(50,3)^3 [890 \cdot 9,81 \cdot 1700 - (8,7 + 0,5) \cdot 10^6] (8,7 \cdot 10^6 - 0,5 \cdot 10^6)^{1,5}}{890^{2,5} \cdot 1700^{2,5}} =$$

$$= \frac{15,625 \cdot 10^{-9} \cdot 1,27263 \cdot 10^5 \cdot 6,64253 \cdot 10^6 \cdot 2,34812 \cdot 10^{10}}{2,65512 \cdot 10^4 \cdot 1,19158 \cdot 10^6} = \frac{310,153 \cdot 10^{12}}{3,1637878 \cdot 10^{12}} = 98 \text{ т/сут.}$$

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

Рассчитаем максимальный дебит

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

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

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

$$\bar{p}_a = p_{\text{рвб}} - h_a \rho_{\text{см}} g, \quad (6.16)$$

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 $\rho_{\text{жл}}$ над нижним амортизатором

$$h_z = \bar{p}_a / (\rho_{\text{жл}} g), \quad (6.17)$$

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

$$w_0 = 50 \sqrt{s \sqrt{10^3 / (h_z \rho_{\text{жл}})}} \quad (6.18)$$

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:

$$d_{\text{ин}} = 0,1205 \sqrt{\frac{Q_{\text{ж}} \left(\frac{L}{w_n} + \frac{L-h_{\text{ж}}}{12} + \frac{h_{\text{ж}}}{1,5} \right)}{h_{\text{ж}} \rho_{\text{жн}}}} \quad (6.20)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – заданный дебит скважины, т/сут.

Давление газа под плунжером p_r , необходимое для подъема плунжера со столбом жидкости над ним, рассчитывается так:

$$p_r = 10^{-6} (h_{\text{ж}} \rho_{\text{жн}} g + \lambda \frac{w_n^2 h_{\text{ж}} \rho_{\text{жн}}}{2d_{\text{ин}}} + p_y + p_{\text{тр}} + p_{\text{вн}}), \quad (6.21)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (на практике принимается равным 0,03); $d_{\text{ин}}$ – внутренний диаметр подъемника, м; p_y – давление на устье, Па; $p_{\text{тр}}$ – давление, затрачиваемое на преодоление трения плунжера и принимаемое равным 10^4 Па; $p_{\text{вн}}$ – 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 :

$$V_{0, \text{ут}} = 271,96 d_{\text{ин}} s \sqrt{p_r}, \quad (6.22)$$

где $V_{0, \text{ут}}$ – утечки газа, м³/с; p_r – давление газа под плунжером, МПа. Проверка возможности осуществления плунжерного подъема нефти за счет пластового газа выполняется по следующему условию:

$$G_0 - \frac{\alpha}{\rho_{\text{жн}}} (p_r - 0,1) \geq \frac{F_{\text{жк}}}{F_{\text{в}}} \frac{86400}{Q_{\text{ж}}} (w_n f_n p_r 10 + V_{0, \text{ут}}), \quad (6.23)$$

где $\rho_{\text{жн}}$ – относительная (по воде) плотность жидкости; α – коэффициент растворимости газа, м³/(м³ · МПа); $F_{\text{жк}}$ – площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, м²; $F_{\text{в}}$ – площадь поперечного сечения воронки, м²; f_n – площадь поперечного сечения подъемника, м².

Следует отметить, что если подъемник оборудован пакером, то значение $F_{\text{жк}}/F_{\text{в}}$ принимается равным единице.

На практике диаметр воронки выбирается таким, что $F_{\text{жк}}/F_{\text{в}} = 1,075$.

Рассчитывается количество газа (в м³), расходуемое за один цикл (подъем плунжера и его падение):

$$V_{\text{об}} = 10L f_n p_r + V_{\text{об}} \frac{L}{w_n}, \quad (6.24)$$

Время (в с) одного цикла

$$t_n = \frac{L}{w_n} + \frac{L - h_n}{12} + \frac{h_n}{1,5}. \quad (6.25)$$

Число циклов в сутки

$$n = 86400 / t_n. \quad (6.26)$$

Объем жидкости (в м³), поднимаемой за один цикл,

$$q_n = (1 - K_v) h_n f_n, \quad (6.27)$$

где K_v – коэффициент утечек жидкости через зазор между плунжером и стенками подъемника. На практике может быть принят равным 0,02.

Подача (в т/сут) плунжерного подъемника

$$Q_n = q_n n \rho_{\text{жн}} 10^{-3}. \quad (6.28)$$

Удельный расход газа (в м³/т) в плунжерном подъемнике

$$R_{\text{он}} = 10^3 V_{\text{об}} / (q_n \rho_{\text{жн}}). \quad (6.29)$$

Задача 6.7. Рассмотреть возможность осуществления плунжерного подъема нефти за счет пластового газа для следующих условий (месторождение эксплуатируется на режиме растворенного газа):

глубина скважины $L_c = 1420$ м; расстояние от пакера до нижнего амортизатора $h_n = 30$ м; пакер установлен на глубине 1420 м; дебит скважины $Q_n = 35$ т/сут; пластовый газовый фактор $G_o = 399$ м³/т; плотность жидкости, поступающей из пласта, $\rho_{\text{ж}} = 856$ кг/м³; забойное давление $p_{\text{зоб}} = 1,7$ МПа; давление на устье скважины $p_v = 0,15$ 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 (6.16) $\bar{p}_a = 1,7 - 30 \cdot 425 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 1,575$ МПа. Высота столба жидкости в подъемнике над нижним амортизатором

$$h_{ж} = 1,575 \cdot 10^6 / (856 \cdot 9,81) = 187,56 \text{ м.}$$

Рассчитываем оптимальную скорость подъема плунжера по (6.18):

$$w_{opt} = 50 \sqrt{0,002 \sqrt{\frac{10^3}{187,56 \cdot 856}}} = 2,7 \text{ м/с.}$$

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):

$$p_r = 10^{-6} (187,56 \cdot 856 \cdot 9,81 + 0,03 \frac{2,7^2 \cdot 187,56 \cdot 856}{2 \cdot 0,0503} + 0,15 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot 10^6) = 1,575 + 0,35 + 0,15 + 0,03 = 2,105 \text{ МПа.}$$

Определяем утечки газа

$$V_{0,гр} = 271,96 \cdot 0,0503 \cdot 0,002 \sqrt{2,105} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Проверяем возможность реализации подъема продукции плунжерным способом за счет пластового газа, используя (6.23):

$$399 - \frac{8}{0,856} \cdot 2,005 \geq 2468,57 \cdot (2,7 \cdot 0,00198 \cdot 2,105 \cdot 10 + 0,04),$$

$$380,3 > 376,5.$$

Таким образом, условие (6.26) выполняется и плунжерный подъемник будет работать за счет пластового газа.

Вычислим объем газа, расходуемый за один цикл,

$$V_{0u} = 10 \cdot 1390 \cdot 0,00198 \cdot 2,105 + 0,04 \frac{1390}{2,7} = 78,526 \text{ м}^3.$$

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 $R_0 = 10^3 \cdot 78,526 / (0,364 \cdot 856) = 252 \text{ м}^3/\text{т}.$

Время одного цикла

$$t_u = \frac{1390}{2,7} + \frac{1390 - 187,56}{12} + \frac{187,56}{1,5} = 740 \text{ с}.$$

Число циклов в сутки $n = 86400/740 \approx 117$ циклов.

Следовательно, возможная подача плунжерного подъемника $Q_u = 0,364 \cdot 117 \cdot 856 \cdot 10^{-3} = 36,5 \text{ т/сут}$, 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):

$$R_{0\text{онт}} = \frac{1,227 \cdot 10^{-2} \cdot 1420 (856 \cdot 9,81 \cdot 1420 - 1,7 \cdot 10^6 + 0,15 \cdot 10^6)}{0,0503^2 (1,7 - 0,15) \cdot 10^6 \lg \frac{1,7}{0,15}} = 493 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Таким образом, при непрерывном компрессорном способе подъема удельный расход газа равнялся бы $493 \text{ м}^3/\text{т}$, 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.

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).

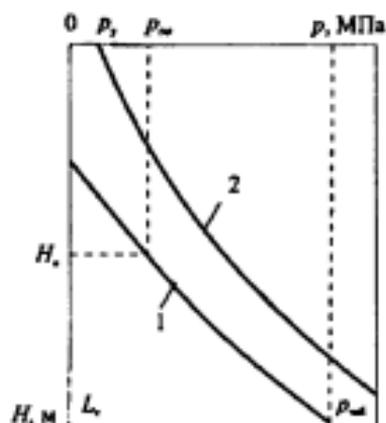


Рис. 32.
Кривые распределения давления в стволе скважины (1) и в НКТ (2)

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 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 рекомендации Г.Н. Суханова, оценку давления на приеме (в МПа) с учетом обводненности продукции можно выполнить по следующей формуле:

$$p_{\text{пр}} = 0,5 + 0,3 p_{\text{нас}} (1 - B), \quad (7.1)$$

где B – обводненность продукции.

4. По рассчитанному давлению на приеме насоса определяется глубина спуска насоса $H_{\text{н}}$. Пример определения глубины спуска насоса показан на рис. 32 пунктирной линией.

5. Для заданных на поверхности дебита жидкости $Q_{\text{ж}}$ и обводненности продукции B рассчитывается объемный расход (дебит) продукции скважины при давлении у приема $p_{\text{пр}}$:

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{пр}}) = Q_{\text{на}} b_{\text{ж}}(p_{\text{пр}}) / (1 - B), \quad (7.2)$$

где $Q_{\text{ж}}(p_{\text{пр}})$ – дебит жидкости на приеме насоса, м³/сут; $Q_{\text{на}}$ – дебит дегазированной нефти, м³/сут; $b_{\text{ж}}(p_{\text{пр}})$ – объемный коэффициент жидкости (продукции скважины) при давлении на приеме насоса $p_{\text{пр}}$, рассчитываемый по формуле

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{пр}}) = b_{\text{н}}(p_{\text{пр}})(1 - B) + b_{\text{в}}(p_{\text{пр}})B, \quad (7.3)$$

$b_{\text{н}}(p_{\text{пр}})$, $b_{\text{в}}(p_{\text{пр}})$ – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды ($b_{\text{в}}(p_{\text{пр}}) = 1$) при давлении на приеме.

Объемный коэффициент нефти

$$b_{\text{н}}(p_{\text{пр}}) = 1 + (b_{\text{н}} - 1) \left(\frac{p_{\text{пр}} - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right)^{0,25}, \quad (7.4)$$

где $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти при $p_{\text{нас}}$.

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 $Q_{\text{ж}}(p_{\text{пр}})$ и высоте подъема жидкости L выбирают диаметр скважинного насоса $D_{\text{пр}}$ и типоразмер станка-качалки.

Высоту подъема продукции при известных глубине спуска насоса, устьевом давлении и давлении на приеме приближенно можно вычислить по следующей формуле:

$$L = H_{\text{н}} - 102(p_{\text{пр}} - p_{\text{г}}). \quad (7.5)$$

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 соответствии 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.

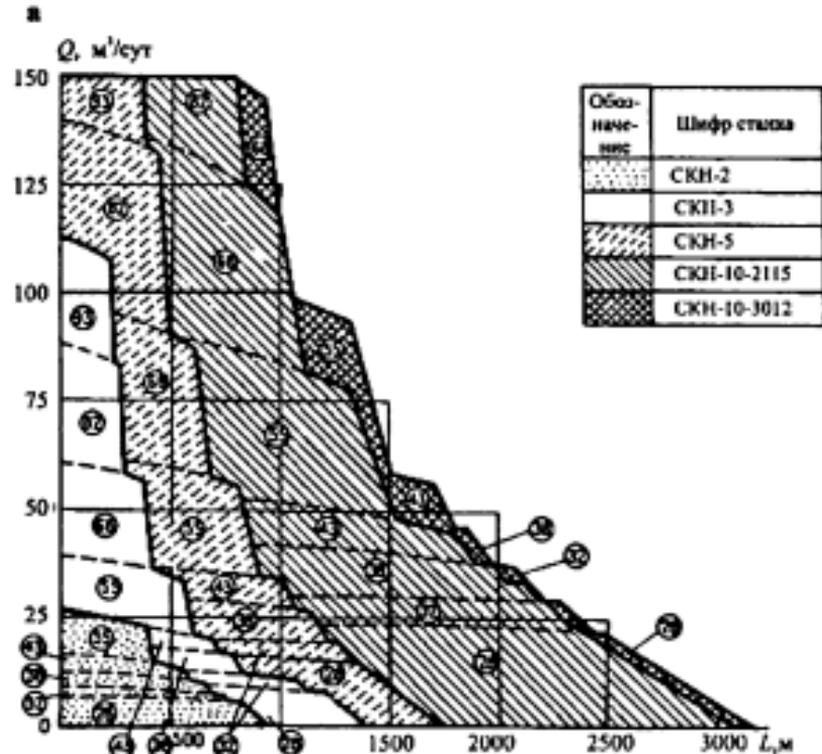


Рис. 33.

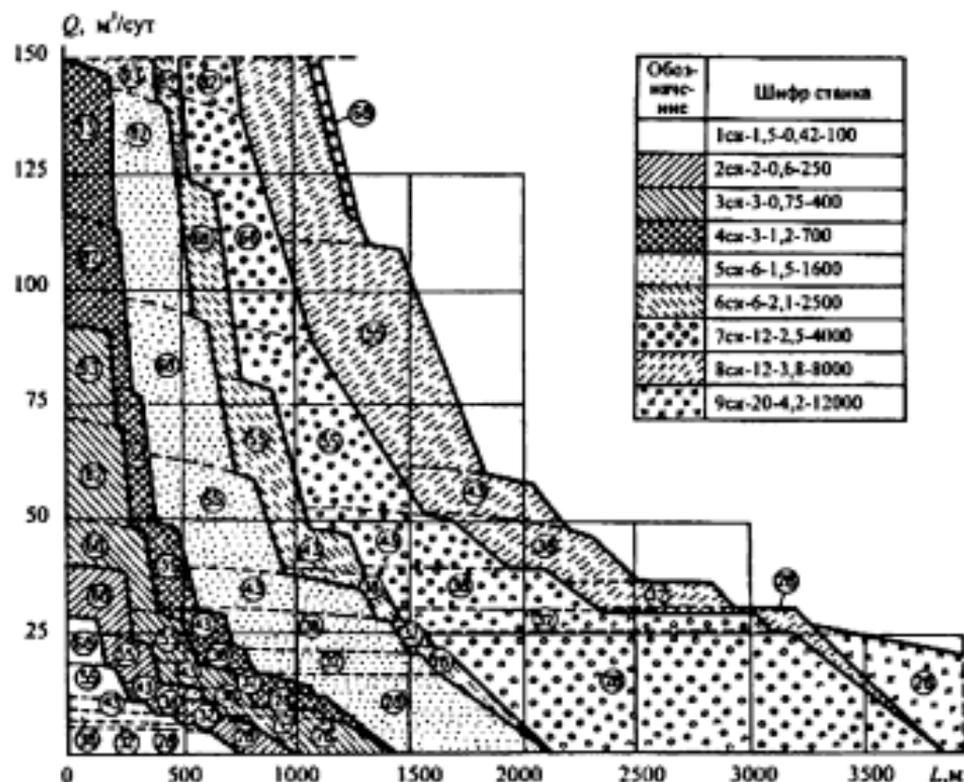
Диаграммы А.Н. Адонина для различных станков-качалок:

а – типа СКН; б – базовые; в – модифицированные.

Цифры в кружках обозначают диаметры скважинных насосов

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 $G_0 = 52,1$ м³/м³; давление на устье $p_{\text{у}} = 1,5$ МПа; средняя температура в скважине $T = 311$ К; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}} = 1,16$; внутренний диаметр скважины $D_{\text{ж}} = 0,1273$ 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).

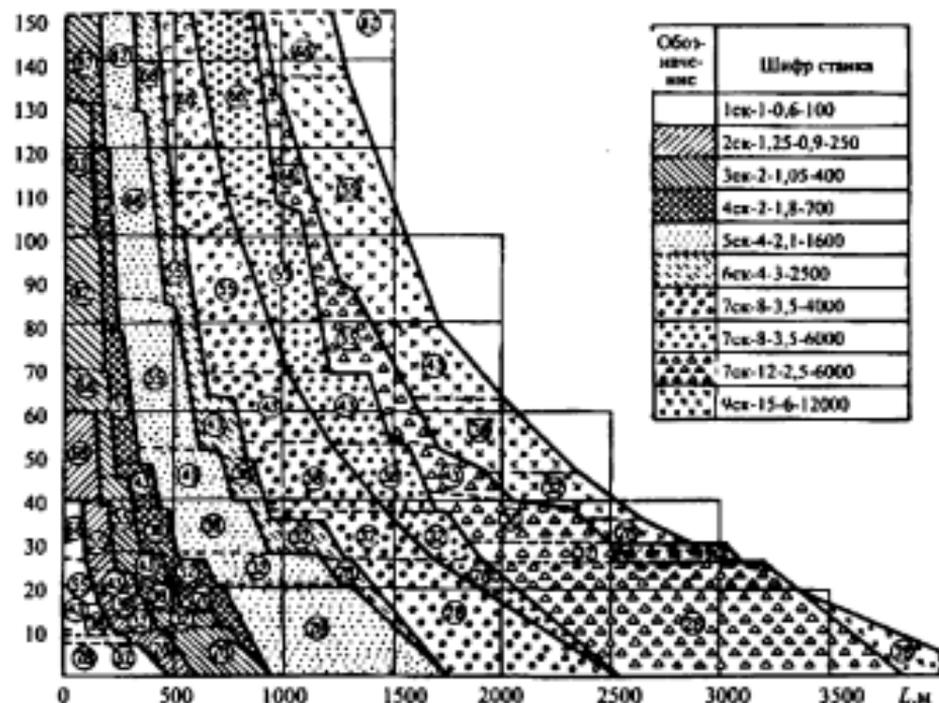
2. В соответствии с (7.1) вычисляем:

$$p_{\text{нп}} = 0,5 + 0,3 \cdot 9,2 (1 - 0,75) = 1,2 \text{ МПа.}$$

3. Для $p_{\text{нп}} = 1,2 \text{ МПа}$ по рис. 34 определяем глубину спуска насоса: $H_{\text{н}} = 640 \text{ м.}$

4. Прежде чем рассчитать дебит скважины при $p_{\text{нп}}$, вычисляем объемный коэффициент нефти при $p_{\text{нп}}$ по (7.4):

$$b_{\text{нп}}(p_{\text{нп}}) = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{1,2 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} \approx 1,094.$$

$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$ 

По формуле (7.3) рассчитываем объемный коэффициент жидкости $b_{ж}(\rho_{пл}) = 1,094(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,023$, а затем по формуле (7.2) – дебит скважины по жидкости в условиях присма $Q_{ж}(\rho_{пл}) = 10 - 1,023/(1 - 0,75) = 41 \text{ м}^3/\text{сут}$.

5. Рассчитываем высоту подъема продукции L по (7.5): $L = 640 - 102(1,2 - 1,5) \approx 671 \text{ м}$.

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 $L = 671 \text{ м}$ выбираем:

для станков-качалок типа СКН по рис. 33, а

$D_{пл} = 55 \text{ мм}$ и СКН5-1812;

для базовых станков-качалок по рис. 33, б

$D_{пл} = 55 \text{ мм}$ и 5СК-6-1,5-1600;

для модифицированных станков-качалок по рис. 33, в

$D_{пл} = 43 \text{ мм}$ и 5СК-4-2,1-1600.

Области применения различных типов скважинных штанговых насосов и соответствующих колонн НКТ

Шифр насоса	Эксплуатационные условия	Условный размер насоса, мм	Идеальная подача при $n = 10$ м/с, м ³ /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
НСВ 1В	Вязкость жидкости до 15 мПа·с; объем-	32	41	3,5	2200	60
		38	57,5	3,5	2000	73

Шифр насоса	Эксплуатационные условия	Условный размер насоса, мм	Идеальная подача при $n = 10$ мин, м/сут	Максимальная длина хода плунжера, м	Максимальная высота подъема жидкости, м	Условный диаметр НКТ, мм
	ное содержание механических примесей не более 0,2%	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

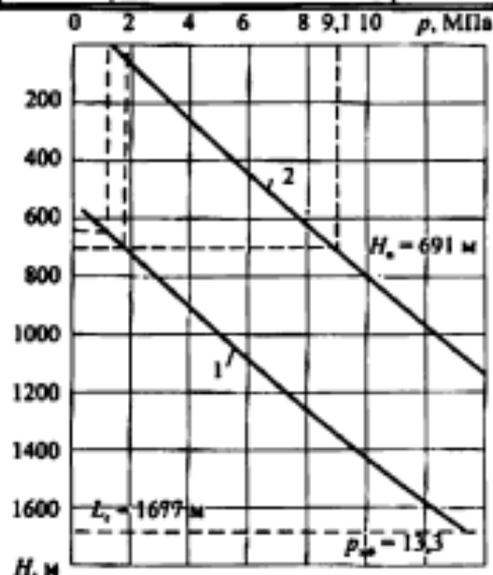


Рис. 34.

Кривые распределения давления:

- 1 – в стволе скважины;
2 – в колонне НКТ

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 $d_{\text{вн}} = 0,062$ м); при диаметре насоса 43 мм условный диаметр НКТ – 60 мм (для гладких труб внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 0,0503$ 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

$$P_{\text{пн}} = \left(1 - \frac{y_a}{100}\right)^{\frac{1,567 + y_a^2}{1,5 + 0,32y_a^2}} P_{\text{нн}} (1 - B), \quad (7.6)$$

где y_a – содержание азота в газе, %.

При содержании азота свыше 30% ($y_a > 30\%$) давление на приеме

$$P_{\text{пн}} = 0,68^{\frac{1,567 + y_a^2}{1,5 + 0,32y_a^2}} P_{\text{нн}} (1 - B), \quad (7.7)$$

Представленные формулы можно использовать при $3 \leq y_a \leq 83$, $0 \leq B \leq 0,95$.

Глубина спуска насоса

$$H_n = \frac{10^6(p_{\text{вых}} - p_y - p_{\text{пот}})}{\rho_s g}, \quad (7.8)$$

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_s – средняя плотность продукции (жидкости) в насосно-компрессорных трубах (лифте), кг/м^3 .

Высоту подъема продукции скважины можно рассчитать по приближенной формуле (7.2), а также по следующим более точным зависимостям:

$$L = H_n - 10^6 \frac{10^6(p_{\text{от}} - p_y - p_{\text{пот}})}{\rho_s g}, \quad (7.9)$$

$$L = H_n - \frac{\rho_3}{\rho_s} (H_n - H_{\text{дин}}) - 10^6 \frac{(p_3 - p_y - p_{\text{пот}})}{\rho_s g}, \quad (7.10)$$

где ρ_3 – плотность продукции в затрубном пространстве в интервале "прием насоса – динамический уровень", кг/м^3 ; $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м; p_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 $p_3 = 0$ МПа; потери давления на гидравлические сопротивления $p_{\text{пот}} = 0,1$ МПа; плотность жидкости в лифте $\rho_s = 1106$ кг/м^3 ; динамический уровень $H_{\text{дин}} = 479$ м.

Решение. Так как содержание азота в нефтяном газе составляет 8,4%, то для расчета давления на приеме насоса используется формула (7.6):

$$p_{\text{от}} = \left(1 - \frac{8,4}{100}\right)^{\frac{1,567 + 8,4^2}{1,5 + 0,32 \cdot 8,4^2}} 9,2(1 - 0,75) = 1,8 \text{ МПа.}$$

Проверим численное значение дебита скважины по жидкости при давлении на приеме $p_{\text{от}} = 1,8$ МПа, так как в предыдущей задаче этот параметр вычислен при $p_{\text{от}} = 1,2$ МПа.

По формуле (7.4) вычисляем:

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{ин}}) = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,105.$$

По формуле (7.3) объемный коэффициент жидкости

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{ин}}) = 1,105(1 \cdot 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,026,$$

а дебит скважины по (7.2)

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{ин}}) = 10 \cdot 1,026 / (1 - 0,75) = 41 \text{ м}^3/\text{сут},$$

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 $p_{\text{ин}} = 1,8$ МПа):

$$H_{\text{н}} = \frac{10^6(9,1 - 1,5 - 0,1)}{1106 \cdot 9,81} = \frac{75}{0,1085} = 691 \text{ м}.$$

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 $\rho_{\text{ж}} = 865 \text{ кг/м}^3$,

$$L = 691 - \frac{865}{1106} (691 - 479) - \frac{10^6(0 - 1,5 - 0,1)}{1106 \cdot 9,81} = 673 \text{ м}.$$

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 $\sigma_{ш}$ принимает вид

$$\sigma_{ш} = \frac{1 - (d_{нар} / D_{ж})^2}{1 + 4,2q_{ж}b_{ж}(p_{ин}) / (3,14w_0D_{ж}^2)}, \quad (7.11)$$

где $q_{ж}$ – объемный расход жидкости в условиях приема насоса, $м^3/с$.

После оценки сепарации свободного газа требуется рассчитать трубный газовый фактор $G_{от}$ и соответствующее ему новое давление насыщения $p'_{нас}$. При известном содержании метана и азота в нефтяном газе расчет $G_{от}$ ведут по (2.95), а $p'_{нас}$ – по (2.96), предварительно вычисляя температуру на приеме насоса по (2.3) или (2.9) и давление насыщения при $t_{ин}$ по (1.21).

Если содержание метана и азота в газе неизвестно, то трубный (фактический) газовый фактор можно определить по следующей приближенной формуле:

$$G_{от} = G_0 \left[1 - \sigma_{ш} \left(1 - \sqrt{\frac{p_{ис} - 0,1}{p'_{нас} - 0,1}} \right) \right], \quad (7.12)$$

а давление насыщения, соответствующее трубному газовому фактору, рассчитывают по формуле

$$p'_{нас} = \left(\frac{G_{от}}{G_0} \right)^2 (p_{нас} - p_0) + p_0, \quad (7.13)$$

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 можно вычислить по формуле

$$V_{\text{пр}} = [G_0 - G_0(p_{\text{пр}})] \frac{z p_0 T_{\text{пр}} Q_{\text{жк}} (1 - \sigma_w)}{p_{\text{пр}} T_0}, \quad (7.14)$$

где $G_0(p_{\text{пр}})$ – газовый фактор при давлении на приеме, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $T_{\text{пр}}$ – температура на приеме насоса, К.

При использовании формулы (7.14) можно принять: $z = 1$; $p_0 = 0,1$ МПа.

Газовый фактор на приеме насоса

$$G_{\text{га}}(p_{\text{пр}}) = G_0 \sqrt{\frac{p_{\text{пр}} - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1}}. \quad (7.15)$$

Суточный расход газожидкостной смеси через насос, приведенный к условиям приема,

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{пр}}) = Q_{\text{ж}}(p_{\text{пр}}) + V_{\text{пр}}. \quad (7.16)$$

Если при $p_{\text{нас}}$ объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}$, то при $p'_{\text{нас}}$ обозначим его через $b'_{\text{н}}$. Для расчета $b'_{\text{н}}$ можно использовать следующую приближенную формулу:

$$b'_{\text{н}}(p_{\text{пр}}) = 1 + (b_{\text{н}} - 1) \left(\frac{p'_{\text{нас}} - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right)^{0,25}, \quad (7.17)$$

Объемный коэффициент жидкости при давлении на выкиде насоса $p_{\text{вык}} > p'_{\text{нас}}$

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{вык}}) = b'_{\text{н}}(1 - B) + b_{\text{н}}B. \quad (7.18)$$

При этом расход жидкости на выкиде насоса

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{вык}}) = Q_{\text{пр}} b_{\text{ж}}(p_{\text{вык}}) / (1 - B). \quad (7.19)$$

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 $T_{\text{пр}} = 311$ К. Из условий задач 7.1 и 7.2 имеем: $D_{\text{жк}} = 0,1273$ м; $G_0 = 52,1$ $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p_{\text{нас}} = 9,2$ МПа; $B = 0,75$; $Q_{\text{пр}} = 10$ $\text{м}^3/\text{сут}$; $b_{\text{н}} = 1,16$; $p_{\text{вык}} = 9,1$ МПа; $d_{\text{нар}1} = 0,073$ м; а $d_{\text{нар}2} = 0,0603$ м.

Из решения задач 7.1 и 7.2 объемный расход жидкости в условиях приема $Q_{ж} = 41 \text{ м}^3/\text{сут}$ или $q_{ж}b_{ж}(p_{\text{мн}}) = 4,745 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$; $p_{\text{мн}} = 1,8 \text{ МПа}$.

Решение. Так как обводненность продукции $B = 0,75$, то в соответствии с рекомендацией раздела 2.11 относительную скорость газовых пузырьков принимаем $w_0 = 0,17 \text{ м/с}$. Коэффициент сепарации равен:

для НКТ с наружным диаметром 0,073 м

$$\sigma_{\text{н1}} = \frac{1 - (0,073/0,1273)^2}{1 + 4,2 \cdot 4,745 \cdot 10^{-4} / (3,14 \cdot 0,17 \cdot 0,1273^2)} = \frac{0,671}{1,23} = 0,546$$

для НКТ с наружным диаметром 0,0603 м

$$\sigma_{\text{н2}} = \frac{1 - (0,603/0,1273)^2}{1 + 4,2 \cdot 4,745 \cdot 10^{-4} / (3,14 \cdot 0,17 \cdot 0,1273^2)} = 0,63.$$

По формуле (7.12) рассчитываем трубный газовый фактор: для первого случая

$$G_{0,1} = 52,1 \left[1 - 0,546 \left(1 - \sqrt{\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}} \right) \right] = 36 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

для второго случая

$$G_{0,2} = 52,1 \left[1 - 0,63 \left(1 - \sqrt{\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}} \right) \right] = 33,5 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Вычисляем по (7.13) соответствующие значения давлений насыщения:

для первого случая

$$p'_{\text{нас1}} = \left(\frac{36}{52,1} \right)^2 (9,2 - 0,1) + 0,1 = 4,45 \text{ МПа};$$

для второго случая

$$P'_{\text{нас } 2} = \left(\frac{33,5}{52,1} \right)^2 (9,2 - 0,1) + 0,1 = 3,86 \text{ МПа.}$$

Для обоих случаев рассчитываем по (7.14) суточный расход свободного газа через насос, предварительно определяя по (7.15) $G_0(p_{\text{ни}})$:
для первого случая

$$G_0(p_{\text{ни}})_1 = 52,1 \sqrt{\frac{1,8 - 0,1}{9,2 - 0,1}} = 22,5 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{\text{ни}1} = [52,1 - 22,5] \frac{1 \cdot 0,1 \cdot 311 \cdot 10(1 - 0,546)}{1,8 \cdot 273} = 8,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

для второго случая

$$G_0(p_{\text{ни}})_2 = 22,5 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{\text{ни}2} = [52,1 - 22,5] \frac{1 \cdot 0,1 \cdot 311 \cdot 10(1 - 0,63)}{1,8 \cdot 273} = 6,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Суточный расход газожидкостной смеси через насос в условиях присма:

для первого случая

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{ни}})_1 = 41 + 8,5 = 49,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

для второго случая

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{ни}})_2 = 41 + 6,9 = 47,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Рассчитываем объемный коэффициент нефти по (7.17):

для первого случая

$$b'_{\text{н } 1} = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{4,45 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,133,$$

для второго случая

$$b'_{\text{н } 2} = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{3,86 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,128.$$

Объемный коэффициент жидкости при $p_{\text{вых}} > p'_{\text{нас}}$ вычислим по (7.18):

для первого случая

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{пл}})_1 = 1,133(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,033;$$

для второго случая

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{пл}})_2 = 1,128(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,032.$$

Используя формулу (7.19), вычисляем расход жидкости в условиях выкида насоса:

для первого случая

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{вых}})_1 = 10 \cdot 1,033 / (1 - 0,75) = 41,32 \text{ м}^3/\text{сут},$$

для второго случая

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{вых}})_2 = 10 \cdot 1,032 / (1 - 0,75) = 41,28 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таким образом видно, что коэффициент сепарации существенным образом влияет на характеристики газожидкостной смеси в условиях приема насоса (при $p_{\text{пл}} < p_{\text{нас}}$).

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 $H_n = 691$ м; дебит смеси в условиях приема $Q_{\text{см}1} = 49,5 \text{ м}^3/\text{сут}$; трубный газовый фактор $G_{0\text{T}1} = 36 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

давление насыщения $p'_{нас 1} = 4,45$ МПа; объемный коэффициент нефти $b'_{н 1} = 1,133$; объемный коэффициент жидкости $b'_{ж 1} = 1,033$; дебит жидкости в условиях выкида $Q_{ж 1} = 41,32$ м³/сут.

Для случая, когда предполагается использование НКТ с условным диаметром $d_2 = 0,0603$ м, исходные данные для расчета следующие:

глубина спуска насоса $H_n = 691$ м; дебит смеси в условиях приема $Q_{см} = 47,9$ м³/сут; трубный газовый фактор $G_{0,72} = 33,5$ м³/м³; давление насыщения $p'_{нас 2} = 3,86$ МПа; объемный коэффициент нефти $b'_{н 2} = 1,128$; объемный коэффициент жидкости $b'_{ж 2} = 1,032$; дебит жидкости в условиях выкида $Q_{ж 2} = 41,28$ 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

$$\Delta p_{кл} = w_{\max}^2 \rho_{жкл} / (2\mu_{кл}^2), \quad (7.20)$$

где w_{\max} – максимальная скорость движения продукции в отверстии седла клапана, м/с; $\rho_{жкл}$ – плотность дегазированной жидкости, кг/м³; $\mu_{кл}$ – коэффициент расхода клапана, определяемый по специальным графикам в зависимости от числа Рейнольдса в клапане (в отверстии седла).

Максимальная скорость движения продукции в клапане

$$w_{\max} = 4q_{кл} / d_{кл}^2, \quad (7.21)$$

где $q_{кл}$ – расход продукции через клапан, м³/с; $d_{кл}$ – диаметр отверстия седла клапана, м.

Размеры клапанов скважинных штанговых насосов представлены в табл. 7.2.

Число Рейнольдса в отверстии седла клапана

$$Re_{кл} = w_{\max} d_{кл} / \nu_{ж}, \quad (7.22)$$

где $\nu_{ж}$ – кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

При расчетах $Re_{кл}$, когда продукция представлена смесью двух жидкостей (нефти и воды), используется вязкость той жидкости, которая преобладает в смеси (содержание ее более половины). В случае 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 $q_{кл}$ подставляется объемный расход смеси в условиях приема насоса $q_{см}$.

Зависимости коэффициента расхода клапана ξ от числа $Re_{кл}$ представлены на рис. 35.

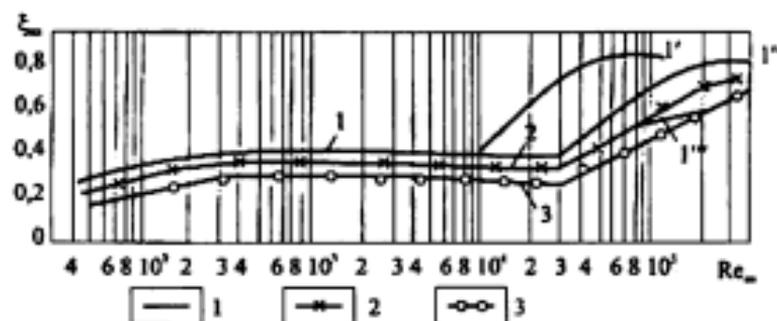


Рис. 35.

Зависимость коэффициента расхода клапана от числа Рейнольдса:
 1 — с одним шариком и с окнами: 1' — $d = 14$ мм; 1'' — $d_{ок} = 25$ мм; 1''' — $d_{ок} = 30$ мм;
 2 — с одним шариком и со стаканом;
 3 — с двумя шариками

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	$\frac{11}{11}$	$\frac{14}{14}$
	$\frac{11}{14}$	$\frac{14}{18}$
32	$\frac{14}{14}$	$\frac{18}{18}$
	$\frac{14}{20}$	$\frac{22,5}{22,5}$
43	$\frac{20}{20}$	$\frac{22,5}{22,5}$
	$\frac{20}{25}$	$\frac{30}{30}$
55	$\frac{25}{25}$	$\frac{30}{30}$
	$\frac{25}{30}$	$\frac{35,5}{35,5}$
68	$\frac{30}{30}$	$\frac{35,5}{35,5}$
	$\frac{30}{40}$	$\frac{48}{48}$
93	$\frac{40}{40}$	$\frac{48}{48}$
	$\frac{40}{40}$	$\frac{48}{48}$
<i>Вставной насос</i>		
28	$\frac{20}{11}$	$\frac{22,5}{14}$
	$\frac{11}{20}$	$\frac{22,5}{18}$
32	$\frac{20}{25}$	$\frac{30}{20}$
	$\frac{25}{25}$	$\frac{30}{22,5}$
38	$\frac{25}{25}$	$\frac{30}{20}$
	$\frac{25}{30}$	$\frac{30}{22,5}$
43	$\frac{25}{30}$	$\frac{35,5}{30}$
	$\frac{30}{30}$	$\frac{35,5}{30}$
55	$\frac{30}{30}$	$\frac{30}{30}$
	$\frac{30}{30}$	$\frac{30}{30}$

Примечание. В числителе дроби приведены значения для всасывающего клапана, а знаменателе – для нагнетательного.

После вычисления перепадов давлений в клапанах определяются давления в цилиндре насоса при всасывании ($p_{вс}$) и нагнетании ($p_{на}$)

$$p_{вс} = p_{нн} - \Delta p_{кв}, \quad (7.23)$$

$$p_{на} = p_{вык} - \Delta p_{кн}, \quad (7.24)$$

где $\Delta p_{кв}$, $\Delta p_{кн}$ – соответственно перепад давлений во всасывающем и нагнетательном клапанах.

Утечки в зазоре плунжерной пары $q'_{ут}$ (в м³/с) рассчитывают по формуле А.М. Пирвердяна:

$$q'_{ут} = 0,262(1 + 1,5C_s^2) \frac{D_{ин} \delta^3 (p_{на} - p_{вс})}{\rho_x V_x l_{ин}}, \quad (7.25)$$

где C_s – относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре, т.е. отношение расстояния между их центрами к величине δ ($0 \leq C_s \leq 1$); δ – зазор (на радиус) между плунжером и цилиндром при их концентрическом расположении (группа посадки), м; $l_{ин}$ – длина плунжера (для серийных насосов $l_{ин} = 1,2$ 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 ламинарный, причем условие существования ламинарного режима определяется критическим числом Рейнольдса:

$$Re = q'_{ут} / (\pi D_{ин} v_x) \leq Re_{кр} = 10^3. \quad (7.26)$$

Если расчетное число Re в зазоре больше 10^3 , то режим движения жидкости турбулентный, и утечки можно вычислить по формуле (концентрическое расположение):

$$q'_{yt} = 4,7\pi D_{\text{из}} \left[\delta^3 (p_{\text{вх}} - p_{\text{из}}) / (l_{\text{из}} \rho_{\text{ж}}) \right]^{4/7} 1 / v_{\text{ж}}^{1/7}. \quad (7.27)$$

Вышеприведенными формулами пользуются тогда, когда еще неизвестен режим откачки (длина хода плунжера $s_{\text{пл}}$ и число двойных ходов плунжера в секунду N). Если режим откачки известен, то утечки

$$q_{yt} = q'_{yt} - 1,57\delta D_{\text{из}} s_{\text{пл}} N \quad (7.28)$$

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 $p_{\text{пр}} = 1,8$ МПа; давление на выкиде насоса $p_{\text{вх}} = 9,1$ МПа; дебит скважины в условиях приема $Q_{\text{см } 1} = 59,5$ м³/сут; расход жидкости на выкиде $Q_{\text{ж } 1} = 41,32$ м³/сут; вязкость жидкости (вязкость воды) $\nu_{\text{ж}} = 8,4 \cdot 10^{-7}$ м²/с; обводненность продукции $B = 0,75$; плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 865$ кг/м³; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1186$ 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 $d_{\text{всв}} = 25$ мм, нагнетательного $d_{\text{наг}} = 25$ мм.

По формуле (7.21) рассчитываем максимальные скорости движения:

$$\text{для всасывающего клапана } (q_{\text{всв}} = 5,73 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с})$$

$$w_{\text{макс в}} = 4 \cdot 5,73 \cdot 10^{-4} / (0,025)^2 \approx 3,67 \text{ м/с};$$

$$\text{для нагнетательного клапана } (q_{\text{наг}} = 4,78 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с})$$

$$w_{\text{макс н}} = 4 \cdot 4,78 \cdot 10^{-4} / (6,25 \cdot 10^{-4}) \approx 3,06 \text{ м/с}.$$

Определяем соответствующие числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_{\text{всв}} = 3,67 \cdot 0,025 / (8,4 \cdot 10^{-7}) = 1,092 \cdot 10^5;$$

$$\text{Re}_{\text{наг}} = 3,06 \cdot 0,025 / (8,4 \cdot 10^{-7}) = 9,107 \cdot 10^4.$$

По графику рис. 35 (кривая 1) находим коэффициенты расхода клапанов: $\mu_{\text{квл}} = 0,4$ и $\mu_{\text{квлн}} = 0,4$. Рассчитываем плотность жидкости

$\rho_{\text{жл}} = \rho_{\text{ид}} (1 - B) + \rho_{\text{в}} B = 865(1 - 0,75) + 1186 \cdot 0,75 \approx 1106 \text{ кг/м}^3$
 (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

$$\Delta p_{\text{квл}} = (3,67)^2 \cdot 1106 / (2 \cdot 0,4^2) = 4,655 \cdot 10^4 \text{ Па} \approx 0,047 \text{ МПа};$$

нагнетательный

$$\Delta p_{\text{квлн}} = (3,06)^2 \cdot 1106 / (2 \cdot 0,4^2) = 3,236 \cdot 10^4 \text{ Па} \approx 0,032 \text{ МПа}.$$

Таким образом, давление в цилиндре: при всасывании

$$p_{\text{вс}} = 1,8 - 0,047 = 1,753 \text{ МПа};$$

при нагнетании

$$p_{\text{наг}} = 9,1 + 0,032 = 9,132 \text{ МПа}.$$

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):

$$q'_{\text{ут}} = 0,262(1 + 1,5 \cdot 0,5^2) \frac{0,055 \cdot (0,5 \cdot 10^{-4})^3 \cdot 10^6 (9,132 - 1,753)}{1106 \cdot 8,4 \cdot 10^{-7} \cdot 1,2} =$$

$$= 1,64 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3 / \text{с}$$

или $Q = 1,42 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Проверяем режим движения жидкости в зазоре плунжерной пары, предварительно рассчитав по (7.26) число Рейнольдса

$$Re = 1,64 \cdot 10^{-5} / (3,14 \cdot 0,055 \cdot 8,4 \cdot 10^{-7}) = 113.$$

Так как полученное число Рейнольдса $113 < Re_x = 10^3$, 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 $p_{пр} = 1,8$ МПа; давление на выкиде $p_{вык} = 9,1$ МПа; дебит в условиях приема $Q_{см 2} = 47,9$ м³/сут; расход жидкости на выкиде $Q_{ж 2} = 41,28$ м³/сут; вязкость жидкости $\nu_{ж} = 8,4 \cdot 10^{-7}$ м²/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 $p_{ци} > p'_{нас}$.

Для данного случая коэффициент наполнения β_n рассчитывают по формуле

$$\beta_n = \frac{1 - l_{yt}}{1 + R} - \frac{K_m}{1 + R} \left\{ \frac{b_x(p_{ци})}{b_x(p'_{нас})} \left[1 + \frac{R}{1 - B} \right] - 1 \right\} \quad (7.29)$$

где l_{yt} – относительная утечка жидкости в зазоре плунжерной пары.

$$l_{yt} = q'_{yt} / [2q_{см}(p_{ци})], \quad (7.30)$$

$q_{см}(p_{ци})$ – объемный расход смеси, приведенный к давлению всасывания в цилиндре насоса, вычисляемому по (7.23), м³/с. Объемный расход смеси:

$$q_{см}(p_{ци}) = \frac{Q_{ж1} b_x(p_{ци})}{86400(1 - B)} + V_{га}; \quad (7.31)$$

$b_x(p_{ци})$ – объемный коэффициент жидкости при давлении всасывания в цилиндре насоса, вычисляемый по (7.18); R – газовое число, м³/м³, рассчитываемое по формуле

$$R = V_{\text{св}}(p_{\text{цв}}) / [Q_{\text{ж}}(p_{\text{цв}})], \quad (7.32)$$

$V_{\text{св}}$ – объемный расход свободного газа в цилиндре насоса, приведенный к условиям всасывания в цилиндре, м³/с. Этот параметр вычисляется по формуле

$$V_{\text{св}}(p_{\text{цв}}) = \left[G_{\text{от}} - G_{\text{от}} \sqrt{\frac{p_{\text{жв}} - 0,1}{p'_{\text{жв}} - 0,1}} \right] \frac{z p_{\text{о}} T_{\text{цв}} Q_{\text{пл}}}{86400 p_{\text{цв}} T_{\text{о}}}; \quad (7.33)$$

$Q_{\text{ж}}(p_{\text{цв}})$ – объемный расход жидкости при давлении $p_{\text{цв}}$, м³/сут; вычисляется по формуле (7.19) для $b_{\text{ж}}(p_{\text{цв}})$

$K_{\text{м}}$ – 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 $p_{\text{цв}} = 1,753$ МПа; давление нагнетания в цилиндре $p_{\text{жв}} = 9,132$ МПа; дебит дегазированной нефти $Q_{\text{пл}} = 10$ м³/сут; обводненность $B = 0,75$; газовый фактор $G_{\text{о}+1} = 36$ м³/м³; давление насыщения (с учетом сепарации) $p'_{\text{жв}} = 4,45$ МПа.

Коэффициент мертвого пространства $K_{\text{м}} = 0,2$; температуру в цилиндре при всасывании T принять равной 311 К; коэффициент сжимаемости принять $z = 1$.

Решение. Вычисляем по формуле (7.17) объемный коэффициент при давлении $p_{\text{цв}}$ ($b_{\text{ж}} = 1,16$):

$$b'_{\text{ж}} = 1 + (1,16 - 1) \left(\frac{1,053 - 0,1}{9,2 - 0,1} \right)^{0,25} = 1,104.$$

а затем по формуле (7.18) – объемный коэффициент жидкости при $p_{\text{цв}}$:

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{цв}}) = 1,104(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,026.$$

Рассчитываем по (7.33) объемный расход свободного газа при $p_{\text{цв}}$:

$$V_{г\text{ск}}(p_{из}) = 36 \left[1 - \sqrt{\frac{1,753 - 0,1}{4,45 - 0,1}} \right] \frac{1 \cdot 0,1 \cdot 311 \cdot 10}{86400 \cdot 1,753 \cdot 273} = 1,038 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По (7.31) вычисляем:

$$q_{см}(p_{из}) = \frac{10 \cdot 1,026}{86400(1 - 0,75)} + 1,038 \cdot 10^{-4} = 5,788 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Из решения задачи 7.4 $q'_{гт} = 1,64 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$. В соответствии с (7.30) относительная утечка

$$l_{гт} = \frac{1,64 \cdot 10^{-5}}{2 \cdot 5,788 \cdot 10^{-4}} = 1,42 \cdot 10^{-2}.$$

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 $p_{из}$ 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 $p'_{нас1} = 4,45 \text{ МПа}$ 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)

$$b_n(p'_{нас1}) = 1,133(1 - 0,75) + 1 \cdot 0,75 = 1,033.$$

По формуле (7.29) коэффициент наполнения насоса

$$\beta_n = \frac{1 - 1,42 \cdot 10^2}{1 + 0,22} - \frac{0,2}{1 + 0,22} \left\{ \frac{1,026}{1,033} \left(1 + \frac{0,2}{1 + 0,75} \right) - 1 \right\} = 0,867 -$$

$$0,142 = 0,725.$$

Таким образом, коэффициент наполнения скважинного штангового насоса составляет 72,5%, что является достаточно хорошей его харак-

теристикой 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 $D_{из} = 43$ мм; трубный газовый фактор $G_{0,г} = 33,5$ 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 $p_{пр} = 1,8$ 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:

$$Q_{нас} = Q_ж(p_{из}) / \beta_n, \quad (7.34)$$

где $Q_ж(p_{из})$ – 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 $\beta_{н} = 0,725$.

Решение. Рассчитываем объемный расход жидкости при давлении $p_{цв}$ по формуле (7.19):

$$Q_{ж}(p_{цв}) = \frac{10 \cdot 1,026}{86400(1 - 0,725)} = 4,75 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

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-6Т,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/м^3 .

Расчет приведенных напряжений $\sigma_{\text{пр}}$ 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.

Задача 7.9. Выбрать по таблицам АЗНИПИнефти конструкцию штанговой колонны для следующих условий:

диаметр плунжера насоса $D_{\text{пл}} = 55 \text{ мм}$; глубина спуска насоса $H_n = 691 \text{ м}$.

Решение. В соответствии с табл. 7.3 можно использовать одноступенчатую колонну штанг диаметром 22 мм (штанги из углеродистой стали, нормализованные с $[\sigma_{\text{пр}}] = 70 \text{ МПа}$) или двухступенчатую колонну из тех же штанг: первая ступень 22 мм (длина $0,42 H_n$) и вторая ступень 19 мм (длина $0,58 H_n$).

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн из углеродистой стали, нормализованной при $[\sigma_{ср}] = 70 \text{ МПа}$ ($s = 1,8 \text{ м}$; $n = 12 \text{ мин}^{-1}$)

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
Одноступенчатая	<i>Глубина ступки насоса, м</i>						
	16	1150	1020	860	720	—	—
	19	1300	1170	1000	860	650	—
	22	—	—	—	—	790	590
		1480	1310	1100	920	—	—
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>						
	19	34	38	45	55	—	—
16	66	62	55	45	—	—	
Двухступенчатая	<i>Глубина ступки насоса, м</i>						
		1620	1460	1260	1060	820	—
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>						
	22	28	31	36	42	55	—
	19	72	69	64	58	45	—
	<i>Глубина ступки насоса, м</i>						
		—	—	—	—	960	720
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>						
	25	—	—	—	—	42	56
22	—	—	—	—	58	44	
Трехступенчатая	<i>Глубина ступки насоса, м</i>						
		1760	1570	—	—	—	—
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>						
	22	26	29	—	—	—	—
	19	28	32	—	—	—	—
	16	46	39	—	—	—	—
	<i>Глубина ступки насоса, м</i>						
		—	—	1490	1270	—	—
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>						
	25	—	—	27	33	—	—
22	—	—	30	35	—	—	
19	—	—	43	32	—	—	

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн из легированной стали марки 20НМ, нормализованной при $[\sigma_{\text{нб}}] = 90 \text{ МПа}$ ($s = 1,8 \text{ м}$; $n = 12 \text{ мин}^{-1}$)

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
Одноступенчатая	<i>Глубина ступки насоса, м</i>							
	22	–	–	–	–	1000	760	490
	25	–	–	–	–	–	–	600
		1890	1680	1410	1180	–	–	–
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>							
	19	35	39	46	55	–	–	–
16	65	61	54	45	–	–	–	
Двухступенчатая	<i>Глубина ступки насоса, м</i>							
		2080	1870	1610	1370	1050	–	–
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>							
	22	28	30	35	41	54	–	–
	19	72	70	65	59	46	–	–
	<i>Глубина ступки насоса, м</i>							
				1810	1510	1230	910	–
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>							
25	–	–	28	32	40	55	–	
22	–	–	72	68	60	45	–	
Трехступенчатая	<i>Глубина ступки насоса, м</i>							
		2270	2010	–	–	–	–	–
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>							
	22	26	28	–	–	–	–	–
	19	28	32	–	–	–	–	–
	16	47	40	–	–	–	–	–
	<i>Глубина ступки насоса, м</i>							
		2450	2200	1900	1620	–	–	–
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине ступки</i>							
25	20	23	26	31	–	–	–	
22	23	26	30	35	–	–	–	
19	57	51	44	34	–	–	–	

Рекомендуемые конструкции штанговых колонн
из углеродистой стали, закаленной ТВЧ, при $[\sigma_{\text{ст}}]=120\text{МПа}$

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		
Одноступенчатая	<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
	16	1860	1660	1180	1600	1450	1080
	19	2090	1885	1420	1765	1625	1260
	22	2290	2060	1640	1900	1750	1440
Двухступенчатая	<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
		2410	2150	1540	2080	1885	1400
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
	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
Трехступенчатая	<i>Глубина спуска насоса, м</i>						
		—	2590	1850	2500	2270	1685
	<i>Длина ступеней колонны, % к глубине спуска</i>						
	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 $[\sigma_{\text{пр}}] = 130 \text{ МПа}$

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		
Одноступенчатая		Глубина ступки насоса, м					
	19	2250	2050	1540	1920	1750	1360
	22		1780		—	—	1550
Двухступенчатая		Глубина ступки насоса, м					
		2800	2560	1940	2400	2000	1720
		Длина ступеней колонны, % к глубине ступки					
	22	28	30	40	26	28	36
	19	72	70	60	74	72	64
Трехступенчатая		Глубина ступки насоса, м					
		3250	2650	2280	2800	2320	2020
		Длина ступеней колонны, % к глубине ступки					
	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 $[\sigma_{\text{пр}}] = 100 \text{ МПа}$

Конструкция колонны	Условный диаметр штанг, мм	Диаметр плунжера насоса, мм					
		28	32	38	43	55	68
		$s = 2,1 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$			$s = 3,3 \text{ м}; n = 12 \text{ мин}^{-1}$		
Одноступенчатая		Глубина ступки насоса, м					
	19	900	650	415	825	625	400
	22	1075	820	525	980	765	500
	25	1240	980	650	1100	900	600
Двухступенчатая		Глубина ступки насоса, м					
		1140	830	—	1035	775	—
		Длина ступеней колонны, % к глубине ступки					
	19	51	70	—	46	61	—
	22	49	30	—	54	39	—
		Глубина ступки насоса, м					
		1340	1000	—	1200	940	—
	Длина ступеней колонны, % к глубине ступки						
	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 статистическим и динамическим. Статистическим режимом называется такой, для которого экстремальные нагрузки практически не зависят от динамических составляющих. Если в общем балансе экстремальных нагрузок динамические нагрузки большие, то режим работы установки называется динамическим.

Критерий для определения режима работы установки называется критерием Коши:

$$\varphi = \omega H_n / a, \quad (7.36)$$

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:

$$\omega = \pi n / 30 = 2\pi N. \quad (7.37)$$

Если $\omega \leq (0,35-0,40)$ то режим работы установки статический и для расчета экстремальных нагрузок можно пользоваться упрощенными формулами:

формула И.М. Муравьёва

$$P_{\max} = P_{\text{н}} + P_{\text{шт}} \left(K_{\text{шт}} + \frac{sn^2}{1440} \right); \quad (7.38)$$

формула И.А. Чарного

$$P_{\max} = P_{\text{н}} + P_{\text{шт}} \left(K_{\text{шт}} + \frac{sn^2}{1790} \frac{tg\varphi}{\varphi} \right); \quad (7.39)$$

формула Е. Кемлера

$$P_{\max} = (P_{\text{н}} + P_{\text{шт}}) \left(1 + \frac{sn^2}{1790} \right); \quad (7.40)$$

формула Д.С. Слоунеджера

$$P_{\max} = (P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}) \left(1 + \frac{sn}{137}\right). \quad (7.41)$$

Для расчета минимальной нагрузки пользуются следующими формулами:

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \left(K_{\text{зрл}} + \frac{sn}{2400}\right). \quad (7.42)$$

формула К.Н. Миллса

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \left(1 - \frac{sn^2}{1790}\right); \quad (7.43)$$

формула Д.С. Слоунеджера

$$P_{\min} = 0,75 P_{\text{шт}} - (P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}) \frac{sn}{137}; \quad (7.44)$$

формула Д.О. Джонсона

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} - \left(K_{\text{зрл}} - \frac{sn^2}{1790}\right); \quad (7.45)$$

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,

$$P_{\text{ж}} = (p_{\text{выл}} - p_{\text{ва}}) F_{\text{пл}}; \quad (7.46)$$

$P_{\text{шт}}$ – вес колонны штанг в воздухе,

$$P_{шт} = H_n \left(\sum_{i=1}^n q_{штi} \varepsilon_i \right); \quad (7.47)$$

$q_{штi}$ – вес одного метра штанг с муфтами в воздухе, H ; ε_i – доля штанг данного размера в ступенчатой колонне, доли единицы; $K_{врт}$ – коэффициент, учитывающий потерю веса штанг, помещенных в жидкость,

$$K_{врт} = (\rho_{шт} - \rho_{ж}) / \rho_{шт}, \quad (7.48)$$

$\rho_{шт}$, $\rho_{ж}$ – 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, H	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) $p_{вык} = 9,1 \text{ МПа}$; плотность жидкости в НКТ (задача 7.4) $\rho_{ж} = 1106 \text{ кг/м}^3$; давление в цилиндре при такте всасывания (задача 7.4) $p_{в} = 1,753 \text{ МПа}$; 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 $\varepsilon_1 = 0,42$; нижняя ступень диаметром 19 мм и $\varepsilon_2 = 0,58$).

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:

$$K_{\text{кор}} = (7850 - 1106) / 7850 = 0,859.$$

Вычисляем для первого варианта конструкции штанг вес колонны штанг в воздухе по (7.47). Для штанг диаметром 22 мм

$$q_{\text{шт}1} = 30,8034 \text{ Н};$$

$$P_{\text{шт}1} = 691 \cdot 30,8034 = 21,29 \text{ кН}.$$

Для второго варианта ($q_{\text{шт}2} = 23,0535 \text{ Н}$):

$$P_{\text{шт}2} = 691 (30,8034 \cdot 0,42 + 23,0535 \cdot 0,58) = 18,18 \text{ кН}.$$

Рассчитываем по (7.46) $P_{\text{ж}}$ (при $F_{\text{пл}} = 2,375 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$):

$$P_{\text{ж}} = (9,1 - 1,753) 10^6 \cdot 2,375 \cdot 10^{-3} = 17,45 \text{ кН}.$$

Дальнейшие расчеты проводим для второго варианта. Максимальная нагрузка по формуле (7.38)

$$P_{\text{max}} = 17,45 + 18,18 \left[0,859 + \frac{1,8(9,2)^2}{1440} \right] = 34,99 \text{ кН};$$

минимальная нагрузка по формуле (7.42)

$$P_{\text{min}} = 18,18 \left[0,859 - \frac{1,8(9,2)^2}{2400} \right] = 14,46 \text{ кН}.$$

Определяем также максимальную нагрузку соответственно по формулам (7.39), (7.40) и (7.41):

$$P_{\text{max}} = 17,45 + 18,18 \left(0,859 + \frac{1,8 \cdot (9,2)^2 \cdot \text{tg } 0,136}{1790 \cdot 0,136} \right) = 31,51 \text{ кН};$$

$$P_{\text{max}} = (17,45 + 18,18) \left(1 + \frac{152,352}{1790} \right) = 38,66 \text{ кН};$$

$$P_{\text{max}} = (17,45 + 18,18) \left(1 + \frac{1,8 \cdot 9,2}{137} \right) = 39,94 \text{ кН}.$$

Рассчитываем также минимальную нагрузку соответственно по формулам (7.43), (7.44) и (7.45):

$$P_{\min} = 18,18 \left(1 - \frac{152,352}{1790} \right) = 16,63 \text{ кН};$$

$$P_{\min} = 0,75 \cdot 18,18 - (17,45 + 18,18) \frac{1,8 \cdot 9,2}{137} = 9,33 \text{ кН};$$

$$P_{\min} = 18,18(0,859 - \frac{152,352}{1790}) = 14,07 \text{ кН}.$$

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, м^2 .

В каждом конкретном случае необходимо рассчитать приведенное напряжение цикла и сравнить его с допускаемым приведенным напряжением $[\sigma_{пр}]$ для различного материала штанг (см. табл. 7.3-7.7).

Колонна штанг считается правильно выбранной, если

$$\sigma_{пр} \leq [\sigma_{пр}]. \quad (7.54)$$

Задача 7.11. Для второго варианта конструкции колонны штанг (задача 7.9) рассчитать приведенное напряжение и сравнить его с допускаемым $[\sigma_{пр}] = 70$ МПа.

Решение. По формуле (7.49) рассчитываем σ_{max} для $P_{max} = 34,99$ кН, $f_{шт} = 3,7994 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$:

$$\sigma_{max} = \frac{34990 \text{ Н}}{3,7994 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2} = 9209 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 = 92 \text{ МПа.}$$

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 $\sigma_a = (92 - 38) / 2 = 27$ 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 вычисляют 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.

$$M_{кр\max} = 1,2M'_{кр\max}. \quad (7.56)$$

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]:

$$P_{\max} = 50,00 \text{ кН}; M_{кр\max} = 23000 \text{ Н} \cdot \text{м}; s = 1,8 \text{ м};$$

$$n = (6 - 12) \text{ кач/мин}.$$

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 $0 < \alpha < 22^\circ$:

$$P'_{шт} = P_{шт} K_{шт} (1 - 0,0165\alpha), \quad (7.57)$$

где $P'_{шт}$ – вес колонны штанг в жидкости в наклонно направленной скважине, Н; $P_{шт}$ – 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 $P'_{шт}$ в зависимости от углового отклонения скважины для следующих условий:

вес колонны штанг в воздухе $P_{шт} = 18,18$ кН;

коэффициент, учитывающий потерю веса штанг в жидкости, $K_{шт} = 0,859$; угол отклонения скважины от вертикали $\alpha = 0, 5, 10, 15$ и 20° .

Построить зависимость $P'_{шт}$ от угла наклона скважины α .

Решение. Для случая $\alpha = 0$ по формуле (7.57) получаем

$$P'_{шт} = 18,18 \cdot 0,859 \cdot 1 = 15,616 \text{ кН};$$

для $\alpha = 5^\circ$

$$P'_{шт} = 18,18 \cdot 0,859(1 - 0,0165 \cdot 5) = 14,278 \text{ кН};$$

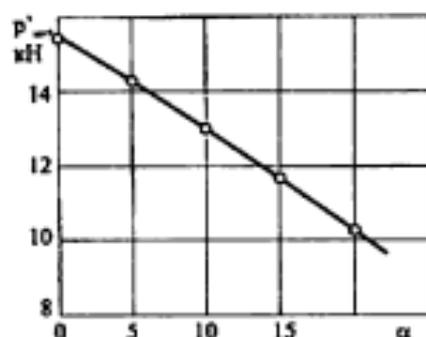


Рис. 36.

Влияние угла наклона скважины на вес штанг в жидкости неизменной

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.

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 три четверти 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 стендовых характеристик без присутствия свободного газа, а КПД насоса максимален. Давление на приеме насоса, соответствующее небольшому газосодержанию в откачиваемой жидкости, назовем оптимальным давлением на приеме $p_{опт}$ (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 допусковым давлением на приеме $p_{доп}$.

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 $p_{пред}$.

Ниже приведены эмпирические зависимости для расчета $p_{опт}$, $p_{доп}$ и $p_{пред}$ - справедливые при $(\mu_{из}/\mu_{ин}) \leq 3$. 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 $B \leq 0,6$

$$p_{опт} = \frac{\mu_{из}}{\mu_{ин}} p_{нас} (0,325 - 0,316B); \quad (8.1)$$

при $B \geq 0,6$

$$p_{опт} = \frac{\mu_{из}}{\mu_{ин}} p_{нас} (6,97B - 4,5B^2 - 2,43), \quad (8.2)$$

где B - объемная обводненность продукции, доли единицы.

Для оценки допускового давления на приеме ПЦЭН можно использовать следующие формулы:

при $B \leq 0,6$

$$p_{доп} = \frac{\mu_{из}}{\mu_{ин}} p_{нас} (0,198B - 0,18B), \quad (8.3)$$

при $B \geq 0,6$

$$p_{доп} = \frac{\mu_{из}}{\mu_{ин}} p_{нас} (2,62B - 1,75B^2 - 0,85), \quad (8.4)$$

Предельное давление на приеме во всей области $0 \leq B \leq 1$ можно рассчитать по следующей зависимости:

$$p_{\text{прел}} = \frac{\mu_{\text{на}}}{\mu_{\text{ин}}} p_{\text{нас}} (0,125B - 0,115B), \quad (8.5)$$

Так как вязкость дегазированной нефти $\mu_{\text{на}}$ дается в справочной литературе при $t_{\text{на}} = 20$ °С, а при вычислении $\mu_{\text{на}}/\mu_{\text{ин}}$ ее необходимо подставлять при $t_{\text{ин}}$, то для расчета $\mu_{\text{на}}$ 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 $t = 20$ °С вязкость воды $\mu_w = 1$ мПа·с.

Задача 8.1. Рассчитать оптимальное, допускаемое и предельное давления на приеме ПЦЭН для пласта Д₁, Шапововского нефтяного месторождения. Из [1] имеем:

давление насыщения $p_{\text{нас}} = 9,9$ МПа; пластовая температура $t_{\text{на}} = 38$ °С; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{\text{ин}} = 3,9$ мПа·с; вязкость дегазированной нефти при температуре соответственно 20 и 50 °С $\mu_{20} = 14,4$ мПа·с, $\mu_{50} = 6,2$ мПа·с; обводненность продукции $B = 0,25$.

Решение. Прежде чем рассчитывать соответствующие давления, вычисляем по (8.6) вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре $t_{\text{на}} = 38$ °С и относительные вязкости нефти:

$$\mu_{20} = \frac{14,460 \text{ мПа} \cdot \text{с}}{1 \text{ мПа} \cdot \text{с}} = 14,4; \quad \mu_{50} = \frac{6,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}}{1 \text{ мПа} \cdot \text{с}} = 6,2;$$

$$\lg \mu_{38} = \lg 14,4 \left(\frac{6,2}{14,4} \right)^{\frac{38-20}{30}} = 1,15836 \left(\frac{6,2}{14,4} \right)^{\frac{38-20}{30}} = 1,15836 (0,6841)^{0,6} = 0,92236.$$

Таким образом, вязкость дегазированной нефти при $t_{\text{пл}}=38^{\circ}\text{C}$
 $\mu_{38} = 8,4$ или $\mu_{38} = 8,4 \cdot 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 8,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Проверяем отношение $\mu_{\text{зд}} / \mu_{\text{мин}}$:

$$\mu_{\text{зд}} / \mu_{\text{мин}} = 8,4 \text{ мПа} \cdot \text{с} / 3,9 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 2,15 < 3,$$

то есть в данном случае зависимости (8.1)–(8.5) справедливы.

Так как $B = 0,25 < 0,6$, то для расчета $p_{\text{опт}}$ используем (8.1), для расчета $p_{\text{доп}}$ – (8.3), а для расчета $p_{\text{пред}}$ – (8.5).

Оптимальное давление на приеме

$$p_{\text{опт}} = \left(\frac{8,4}{3,9} \right) 9,9 (0,325 - 0,316 \cdot 0,25) = 5,24 \text{ МПа}.$$

Допускаемое давление на приеме

$$p_{\text{доп}} = \left(\frac{8,4}{3,9} \right) 9,9 (0,198 - 0,18 \cdot 0,25) = 3,26 \text{ МПа}.$$

Предельное давление на приеме

$$p_{\text{пред}} = \left(\frac{8,4}{3,9} \right) 9,9 (0,125 - 0,115 \cdot 0,25) = 2,05 \text{ МПа}.$$

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 стендовой характеристики (при испытании насоса на пресной воде) ее паспортной характеристики (при испытании насоса также на пресной воде). Как правило, стендовая (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 стендовых 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 случаях 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 м³/сут и представляем их ниже.

Подача Q , м ³ /сут	100	200	300	400	500
Напор H , 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 , м ³ /сут	100	200	300	400	500
Напор H , м	777	704	600	442	152
КПД η	0,199	0,377	0,504	0,537	0,273

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 большого количества информации.

Излагаемый ниже экспресс-метод подбора ПЦЭН базируется на результатах экспериментальных исследований работы погружных центробежных электронасосов на различных нефтяных месторождениях РФ.

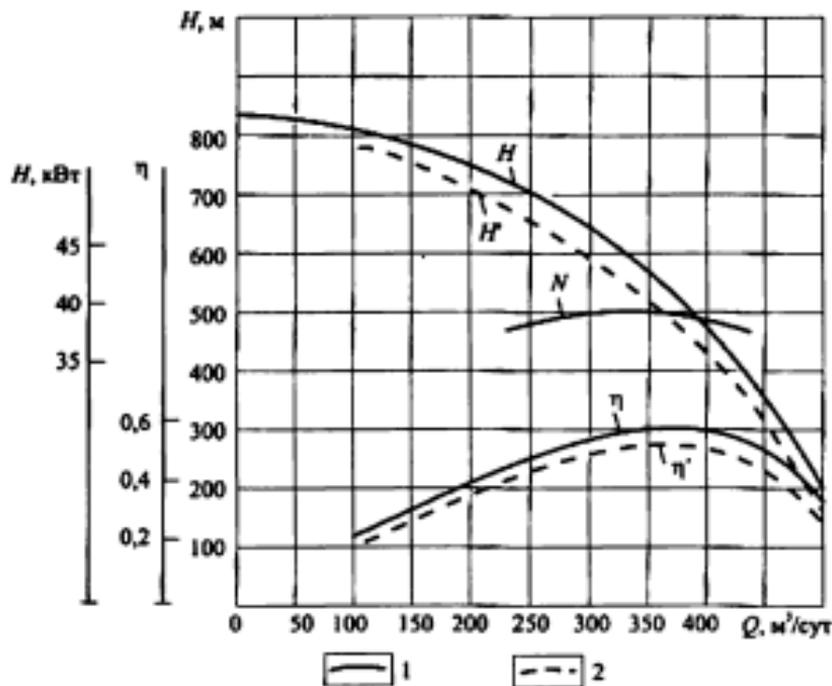


Рис. 37.

Паспортные (1) и скорректированные (2) характеристики погружного центробежного электронасоса ЭЦН5А-360-600

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 РФ, 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: $p_v = 1,5$ МПа, глубина спуска насоса $H_n = 855$ м, обводненность продукции $B = 0,2$. На оси давлений откладывают давление $p_v = 1,5$ МПа и проводят линия 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 $p_{\text{вык}} = 7,25$ МПа.

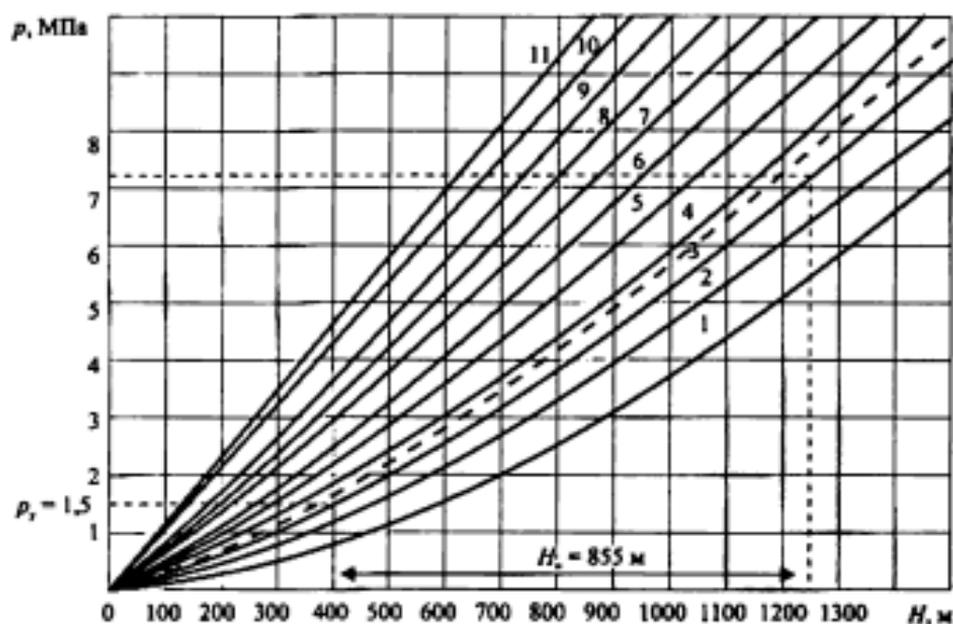


Рис. 38.

Экспериментальные кривые распределения давления ($\rho_s = 1170 \text{ кг/м}^3$).

1, 2, 3, 4 и т.д. – соответственно при обводненности $B = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1$

Основные характеристики флюидов некоторых
нефтяных месторождений РФ [1]

Месторождение, горизонт	$P_{лик}$, МПа	G_0 , м/м	$b_{ин}$, м/м	$\rho_{лик}$, кг/м ³	$\rho_{пл}$, кг/м ³	$\mu_{пл}$, 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, Туркский 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 ₃₄	8,4	44,2	1,13	786	848	3,5	5,2
Мухановское, пласт В ₁	7,5	58,4	1,17	800	863	2,4	7,8
Соколовгорское, 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.

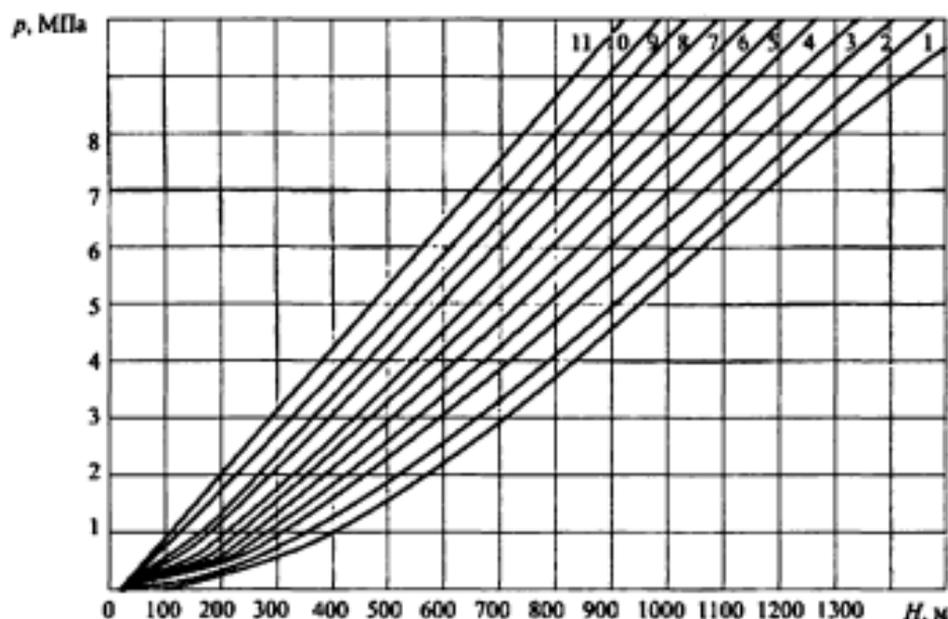


Рис. 39.

Экспериментальные кривые распределения давления ($\rho_s = 1100 \text{ кг/м}^3$). 1, 2, 3, 4, 5 и т.д. – соответственно при обводненности $B = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1$

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H = f(Q)$. Дальнейшее изложение справедливо для прямолинейной индикаторной линии скважины, в соответствии с (2.62) записываем:

$$P_{\text{нас}} = P_{\text{плз}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}} \quad (8.10)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; Q – дебит скважины, равный подаче насоса, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Основные характеристики флюидов некоторых нефтяных месторождений РФ [1]

Месторождение, горизонт	$P_{пл}$, МПа	C_D , м/м	$b_{пл}$, м/м	$\rho_{пл}$, кг/м ³	$\rho_{жл}$, кг/м ³	$\mu_{пл}$, мПа·с	α , м ³ /(м ³ × МПа)
Осинское, Серпуховским 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
Гожванское, Яснополянский горизонт	6,8	17	1,04	903	914	49	2,5
Барьдинское	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-Уратьминское, Турнейский ярус	7,2	14,4	1,05	884	899	35	2
Азевское, Паштйский 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

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{вб}} - (L_c - H_n) \rho'_ж g, \quad (8.11)$$

где $\rho'_ж$ – 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

$$H_n = L_c + \frac{10^6 (p_{\text{опт}} + Q/K_{\text{сп}} - p_{\text{вб}})}{\rho'_ж g}. \quad (8.12)$$

Таким образом, по (8.12) для заданного дебита Q и определенного давления $p_{\text{опт}}$ вычисляется глубина спуска насоса H_n . Затем по соответствующим кривым рис. 38 или 39 в зависимости от обводненности и устьевое давление определяется давление на выкиде насоса $p_{\text{вк}}$ при заданной подаче Q .

Давление p_n , необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле

$$p_n = p_{\text{вк}} - p_{\text{опт}}. \quad (8.13)$$

При необходимости пересчета давления p_n в напор выражение (8.13) записывают в виде

$$H = 10^6 (p_{\text{вк}} - p_{\text{опт}}) / (\rho'_ж g), \quad (8.14)$$

где $\rho'_ж$ – плотность жидкости, рассчитываемая по (2.19).

Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач), вычисляют для каждого из них соответствующие H_n , $p_{\text{вк}}$, $p_n(H)$ и строят графическую зависимость $p_n(H) = f(Q)$, 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 $p_{плз} = 19,2$ МПа; коэффициент продуктивности $K_{пр} = 31$ м³/(сут · МПа); объемная обводненность $B = 0,25$; плотность воды $\rho_w = 1170$ кг/м³; давление на устье $p_y = 0,5$ МПа; диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк} = 0,168$ м.

Максимально возможный дебит скважины ограничен условием:

$$p_{звб} = 0,75 p_{нжс}.$$

Из табл. 8.1 $p_{нжс} = 9,9$ МПа.

Решение. Вычисляем минимально возможное забойное давление:
 $p_{звб \min} = 0,75 \cdot 9,9 = 7,425$ МПа.

Максимально возможный дебит скважины $Q_{\max} = 31 (19,2 - 7,425) = 365$ 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 $\rho'_{ж}$ 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 $\rho'_{ж} = 849 + (1170 - 849)0,25 = 930$ кг/м³.

Глубина спуска насоса

при $Q_1 = 200$ м³/сут

$$H_{н1} = 2050 + \frac{\left(5,24 + \frac{200}{31} - 19,2\right) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1227 \text{ м};$$

при $Q_2 = 300$ м³/сут

$$H = 2050 + \frac{\left(5,24 + \frac{300}{31} - 19,2\right) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1581 \text{ м};$$

при $Q_3 = 400 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$H_3 = 2050 + \frac{\left(5,24 + \frac{400}{31} - 19,2\right) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1934 \text{ м.}$$

Для каждой глубины спуска насоса находим по рис. 38 давления на выкиде насоса $p_{\text{вых } 1}$, $p_{\text{вых } 2}$, $p_{\text{вых } 3}$ (при $p_{\text{в}} = 0,5 \text{ МПа}$; $B = 0,25$), интерполируя на обводненность $B = 0,25$: $p_{\text{вых } 1} = 8,75 \text{ МПа}$; $p_{\text{вых } 2} = 11,75 \text{ МПа}$; $p_{\text{вых } 3} = 14,8 \text{ МПа}$ (для нахождения $p_{\text{вых } 2}$ и $p_{\text{вых } 3}$ проводится экстраполяция экспериментальных кривых).

Рассчитываем по (8.13) потребное давление

$$p_{\text{н } 1} = 8,75 - 5,24 = 3,51 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{н } 2} = 11,75 - 5,24 = 6,51 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{н } 3} = 14,8 - 5,24 = 9,56 \text{ МПа.}$$

Вычисляем по (8.14) потребные напоры (принимая $\rho_{\text{ж}} = 930 \text{ кг/м}^3$):

$$H_1 = 3,51 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 385 \text{ м};$$

$$H_2 = 6,51 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 713,5 \text{ м};$$

$$H_3 = 9,56 \cdot 10^6 / (930 \cdot 9,81) = 1048 \text{ м.}$$

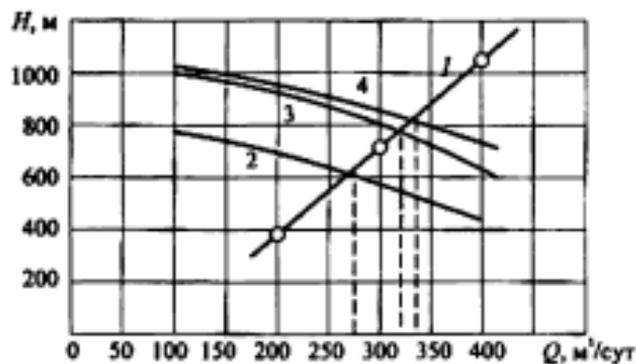
По результатам расчета строим зависимость $H = f(Q)$, которая представлена на рис. 40 (линия 1). На этот же рисунок нанесены реальные характеристики насосов: ЭЦН5А-360-600 (линия 2), ЭЦН5А-360-700 (линия 3) и 1ЭЦН6-500-750 (линия 4). Соответствующие точки пересечения гидродинамической характеристики 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 1ЭЦН6-500-750. 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:

$$H_{\text{н}} = 2050 + \frac{\left(5,24 + \frac{333}{31} - 19,2\right) 10^6}{930 \cdot 9,81} = 1697 \text{ м.}$$

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

$$H_n = 2050 + \frac{\left(5,24 + \frac{331}{31} - 19,2\right) 10^6}{930 - 9,81} = 1658 \text{ м.}$$

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 г/л, свободного газа на приеме насоса – не более 50% от объема смеси, сероводорода – не более 0,01 г/л. Насосы работают при вязкости откачиваемой жидкости до $6 \cdot 10^{-4}$ м²/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 , м³/м³; B – объемная обводненность продукции, доли единицы.

Для расчета G_{0i} можно воспользоваться выражением (1.28), записав 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, м³/м³, 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 $p_{\text{пр}1}$, $p_{\text{пр}2}$ 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 $G_0 = 22$ м³/м³; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 7$ МПа
содержание азота в нефтяном газе $y_2 = 3,5\%$.

Решение. Рассчитываем по (1.29) показатель степени

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

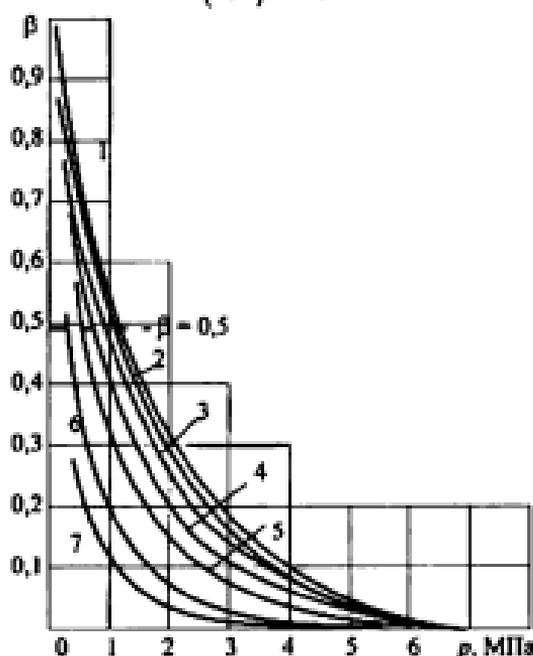


Рис. 41.

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

<i>B</i>	Расходос газосодержание β					
	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 допустимых давлений на приеме винтового насоса:

B	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
p_n , 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

$$P_{\text{рн}} = P'_{\text{рн}} - (H_{\text{н}} - \Delta h_{\text{р}}) \rho_{\text{р}} g, \quad (8.17)$$

при ходе поршней вверх

$$P_{\text{рн}} = P'_{\text{рн}} - (H_{\text{н}} - \Delta h_{\text{р}}) \rho_{\text{р}} g, \quad (8.18)$$

где $P'_{\text{вн}}$, $P'_{\text{рн}}$ – соответственно давления рабочей жидкости у погружного агрегата при ходе вниз и вверх, Па; $H_{\text{н}}$ – глубина спуска насоса, м; $\Delta h_{\text{р}}$ – гидравлические сопротивления потоку рабочей жидкости в трубопроводе от силового насоса до погружного агрегата, м; $\rho_{\text{р}}$ – плотность рабочей жидкости, кг/м^3 .

Давление рабочей жидкости у погружного агрегата при ходе вниз

$$P'_{\text{рн}} = (H_{\text{н}} + \Delta h_{\text{см}}) \rho_{\text{см}} g + P_{\text{г}} + S_{\text{н}} / F_{\text{ш}}, \quad (8.19)$$

а при ходе вверх

$$p'_{\text{пр}} = (H_n + \Delta h_{\text{см}}) \rho_{\text{см}} g + p_y + \frac{[(H_n + \Delta h_{\text{см}}) \rho_{\text{см}} g - (h_n - h_a) \rho_a g + p_y] \cdot F_n + S_n}{F_a - F_{\text{ш}}}, \quad (8.20)$$

где $\Delta h_{\text{см}}$ – гидравлические сопротивления потоку смешанной жидкости в трубопроводе от погружного агрегата до устья скважины, м; $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси рабочей и добываемой жидкости, кг/м^3 ; p_y – давление на устье скважины, Па; S_n – суммарные сопротивления в погружном агрегате при ходе поршней вниз, Н; $F_{\text{ш}}$ – площадь поперечного сечения силового штока, м^2 ; F_a – площадь поперечного сечения поршня двигателя диаметром (в м) d , м^2 ; F_n – площадь поперечного сечения поршня погружного насоса, м^2 ; $h_n = p_{\text{нп}}/(\rho_a g)$ – глубина погружения агрегата под динамический уровень, м; h_a – гидравлические сопротивления потоку добываемой жидкости в трубопроводе до приема погружного насоса, м; ρ_a – плотность добываемой жидкости, кг/м^3 ; S_n – 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

$$q'_p = [F_a x + (F_3 - F_{\text{ш}}) y] K \cdot 60 \cdot 24 \quad \text{или}$$

$$q'_p = 1130,4 [d_a^2 x + (d_3^2 - d_{\text{ш}}^2) y] K, \quad (8.21)$$

где F_3 – площадь сечения большой головки золотника диаметром (в м) d_3 , м^2 ; x – длина хода поршней агрегата, м; y – длина хода золотника, м; K – коэффициент расхода рабочей жидкости, учитывающий степень наполнения гидродвигателя и утечки рабочей жидкости

$$K = q_p / q_{\text{тп}}, \quad (8.22)$$

$q_{\text{тп}}$ – теоретический расход рабочей жидкости при расчетной длине хода поршня и золотника, $\text{м}^3/\text{сут}$.

При числе двойных ходов в минуту n расход рабочей жидкости (в $\text{м}^3/\text{сут}$):

$$q_p = q'_p n = 1130,4 [d_a^2 x + (d_3^2 - d_{\text{ш}}^2) y] K n. \quad (8.23)$$

8.5.3. Расчет подачи погружного агрегата

Удельная подача, приходящаяся на один двойной ход поршня в минуту

$$Q' = F_n \cdot x \eta_0 \cdot 60 \cdot 24$$

или

$$Q' = 1130,4 d_n^2 x \eta_0. \quad (8.24)$$

При числе двойных ходов в минуту n подача

$$Q' = Q' n = 1130,4 d_n^2 x \eta_0 n, (\text{м}^3 / \text{сут}), \quad (8.25)$$

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, $\text{м}^3/\text{сут}$.

8.5.4. Расчет мощности и КПД установки

Полная мощность всей установки (в кВт)

$$N_y = \frac{q_w p_p}{88 \eta_{ca}}. \quad (8.27)$$

где q_w – расход рабочей жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$; p_p – усредненное значение давления рабочей жидкости, МПа

$$p_p = (p_{рн} + p_{рв}) / 2, \quad (8.28)$$

$p_{рн}$, $p_{рв}$ – давления, рассчитываемые соответственно по (8.17) и (8.18), МПа;

η_{ca} – КПД силового агрегата:

$$\eta_{ca} = \eta_{nc} \eta_n \eta_{зд}, \quad (8.29)$$

η_{nc} – КПД силового насоса (~ 0,9); η_n – КПД передачи (~0,95); $\eta_{зд}$ – КПД электродвигателя (~ 0,85).

Полезная мощность погружного агрегата (в кВт)

$$N_{\text{пол}} = \frac{Q(H_n \rho_{\text{см}} g + p_y + \Delta h_{\text{см}} \rho_{\text{см}} g - p_{\text{пр}}) 10^{-6}}{88}, \quad (8.30)$$

где $p_{\text{пр}}$ – давление на приеме насоса, Па; p_y – давление на устье, Па. Коэффициент полезного действия установки

$$\eta_y = N_{\text{пол}} / N_y. \quad (8.31)$$

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 $p_{\text{пр}} = 5$ МПа; давление на устье скважины $p_y = 0,5$ МПа; глубина спуска насоса $H_n = 2000$ м; продукция скважины – обводненная нефть плотностью $\rho_n = 1000$ кг/м³; плотность рабочей жидкости $\rho_{\text{ж}} = 850$ 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 $\Delta h_{\text{см}} = 500$ м;

гидравлические потери в скважине от забоя до приема насоса $h_d = 50$ м.

Основные характеристики погружного агрегата следующие: диаметр силового штока $d_{\text{ш}} = 0,015$ 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 $S_{\text{в}} = 2000$ Н; суммарные сопротивления в погружном агрегате при ходе поршня вниз $S_{\text{н}} = 350$ 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 $\eta_0 = 0,85$.

Решение. Рассчитываем по (8.23) расход рабочей жидкости:

$$q_p = 1130,4 [0,05^2 \cdot 0,7 + (0,025^2 - 0,015^2) \cdot 0,07] \cdot 1,05 \cdot 40 = 84,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

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

$$\rho_{см} = (Q\rho_a + q_p\rho_p)/(Q + q_p) \quad (8.32)$$

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):

$$p'_{н} = (2000 + 500)897,25 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 + \frac{850}{0,785 \cdot (0,015)^2} = 22 \cdot 10^6 + 0,5 \cdot 10^6 + 1,98 \cdot 10^6 = 24,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 24,5 \text{ МПа.}$$

$$p'_{в} = (2000 + 500)897,25 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 + \frac{\left[(2000 + 500)897,25 \cdot 9,81 - \left(\frac{5 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} - 50 \right) 1000 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 \right]}{1,9625 \cdot 10^{-3} - 1,76625 \cdot 10^{-4}} \cdot 1,134 \cdot 10^{-3} + 2000 = 22 \cdot 10^6 + 0,5 \cdot 10^6 + 18,27 \cdot 10^6 = 40,77 \cdot 10^6 \text{ Па} = 40,77 \text{ МПа.}$$

Определяем давление рабочей жидкости у силового насоса при ходе поршней вниз по формуле (8.17), а при ходе вверх по (8.18):

$$p_{см} = 24,5 - (2000 - 220) 850 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 9,66 \text{ МПа};$$

$$p_{см} = 40,77 - (2000 - 220) 850 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 25,93 \text{ МПа.}$$

В соответствии с (8.29) КПД силового агрегата $\eta_{св} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 0,85 = 0,73$.

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) $N_v = 84,4 \cdot 17,8 / (88 \cdot 0,73) = 23,4$ кВт.

Полезная мощность погружного агрегата рассчитывается по (8.30):

$$N_{\text{пол}} = \frac{38,8 (2000 \cdot 897,25 \cdot 9,81 + 0,5 \cdot 10^6 + 500 \cdot 897,25 \cdot 9,81 - 0,5 \cdot 10^6) 10^{-6}}{88} \\ = \frac{38,8 \cdot 17,5 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}}{88} = 7,72 \text{ кВт.}$$

Вычисляем по (8.31) коэффициент полезного действия установки $\eta_v = 7,72 / 23,4 = 0,33$.

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 nipples, телескопические соединения, скважинные камеры, уравнительные 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 w'_r . Основное условие выноса следующее:

$$w'_r = 1,2w_{кр} \quad (9.1)$$

где $w_{кр}$ – 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

$$Re = w_{кр} d_i \rho_i / \mu_i \quad (9.2)$$

или параметром Архимеда

$$Ar = d_t^3 \rho_t g (\rho_t - \rho_r) / \mu_r^2, \quad (9.3)$$

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:

$$\text{ламинарный } Re \leq 2 \text{ или } Ar \leq 36; \quad (9.4)$$

$$\text{переходный } 2 < Re \leq 500 \text{ или } 36 < Ar \leq 83000; \quad (9.5)$$

$$\text{турбулентный } Re > 500 \text{ или } Ar > 83000; \quad (9.6)$$

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

ламинарный режим

$$w_{\text{кр}} = d_t^2 g (\rho_t - \rho_r) / (18\mu_r); \quad (9.7)$$

переходный режим

$$w_{\text{кр}} = \frac{0,78 d_t^{0,43} (\rho_t - \rho_r)^{0,715}}{\rho_r^{0,285} \mu_r^{0,43}}; \quad (9.8)$$

турбулентный режим

$$w_{\text{кр}} = 5,46 \sqrt{\frac{d_t (\rho_t - \rho_r)}{\rho_r}}; \quad (9.9)$$

где ρ_r – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м³; μ_r – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па·с.

Из уравнения притока газа по заданному дебиту рассчитывают забойное давление

$$p_{\text{зб}} = \sqrt{p_{\text{вс}}^2 - aV_r^2 - bV_r^2} \quad (9.10)$$

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

$$d_{\text{ин}} = 0,1108 \sqrt{\frac{V_r p_0 T_{\text{заб}} z_{\text{заб}}}{w'_r p_{\text{заб}} T_{\text{ст}}}} \quad (9.11)$$

где V_r – дебит газа, тыс. м³/сут.

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

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

9.1.2. Расчет выноса жидких капель

Критическая скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины

$$w_{\text{крит}} = 16,47(45 - 0,455 p_{\text{заб}})^{0,25} / \sqrt{p_{\text{заб}}}, \quad (9.12)$$

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 $w'_r = 5-10$ 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

$$d_{\text{ин}} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \lambda z_{\text{сп}}^2 V_r^2 (e^{2s} - 1) \cdot T_{\text{сп}}^2}{p_{\text{ин}}^2 - p_r^2 e^{2s}}}, \quad (9.13)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений; $z_{\text{сп}}$ – средний коэффициент сжимаемости газа (при $p_{\text{сп}}$ и $T_{\text{сп}}$); $T_{\text{сп}}$ – средняя температура в скважине, К; V_r – дебит газа, тыс. м³/сут; p_r – давление на устье скважины, Па; s – показатель степени;

$$s = \frac{0,03415 L_c \bar{\rho}_r}{z_{\text{эф}} T_{\text{эф}}}, \quad (9.14)$$

$$p_{\text{эф}} = (p_y + p_{\text{заб}}) / 2, \quad (9.15)$$

$$T_{\text{эф}} = (T_{\text{заб}} - T_y) / \ln \frac{T_{\text{заб}}}{T_y}. \quad (9.16)$$

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: $\rho_r = 1,06$ кг/м³; $L_c = 2500$ м; $a = 0,6439 \cdot 10^{-4}$; $b = 2,139 \cdot 10^{-6}$; $p_{\text{заб}} = 39,03$ МПа; $V_r = 1,15 \cdot 10^3$ тыс. м³/сут; $T_{\text{заб}} = 337$ К; $z_{\text{заб}} = 0,811$)

$$Ar = (0,002)^3 \cdot 1,06 \cdot 9,81 (2400 - 1,06) / (1,4 \cdot 10^{-5})^2 = 1018183.$$

Так как $Ar = 1018183 > 83000$, то режим течения, в соответствии с (9.6), турбулентный, а критическая скорость рассчитывается по (9.9):

$$w_{\text{кр}} = 5,46 \sqrt{\frac{0,002 \cdot (2400 - 1,06)}{1,06}} = 11,62 \text{ м/с}.$$

По формуле (9.1) рассчитываем: $w'_r = 1,2 \cdot 11,62 = 14$ м/с. Вычисляем по (9.11) внутренний диаметр подъемника

$$d_{\text{ин}} = 0,1108 \sqrt{\frac{1,15 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 337 \cdot 0,811}{14 \cdot 39,03 \cdot 293}} = 0,05 \text{ м}.$$

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

$$w_{\text{крж}} = 16,47 (45 - 0,0455 \cdot 39,03)^{0,25} / \sqrt{39,03} = 6,76 \text{ м/с.}$$

По формуле (9.1) рассчитываем: $w_r' = 1,2 \cdot 6,76 = 8,11 \text{ м/с}$. 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, $d_{\text{вн}} = 0,0503 \text{ м}$.

Задача 9.3. Рассчитать внутренний диаметр подъемника, исходя из заданных потерь давления в подъемнике. Исходные данные следующие:

$V_r = 1,15 \cdot 10^3 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$	$z_{\text{ср}} = 0,811;$	$L_c = 2500 \text{ м};$
$\rho_r = 1,06 \text{ кг/м}^3;$	$T_v = 303 \text{ К};$	$T_{\text{заб}} = 337 \text{ К};$
$p_v = 31,13 \text{ МПа};$	$p_{\text{заб}} = 39,03 \text{ МПа.}$	

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 частиц 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)

$$V_{r \min} = \frac{w_{r \min} T_{ст} p_{заб} \pi d_{ан}^2}{4 p_0 z_{заб} T_{заб}}, \quad (9.17)$$

Минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка воды

$$w_{га \min} = \frac{1,23(45 - 0,45 p_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 p_{заб}}}, \quad (9.18)$$

а минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка конденсата

$$w = \frac{1,71(67 - 0,45 p_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 p_{заб}}}, \quad (9.19)$$

где $p_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Задача 9.4. Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки для следующих условий: $d_{ан} = 0,062$ 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:

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

По (9.17) рассчитываем минимальный дебит газа

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

или

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

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):

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

Определяем по (9.17) минимальный дебит газа

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

или

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

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 снеговой 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 $\bar{\rho}$. 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.

Расчет давления в заданной точке работающей скважины выполняется по следующей формуле:

$$p(h) = \sqrt{p_y^2 e^{2s} + 1,325 \cdot 10^{-12} \lambda \frac{z_{sp}^2 T_{sp}^2}{\alpha_{nn}^5} V_r^2 (e^{2s} - 1)}, \quad (9.20)$$

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_{sp} вычисляются соответственно по формулам (9.14) и (9.16).

Расчет температуры в заданной точке работающей скважины выполняется по формуле

$$T(h) = T_{nn} - \omega(L_{nn} - h) - \Delta t_i e^{-a(L_{nn} - h)} + \frac{1 - e^{-a(L_{nn} - h)}}{a} \left(\omega - Di \frac{p_{zh} - p_y}{L_{nn}} - \frac{A}{c_p} \right), \quad (9.21)$$

где $T(h)$ – температура на глубине h от устья, К; ω – геотермический градиент, К/м; L_{nn} – глубина залегания пласта, м; Di – 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_{nn} , кДж/(кг · К); Δt_i – снижение температуры газа в призабойной зоне скважины за счет эффекта Джоуля–Томсона с учетом теплообмена с окружающей средой, К;

$$\Delta t_i = Di(p_{\text{мн}} - p_{\text{зд}}) \frac{\lg \left(1 - \frac{Gc_p \tau}{\pi h c_n r_c^2} \right)}{\lg \frac{R_K}{r_c}}, \quad (9.22)$$

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

$$a = 2\pi\lambda_n / (Gc_p f(\tau)); \quad (9.23)$$

λ_n – теплопроводность горных пород, кВт/(м · К); $f(\tau)$ – безразмерная функция времени:

$$f(\tau) = \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_n \tau}{c_n r_c^2}} \right). \quad (9.24)$$

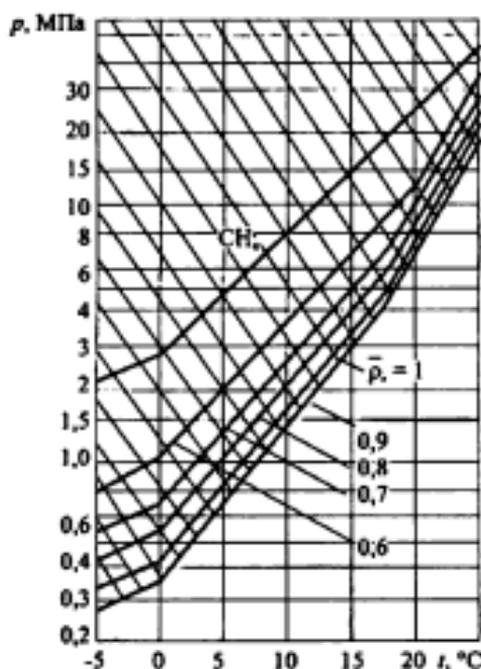


Рис. 42.

Кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности газа

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

$$\lg p_p = \frac{B_1 - t_p}{18,47} - 1,$$

где t_p – равновесная температура гидратообразования, °С; p_p – равновесное давление гидратообразования, МПа; B , B_1 – числовые коэффициенты (табл. 9.1).

Задача 9.6. Определить возможность образования кристаллогидратов в скважине, если давление на устье скважины $p_v = 12$ МПа, температура $t_v = 28,5$ °С, а относительная плотность газа при этом давлении $\bar{\rho}_g = 0,65$.

Решение. По табл. 9.1 для $\bar{\rho}_g = 0,65$ определяем $B = 15,07$ и $B_1 = 47,60$. Рассчитываем по формуле (9.25) равновесную температуру

$$t_p = 18,47(1 + \lg 12) - 15,07 = 23,33 \text{ °С.}$$

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

Вычисляем равновесную температуру по (9.26):

$$t_p = -58,5 (1 + 12) + 47,60 = -74,03 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Сравнивая температуру на устье $t_y = 28,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ с рассчитанной по (9.25) $t_p = 23,33 \text{ } ^\circ\text{C}$, устанавливаем, что образование кристаллогидратов в скважине невозможно, так как $t_y > t_p$.

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 получили 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:

$$\rho_{\kappa 15} = \rho_{\kappa} + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_{\kappa} - 2,5)(t - 15), \quad (10.4)$$

где ρ_{κ} – 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 $G_{\kappa 6}$ рассчитывают по формуле (кг)

$$G_{\kappa 6} = 21,3V_p(a x_p / x_{\kappa} - 0,02), \quad (10.5)$$

где a – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ($a \approx 0,4\%$).

Объем хлористого бария

$$V_{\kappa 6} = G_{\kappa 6} / \rho_{\kappa 6}, \quad (10.6)$$

где $\rho_{\kappa 6}$ – плотность раствора хлористого бария, кг/м³ ($\rho_{\kappa 6} \approx 4000$ кг/м³).

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объем которой рассчитывают по формуле

$$V_{\text{ук}} = b_{\text{ук}} V_p / c_{\text{ук}}, \quad (10.7)$$

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

$$V_{\text{ин}} = b_{\text{ин}} V_p / c_{\text{ин}}, \quad (10.8)$$

где $b_{\text{ин}}$ – норма добавки ингибитора, %. Если в качестве ингибитора используют реагент В-2, то $b_{\text{ин}} = 0,2\%$; $c_{\text{ин}}$ – объемная доля товарного ингибитора, % ($c_{\text{ин}} = 100\%$). Объем интенсификатора

$$V_{\text{инт}} = b_{\text{инт}} V_p / 100, \quad (10.9)$$

где $b_{\text{инт}}$ – норма добавки интенсификатора, %.

Если в качестве интенсификатора используют Марвелан-К, то $b_{\text{инт}} = 0,3\%$.

Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$V_{\text{в}} = V_p - V_{\text{к}} - (V_{\kappa 6} + V_{\text{ук}} + V_{\text{ин}} + V_{\text{инт}}). \quad (10.10)$$

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетные объемы ингибитора $V_{ин}$, уксусной кислоты $V_{ук}$, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Затем добавляют хлористый барий $V_{хб}$ и интенсификатор $V_{инт}$. 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 $\rho_{к 25} = 1134$ кг/м³. Кислотный раствор должен иметь концентрацию 13,5%.

Решение. Рассчитываем по (10.1) объем кислотного раствора
 $V_0 = 1,1 \cdot 11,5 = 12,65$ м³.

В соответствии с условиями задачи $x_k = 27,5\%$, $x_0 = 13,5\%$. По формуле (10.2) вычисляем объем товарной кислоты

$$V_k = 12,65 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 182339,02/31321,812 = 5,82$$
 м³.

Рассчитываем плотность кислоты при $t = 15$ °С:

$$\rho_{к 15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52) (25 - 15) = 1139,08$$
 кг/м³.

При данной температуре объем товарной кислоты

$$V'_k = 12,65 \cdot 5,09 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / 1139,08 (1139,08 - 999) = 928105,61/159562,32 = 5,82$$
 м³.

Рассчитываем количество хлористого бария по (10.5):

$$G_{хб} = 21,3 \cdot 12,65 (0,4 \cdot 13,5 / 17,5 - 0,02) = 47,52$$
 кг

или его объем

$$V_{хб} = 47,52 / 4000 \approx 1,19 \cdot 10^{-2}$$
 м³.

По формуле (10.7) рассчитываем объем уксусной кислоты

$$V_{ук} = 3 \cdot 12,65 / 80 = 4,74 \cdot 10^{-1}$$
 м³.

Затем по формулам (10.8) и (10.9) рассчитываем соответственно объем ингибитора и интенсификатора:

$$V_n = 0,2 \cdot 12,65/100 = 2,53 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{ин}} = 0,3 \cdot 12,65/100 = 3,795 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

Наконец, по формуле (10.10) рассчитываем объем воды $V_n = 12,65 - 5,82 - (0,0119 + 0,474 + 0,0253 + 0,03795) = 6,28 \text{ м}^3$.

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 подошвы до кровли обрабатываемого интервала.

Если обозначить через r_c радиус скважины на этом интервале, то объем кислотного раствора (в м^3)

$$V_p = \pi r_c^2 h, \quad (10.11)$$

где h – толщина обрабатываемого пласта, м.

При проектировании кислотной ванны концентрация кислотного раствора принимается $x_p = 15 - 20\%$.

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 $x_x = 27,5\%$, а концентрация кислотного раствора $x_p = 20\%$.

Решение. Вычисляем по (10.10) объем кислотного раствора

$$V_p = 3,14 (0,18)^2 \cdot 28,3 = 2,88 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем кислоты

$$V_x = 2,88 \cdot 20 (5,09 \cdot 20 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 63406,08/31321,81 = 2,03 \text{ м}^3.$$

Количество хлористого бария

$$G_{\text{хб}} = 21,3 \cdot 2,88 (0,4 \cdot 20/27,5 - 0,02) = 16,62 \text{ кг или его объем}$$

$$V_{\text{хб}} = 16,62/4000 = 4,153 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем уксусной кислоты

$$V_{\text{ук}} = 3 \cdot 2,88/80 = 1,08 \cdot 10^{-1} \text{ м}^3.$$

Объем ингибитора

$$V_{\text{и}} = 0,2 \cdot 2,88/100 = 5,76 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем интенсификатора

$$V_{\text{ин}} = 0,3 \cdot 2,88/100 = 8,64 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем воды

$$V_{\text{в}} = 2,88 - 2,03 - (0,004153 + 0,108 + 0,00576 + 0,00864) = 0,724 \text{ м}^3.$$

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 солянокислотная 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 18 987 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.

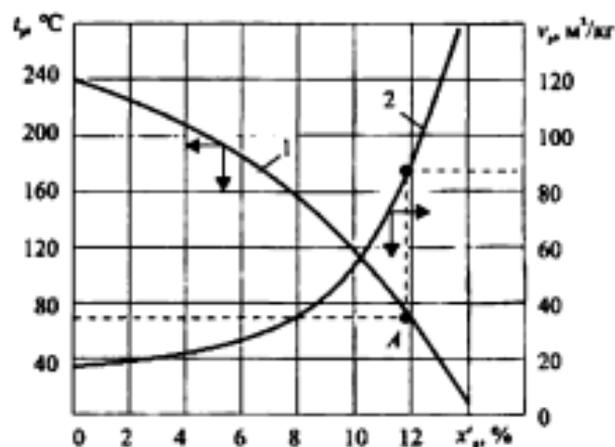


Рис. 43.
 Номограмма для определения повышения температуры кислотного раствора и нормы расхода 15%-ной кислоты на 1 кг магния:

Как видно из рис. 43, остаточная концентрация проработавшего 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 $t_p = 74^\circ\text{C}$.

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 $t_p = 175^\circ\text{C}$, 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 $p_{збр}$ при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м^3 жидкости разрыва):

$$\frac{p_{збр}}{p_{гг}} \cdot \left(\frac{p_{збр}}{p_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1 - \nu^2)^2} \left(\frac{E}{p_{гг}} \right)^2 \frac{Q \mu_{жр}}{p_{гг}} \quad (10.13)$$

где $p_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;

$$P_{\pi} = P_{\pi 0} \frac{v}{(1-v)}, \quad (10.14)$$

v – коэффициент Пуассона горных пород ($v = 0,2 - 0,3$); $P_{\pi 0}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{\pi 0} = \rho_n g L_c 10^{-6}; \quad (10.15)$$

ρ_n – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м^3 ($\rho_n = 2600 \text{ кг/м}^3$); E – модуль упругости пород ($E = (1 - 2) 10^4$ МПа); Q – темп закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$ (в соответствии с характеристикой насосного агрегата); $\mu_{\text{жр}}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующейся жидкости можно использовать формулу

$$P_{\text{жр}} = 10^{-2} K L_c, \quad (10.16)$$

где K – коэффициент, принимаемый равным (1,5–1,8) МПа/м.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$P_y = P_{\text{жр}} - \rho_{\text{жп}} g L_c + P_{\text{тр}}, \quad (10.17)$$

где $\rho_{\text{жп}}$ – плотность жидкости с песком, кг/м^3 :

$$\rho_{\text{жп}} = \rho'_{\text{жп}} (1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n, \quad (10.18)$$

где $\rho'_{\text{жп}}$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м^3 ; ρ_n – плотность песка, кг/м^3 ($\rho_n = 2500 \text{ кг/м}^3$); β_n – объемная концентрация песка в смеси

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1}, \quad (10.19)$$

C_n – концентрация песка в 1 м^3 жидкости, кг/м^3 ($C_n = 250 - 300 \text{ кг/м}^3$).
Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P'_{\text{тр}} = 8 \lambda Q^2 L_c \rho_{\text{жп}} / (\pi^2 d_{\text{жп}}^5), \quad (10.20)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = 64 / \text{Re}, \quad (10.21)$$

$$Re = 4Q\rho_{жп} / (\pi d_{жп} \mu_{жп}), \quad (10.22)$$

Q – темп закачки, м³/с; $\mu_{жп}$ – вязкость жидкости с песком. Па·с;

$$\mu_{жп} = \mu'_{жп} \exp(3,18\beta_n), \quad (10.23)$$

$\mu'_{жп}$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

Если $Re > 200$, то потери давления на трение по (10.16) увеличивают в 1,52 раза:

$$p_{тр} = 1,52 p'_{тр}. \quad (10.24)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = p_r Q / (p_p Q_p K_{тс}) + 1, \quad (10.25)$$

где p_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном p_p ; $K_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{тс} = 0,5-0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = 0,785 d_m^2 L_c. \quad (10.26)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

для горизонтальной трещины

$$Q_{min} \geq 10^{-3} \frac{\pi R_1 \omega_0}{\mu_{жр}}; \quad (10.27)$$

для вертикальной трещины

$$Q_{min} \geq 10^{-3} \frac{h \omega_0}{\mu_{жр}}; \quad (10.28)$$

где R_1 – 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 м^3 жидкости C_n объем жидкости

$$V_{\text{ж}} = Q_n / C_n. \quad (10.29)$$

Задача 10.6. Рассчитать основные характеристики гидроразрыва пласта в добывающей скважине глубиной $L = 2270 \text{ м}$. Вскрытая толщина пласта $h = 10 \text{ м}$. Разрыв провести по НКТ с пакером, внутренний диаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 0,0759 \text{ м}$. В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется нефилтующаяся амбарная нефть плотностью $\rho_{\text{ж}} = 945 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\mu_{\text{ж}} = 0,285 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Предполагается закачать в скважину $Q_n = 4,5 \text{ т}$ песка диаметром зерен 1 мм . Принимаем темп закачки $Q = 0,010 \text{ м}^3/\text{с}$. Используем агрегат 4АН-700.

Решение. Рассчитываем по (10.15) вертикальную составляющую горного давления

$$p_{\text{гв}} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} = 57,9 \text{ МПа.}$$

Принимая $\nu = 0,3$, по формуле (10.14) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$p_{\text{гг}} = 57,9 \frac{0,3}{(1-0,3)} = 24,8 \text{ МПа.}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

По формуле (10.13) рассчитываем забойное давление разрыва

$$\frac{p_{\text{заб р}}}{24,8} \left(\frac{p_{\text{заб р}}}{24,8} - 1 \right)^3 = \frac{5,25(1 \cdot 10^{10})^2 \cdot 0,001 \cdot 0,285}{(1-0,3)^2 (24,8 \cdot 10^6)^2 24,8 \cdot 10^6} = 2 \cdot 10^{-3};$$

$$\frac{p_{\text{заб р}}}{24,8} = 1,0269 \text{ или } p_{\text{заб р}} = 25,47 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем по (10.19) β_n (принимая $C_n = 275 \text{ кг/м}^3$):

$$\beta_n = \frac{275/2500}{275/2500 + 1} = 0,11/1,11 = 0,1.$$

Плотность жидкости с песком 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):

$$p'_{\text{тр}} = 8 \cdot 0,136 (0,01)^2 \cdot 2270 \cdot 1100 / (3,14^2 \cdot 0,0759^5) = 11 \text{ МПа}.$$

Учитывая, что $Re = 471 > 200$, потери на трение составят: $p_{\text{тр}} = 1,52 \cdot 11 = 16,72 \text{ МПа}$.

Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя $p_{\text{в}} = 25,47 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} + 16,72 = 17,7 \text{ МПа}$.

При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости $p_0 = 29 \text{ МПа}$, а $Q_0 = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$.

Необходимое число агрегатов

$$N = \frac{17,7 \cdot 0,01}{29,0 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 2.$$

Объем продавочной жидкости $V_n = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 2270 = 10,3 \text{ м}^3$.

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

$$t = (V_{\text{ж}} + V_n) / Q_0 \quad (10.30)$$

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_r (в м) можно вычислить по следующей эмпирической формуле:

$$R_r = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^6 L_c) (10^3 Q \sqrt{\frac{\mu_{\text{жр}} t}{k}})^{0,5}, \quad (10.31)$$

где Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с; $\mu_{\text{жр}}$ – вязкость жидкости разрыва. Па · с; t – время закачки жидкости разрыва, с; k – проницаемость призабойной зоны, м².

Ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины ω_0 в случае разрыва фильтрующейся жидкостью рассчитывается по формуле

$$\omega_0 = \frac{16(1-\nu^2)(p_{\text{заб}} - p_{rr})R_r}{3\pi E}, \quad (10.32)$$

а при разрыве нефилтующейся жидкостью по формуле

$$\omega_0 = \frac{8(1-\nu^2)(p_{\text{заб}} - p_{rr})R_r}{\pi E}. \quad (10.33)$$

В случае образования вертикальной трещины при разрыве пласта фильтрующейся жидкостью: раскрытость трещины

$$\omega_0 = \frac{4(1-2\nu)(p_{\text{заб}} - p_{rr})(1+\nu)}{3E} \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} Q \mu_{\text{жр}}}{2\pi^2 h^2 m k p_{rr}}}, \quad (10.34)$$

где m – пористость пласта; длина трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} Q \mu_{\text{жр}}}{2\pi^2 h^2 m k p_{rr}}}. \quad (10.35)$$

В случае разрыва пласта нефилтующейся жидкостью: раскрытость трещины

$$\omega_0 = 4(1-\nu^2)l(p_{\text{заб}} - p_{rr})/E, \quad (10.36)$$

длина трещины

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} E}{5,6(1-\nu)^2 h(p_{\text{затр}} - p_{\text{ст}})}} \quad (10.37)$$

Задача 10.7. Для условий предыдущей задачи рассчитать размеры трещины, если разрыв проведен агрегатом 4АН-700, работающим на IV скорости ($Q_D = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$), 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.

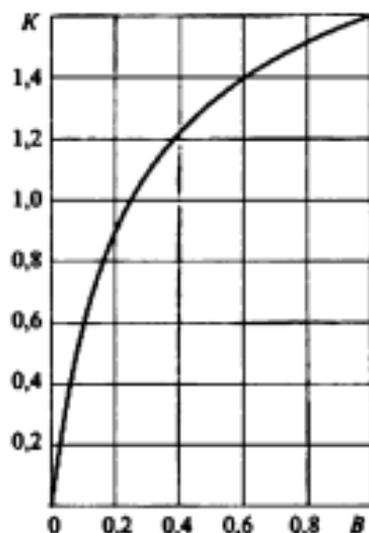


Рис. 44.
Зависимость параметра K
от обводненности продукции
при вязкости пластовой
нефти $\mu_{\text{пл}} \geq 80 \text{ мПа} \cdot \text{с}$

Задача 10.8. Рассчитать основные показатели электротепловой обработки призабойной зоны скважины диаметром 168 мм. Продуктивный горизонт представлен песчаником, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{\text{пл}} = 90 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, обводненность продукции $B = 0,3$. Используется электронагреватель мощностью

$N = 25 \text{ кВт}$, а радиус прогрева $r_n = 1,2 \text{ м}$.

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 $\ln \Delta t_{\text{шб}} = 5,58$. Таким образом, повышение забойной температуры составляет $\Delta t_{\text{шб}} = 265,1 \text{ }^\circ\text{C}$. 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 A). Из точки A под углом 45° проводим линию до пересечения с левой осью абсцисс, получаем $\varphi_n = 5,25$. 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.

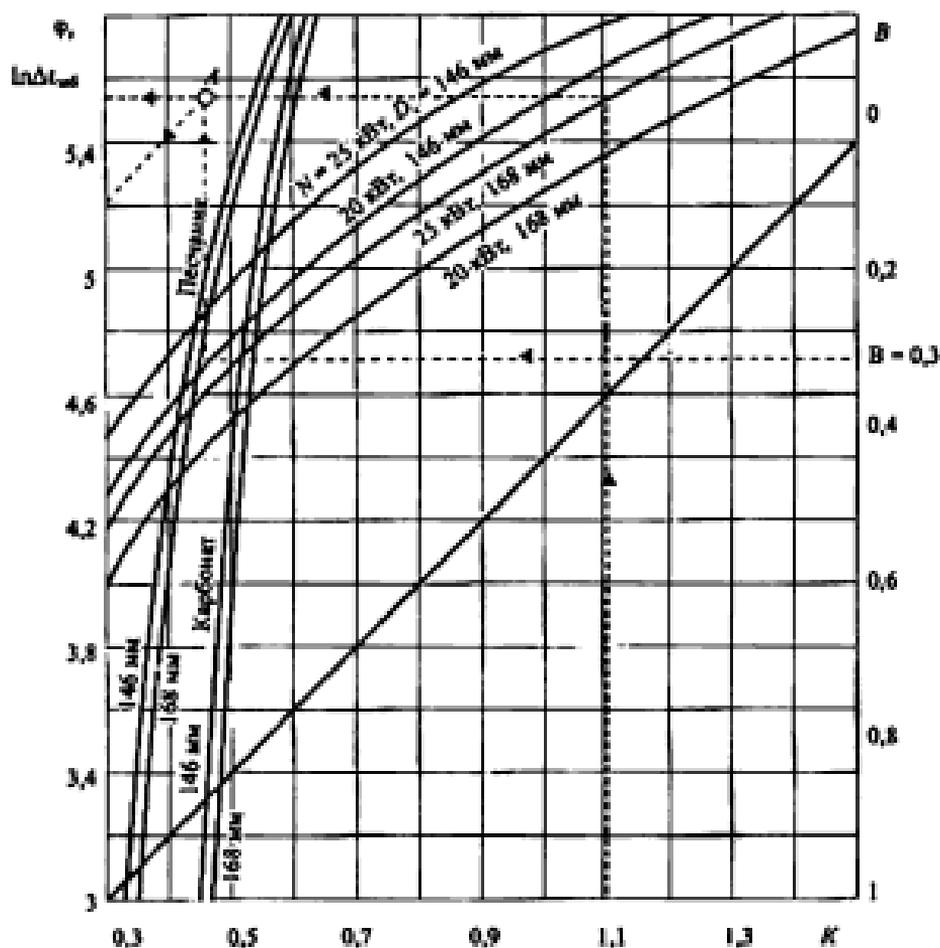


Рис. 45.

Номаграмма для расчета параметров периодической электротепловой обработки призабойной зоны

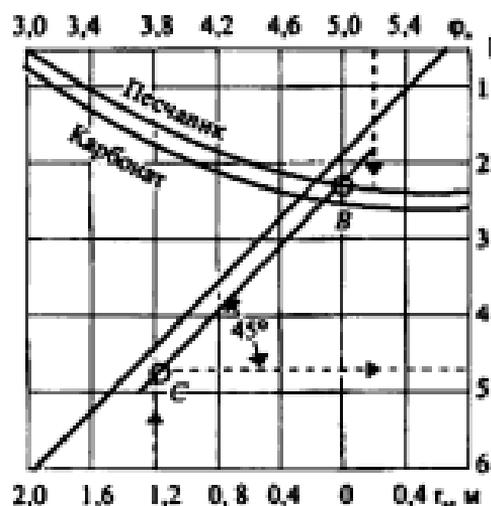


Рис. 46.

Номаграмма для расчета продолжительности электротепловой обработки

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 жидкостно-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 :

$$V_{\text{ж}} = 1,88 D_{\text{нм}}^2 L_c, \quad (10.38)$$

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

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

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

Общее количество песка (в кг) Q_n рассчитывают на объем $0,6 V_{\text{ж}}$, причем массовая концентрация песка $C_n = 100$ кг/м³:

$$Q_n = 1,13 D_{\text{нм}}^2 L_c C_n, \quad (10.39)$$

Расход рабочей жидкости (как правило, используется вода), м³/с

$$Q_n = 1,414 \mu n_n f_n \sqrt{\frac{\Delta p_n 10^6}{\rho_{\text{см}}}}, \quad (10.40)$$

где μ – коэффициент расхода, принимаемый приблизительно 0,82; n_n – число насадок (обычно $n_n = 4$); f_n – площадь поперечного сечения насадки на выходе, м²; Δp_n – потери давления в насадках, МПа; $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси жидкости и песка, кг/м³; рассчитывается по (10.18) с учетом (10.19). Потери давления в насадках принимаются равными: при $d_n = 6$ мм – (10–12) МПа, при $d = (3 - 4,5)$ мм – (18–20) МПа.

Гидравлические потери при проведении гидропескоструйной обработки

$$\Delta p = \Delta p_r + \Delta p_k + \Delta p_n + \Delta p_a, \quad (10.41)$$

где Δp_r , 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_n – потери давления в полости, образующейся в результате воздействия на породу абразивной струи, МПа. Исходя из опыта проведения гидропескоструйных обработок, можно принять $\Delta p_n = 3,5$ МПа.

Допустимое давление на устье, МПа

$$P_{\text{уэ}} = \frac{P_{\text{стр}} - Hq_r}{KF_r}, \quad (10.42)$$

где H – глубина спуска НКТ, м; q_r – нагрузка от веса 1 м труб, Н/м; F_r – площадь поперечного сечения труб, м²; K – коэффициент запаса ($K = 1,5$); $P_{\text{стр}}$ – сдвигающая нагрузка резьбового соединения, Н. Эта нагрузка (в Н) рассчитывается по формуле

$$P_{\text{стр}} = \frac{\pi b D \sigma_r}{1 + D \operatorname{ctg}(\beta + \varphi) l (2l)}, \quad (10.43)$$

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_r – предел текучести материала труб, Н/м²; 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 срагивающая нагрузка составляет: $d = 0,06$ м $P = 205$ кН; $d = 0,073$ м $P = 287$ кН; $d = 0,089$ м; $P_{стр} = 452$ кН.

Для безаварийного процесса необходимо выполнить условие:

$$\Delta p \leq p_{ya}. \quad (10.44)$$

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 $D_{эл} = 0,1505$ 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 $\Delta p_{п} = 20$ 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_{yx} ($q_T = 68,7$ Н/м, $F_T = 1,986 \cdot 10^{-3}$ м², $P_{сгр} = 205$ кН):

$$p_{yx} = \frac{205 \cdot 10^3 - 1370 \cdot 68,7}{1,5 \cdot 1,986 \cdot 10^3} = \frac{110881 \cdot 10^3}{2,979} = 37,22 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $\Delta p = 25,1$ МПа $<$ $p_{yx} = 37,22$ МПа, т.е. процесс гидropескоструйной обработки возможен. Выбор необходимых агрегатов и их числа проводится аналогично, как при гидравлическом разрыве пласта.

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:

$$P_{\text{ум}} = \sqrt{\frac{C_c \eta}{K_{\text{прм}} 365 t w C_s}} - (P_{\text{ст}} - \bar{P}_{\text{пл}} - P_{\text{тр}}). \quad (11.1)$$

где C_c – стоимость нагнетательной скважины, руб.; η – КПД насосного агрегата; $K_{\text{прм}}$ – 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_s – стоимость $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии, $\text{руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ ($C_s = 0,015$); $P_{\text{ст}}$ – гидростатическое давление воды в скважине глубиной L_c , МПа

$$P_{\text{ст}} = 10^{-6} \rho_w g L_c; \quad (11.2)$$

$\bar{P}_{\text{пл}}$ – среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, МПа; $P_{\text{тр}}$ – потери давления при движении воды от насоса до забоя, МПа. Давление на забое нагнетательной скважины

$$p_{\text{забл}} = p_{\text{ун}} + 10^{-6} \rho_{\text{в}} g L_{\text{с}} - p_{\text{тр}}. \quad (11.3)$$

Величину $p_{\text{тр}}$ можно принять равной 3 МПа.

Необходимое количество закачиваемой воды $V_{\text{в}}$ (в м³/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, м³/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, м³/сут; $V_{\text{впл}}$ – объем добываемой из залежи воды, м³/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, м³/м³; α – средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³ · МПа).

Задача 11.1. Рассчитать основные показатели процесса закачки воды, если из залежи извлекается нефти $Q_{\text{нд}} = 11\,000$ т/сут, воды $Q_{\text{в}} = 5600$ т/сут, газовый фактор $G_0 = 60$ м³/м³, среднее пластовое давление меньше давления насыщения $\bar{p}_{\text{пл}} = 8,5$ МПа; коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha = 5$ м³/(м³ · МПа), пластовая температура $T_{\text{пл}} = 303$ К, объемный коэффициент нефти $b_{\text{нпл}} = 1,15$, плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 852$ кг/м³, объемный коэффициент пластовой воды $b_{\text{впл}} = 1,01$. Стоимость нагнетательной скважины $C_{\text{с}} = 120\,000$ руб., ко-

коэффициент приемистости нагнетательной скважины $K_{\text{ном}} = 50 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, время работы нагнетательной скважины $t = 12$ лет, КПД насосного агрегата $\eta = 0,6$. Глубина скважины $L_c = 1200$ м, а плотность нагнетаемой воды $\rho_w = 1050 \text{ кг/м}^3$. Коэффициент сверхсжимаемости газа принять: $z = 0,87$.

Решение. По формуле (11.1) вычисляем оптимальное давление на устье нагнетательной скважины:

$$p_{\text{ух}} = \sqrt{\frac{120000 \cdot 0,6}{50 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,27 \cdot 0,15}} - (10^6 \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 - 8,5 - 3) = 8,1 \text{ МПа.}$$

При этом гидростатическое давление воды в скважине $p_{\text{ст}} = 10^6 \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 12,4 \text{ МПа.}$

Давление на забое нагнетательной скважины $p_{\text{заб.н}} = 8,1 + 12,4 - 3 = 17,5 \text{ МПа.}$

Рассчитываем $V_{\text{нпл}}$, $V_{\text{гс.впл}}$ и $V_{\text{впл}}$.

$$V_{\text{нпл}} = 10^3 \frac{11000 \cdot 1,5}{852} = 14,85 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$V_{\text{гс.впл}} = \frac{14,85 \cdot 10^3 (60 - 5 \cdot 8,5) 0,87 \cdot 0,1 \cdot 303}{8,5 \cdot 293} = 2750 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$V_{\text{впл}} = 10^3 \frac{5600 \cdot 1,01}{1050} = 5387 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

По формуле (11.4) суточный объем закачки воды $V_w = 1,2 (14850 + 2750 + 5387) = 27585 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Таким образом, для заданных условий суточный объем закачки составляет 27585 м^3 при давлении на устье нагнетательной скважины $p_{\text{ух}} = 8,1 \text{ МПа.}$

11.2. РАСЧЕТ ЧИСЛА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Объем закачки воды в одну нагнетательную скважину

$$q_{\text{вн}} = K_{\text{прм}} (p_{\text{збн}} - \bar{p}_{\text{пл}}). \quad (11.8)$$

Тогда число нагнетательных скважин

$$n = V_{\text{в}} / q_{\text{вн}}. \quad (11.9)$$

Задача 11.2. Для условий предыдущей задачи рассчитать число нагнетательных скважин, если коэффициент приемистости их одинаков.

Решение. Рассчитываем приемистость одной скважины:

$$q_{\text{вн}} = 50(17,5 - 8,5) = 450 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

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 $V_{\text{в}}$, приемистости нагнетательной скважины $q_{\text{г}}$ и числа нагнетательных скважин n .

Необходимый объем закачиваемого газа (в $\text{м}^3/\text{сут}$) в стандартных условиях

$$V_{\text{ст}} = 1,3 \frac{V_{\text{пл}} \bar{p}_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}{z p_0 T_{\text{пл}}}, \quad (11.10)$$

где $V_{\text{пл}}$ – объем, освобожденный за счет извлечения из пласта нефти, газа и воды и в который необходимо закачать газ, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Поглотительную способность скважины (в $\text{м}^3/\text{сут}$) $q_{\text{г}}$ при закачке в нее газа (при стандартных условиях) можно рассчитать по формуле (при условии справедливости закона Дарси):

$$q_{гст} = c(p_{збн}^2 - p_{па}^2). \quad (11.11)$$

где c – коэффициент пропорциональности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}^2)$. Число нагнетательных скважин

$$n = V_{гст} / q_{гст}. \quad (11.12)$$

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 $p_{збн} = 10 \text{ МПа}$.

Решение. Как следует из решения задачи 11.1, объем, освобожденный в пласте за счет извлечения флюидов за сутки, составляет $V_{па} = 27\,585 \text{ м}^3$.

Рассчитываем необходимый объем закачиваемого газа в стандартных условиях по формуле (11.10):

$$V_{гст} = 1,3 \frac{27585 \cdot 8,5 \cdot 293}{0,87 \cdot 0,1 \cdot 303} = 3387981 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По формуле (11.11) рассчитываем поглотительную способность одной нагнетательной скважины $q_{гст} = 24900 (10^2 - 8,5^2) = 678525 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В соответствии с (11.12) число нагнетательных скважин $n = 3387981/678525 = 5$.

Таким образом, для поддержания пластового давления требуется закачивать ежедневно 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 ($\mu_{пл} > 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). 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, $\text{м}^3/\text{сут}$

$$q_{\text{пре}} = \frac{7,4kh_2(p_{\text{зобн}}^2 - p_{\text{зобд}}^2)}{\mu_r T_{\text{пл}} \left(\ln \frac{a^2}{r_c r_\phi} - 1,238 \right)}, \quad (11.14)$$

где k – проницаемость пласта для воздуха, м^2 ; h_2 – эффективная толщина пласта, м ; $p_{\text{зобн}}$ и $p_{\text{зобд}}$ – соответственно забойное давление в нагнетательной и добывающей скважинах, Па ; μ_r – вязкость воздуха в пластовых условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$; $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К ; a – расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, м ; r_c – радиус скважин, м ; r_ϕ – радиус фронта горения в конце первого периода процесса, м .

Скорость (в $\text{м}/\text{сут}$) продвижения фронта горения в конце первого периода процесса:

$$w_\phi = q_{\text{пре}} / (2\pi h V' r_\phi). \quad (11.15)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$w_\phi > 3w_{\phi \text{min}}. \quad (11.16)$$

где $w_{\phi \text{min}}$ – минимальная скорость перемещения фронта горения, зависящая от эффективной толщины пласта и расхода топлива, $\text{м}/\text{сут}$. Величина $w_{\phi \text{min}}$ определяется по рис. 47, причем

$$h_2 = \alpha_n h, \quad (11.17)$$

где α_h – коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине; h – толщина пласта, м.

Если выполняется условие (11.16), то принятая величина r_ϕ остается в силе. Если условие (11.16) не выполняется, то изменяют соответствующим образом r_ϕ .

Затем вычисляют параметр i_α :

$$i_\alpha = q_{\text{ср}} / (ah_0 w_{\text{фронт}} V'), \quad (11.18)$$

а по рис. 48 и рассчитанному значению i_α определяют коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади α_s .

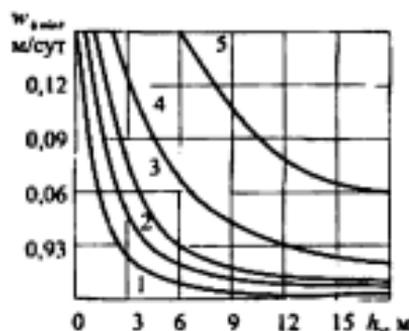


Рис. 47.

Зависимости минимальной скорости перемещения фронта горения от эффективной толщины пласта и концентрации топлива (при $T = 533 \text{ K}$):
 $g, \text{ кг/м}^3$; 1 – 32; 2 – 24;
 3 – 20; 4 – 19,2; 5 – 18,4

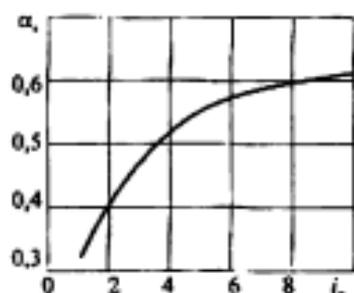


Рис. 48.

Зависимость коэффициента охвата пласта по площади фронтом горения α_s от параметра i_α

Коэффициент нефтеотдачи в зоне, где прошел фронт горения, оценивается по формуле

$$\eta' = 1 - (s_1 + s_2) / s_n, \quad (11.19)$$

где s_1 – коэффициент, вычисляемый так:

$$s_1 = g / (\rho_{\text{пл}} m), \quad (11.20)$$

m – пористость пласта.

Коэффициент s_2 рассчитывают по формуле

$$s_2 = s_1 v'_{\text{огн}} Q'_r / Q'_n, \quad (11.21)$$

Q'_r , Q'_n – соответственно удельная теплота сгорания газа ($Q'_r = 1,257$ МДж/м³) и нефти ($Q'_n = 41,9$ МДж/кг); $s_{\text{Н}}$ – нефтенасыщенность пласта.

Коэффициент нефтеотдачи всего элемента

$$\eta = \alpha_b \alpha_1 \eta' + \lambda (1 - \alpha_b \alpha_1), \quad (11.22)$$

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, м³

$$V_n = q_{\text{тре}} \tau_1 / 2. \quad (11.24)$$

В момент прорыва оторочки горячей продукции в добывающие скважины радиус фронта горения

$$r_{\text{фн}} = r_0 / \sqrt{\frac{G_{\text{см}} c_{\text{см}} \rho_{\text{см}} V'}{c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} G_n}}, \quad (11.25)$$

где r_0 – радиус оторочки при прорыве горячей продукции в добывающие скважины ($r_0 = a$), м; $G_{\text{см}}$ – масса смеси прореагировавшего V_n 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_n – масса воздуха объемом V_n , кг

$$G_n = V_n 1,293. \quad (11.26)$$

Масса (в кг) смеси азота и паров воды

$$G_{\omega} = \left[0,79\rho_{\text{a}} + \delta\rho_{\text{в}} + \frac{y}{V'} \left(\frac{9gn}{12+n} + s_{\text{в}}m\rho_{\text{в}} \right) \right] V_{\text{n}}, \quad (11.27)$$

где ρ_{a} – плотность азота, кг/м³ ($\rho_{\text{a}} = 1,36$); δ – отношение объема воды к объему нагнетаемого воздуха ($\delta = 2 \cdot 10^{-3}$); $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³; y – коэффициент использования воздуха ($y = 0,9$); 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: $\rho_{\text{см}} = 4,95$ кг/м³, $c_{\text{см}} = 253$ кДж/(кг · К). Для оценки площади (в м²) выжженной зоны S_r можно воспользоваться следующими зависимостями:

при $r_{\text{фн}} \leq 50$ м

$$S_r = 160r_{\text{фн}}; \quad (11.28)$$

при $r_{\text{фн}} > 50$ м

$$S_r = 8000 + 348(r_{\text{фн}} - 50). \quad (11.29)$$

Объем выжженной зоны

$$V_r = S_r \alpha_{\text{h}} h. \quad (11.30)$$

Суммарное количество воздуха ΣV , необходимое для выжигания этого объема

$$\Sigma V = V_r / y.$$

Время (в сут), затрачиваемое на выжигание данного объема пласта.

$$\tau_2 = \frac{\Sigma V - V_{\text{n}}}{q_{\text{гря}}} + \tau_1. \quad (11.31)$$

Объем извлекаемой из пласта нефти

$$V_n = 2a^2 h m s_n \eta. \quad (11.32)$$

Расход воздуха на извлечение 1 м³ нефти

$$G_0 = \sum V / V_n. \quad (11.33)$$

Средний дебит (в м³/сут) одной добывающей скважины

$$Q_n = V_n / (4\tau_2). \quad (11.34)$$

Задача 11.4. Рассчитать процесс внутрипластового горения на пятиточечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта $m = 0,31$; толщина пласта $h = 5,55$ м; пластовая температура $T_{пл} = 303$ К; плотность пластовой нефти $\rho_{нп} = 960$ кг/м³; плотность воды $\rho_w = 1100$ кг/м³; нефтенасыщенность пласта $s_n = 0,76$; водонасыщенность пласта $s_w = 0,24$; расстояние от нагнетательной до добывающих скважин $a = 300$ м; забойное давление в добывающих скважинах $p_{збд} = 10$ МПа; забойное давление в нагнетательной скважине $p_{збн} = 21$ 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 $v'_{окс} = 14,7$ м³/кг.

Принять радиус фронта горения в конце первого периода $r_{ф} = 50$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\alpha_h = 0,9$; 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

$$q_{прв} = \frac{7,4 \cdot 0,35 \cdot 10^{-12} \cdot 5,55 \cdot 0,9 (21^2 - 10^2) 10^{12}}{1,8 \cdot 10^{-5} \cdot 303 \left(\ln \frac{300^2}{0,075 \cdot 50} - 1,238 \right)} = 9,14 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Вычисляем скорость продвижения фронта горения по (11.15):

$$w_{\phi} = \frac{9,14 \cdot 10^4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5,55 \cdot 0,9 \cdot 402,8 \cdot 50} = 0,145 \text{ м/сут.}$$

По рис. 47 определяем для $h_2 = 5 \text{ м}$ $w_{\phi \text{ min}} = 0,019 \text{ м/сут.}$

Условие (11.16) выполняется: $w_{\phi} = 0,145 > 3w_{\phi \text{ min}} = 0,057$, поэтому принятую величину $r_n = 50$ 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 $\alpha_1 = 0,6$.

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 : $s_2 = 0,092 \cdot 1,47 \cdot 1,257 / 41,9 = 0,04$.

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

$$V_n = 9,14 \cdot 10^4 \cdot 345 / 2 = 15,77 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

По формуле (11.26) $G_n = 15,77 \cdot 10^6 \cdot 1,293 = 20,39 \cdot 10^6 \text{ кг.}$

Масса смеси азота и паров воды

$$G_{см} = [0,79 \cdot 1,36 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 + \frac{0,9}{498} (\frac{9 \cdot 27,4 \cdot 1,2}{12+12} + 0,24 \cdot 0,31 \cdot 1100)] = 55,31 \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Рассчитываем по (11.25) радиус фронта горения к моменту прорыва оторочки в добывающие скважины:

$$r_{\phi n} = 300 / \sqrt{\frac{55,31 \cdot 10^6 \cdot 11,23 \cdot 0,93 \cdot 402,8}{253 \cdot 4,95 \cdot 20,39 \cdot 10^6}} = 99,4 \text{ м.}$$

Площадь выжженной зоны рассчитываем по (11.29):

$$s_r = 8000 + 348 (99,4 - 50) = 25191,2 \text{ м}^2.$$

Объем выжженной зоны $V_r = 25191,2 \cdot 0,9 \cdot 5,55 = 125830 \text{ м}^3$.

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):

$$\tau_2 = \frac{5,631 \cdot 10^7 - 15,77 \cdot 10^6}{9,14 \cdot 10^4} = 789 \text{ сут.}$$

Объем извлекаемой из пласта нефти $V_n = 2 \cdot 300^2 \cdot 5 \cdot 0,31 \cdot 0,7 \times 0,584 = 123\,831,4 \text{ м}^3$.

Расход воздуха на извлечение 1 м^3 нефти $G_0 = 5,63 \cdot 10^7 / 123831,4 = 455 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Дебит каждой добывающей скважины $Q_n = 123\,831,4 / (4 \cdot 789) = 39,24 \text{ м}^3/\text{сут.}$

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):

$$\rho g(z_y - z_c) + (p_y - p_c) + \rho(w_y^2 - w_c^2) / 2 = \Delta p_{дл} + \Delta p_{мс}, \quad (12.1)$$

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; w_y , w_c – соответственно скорость движения нефти на устье скважины и перед входом в сепаратор, м/с; ρ – плотность нефти, кг/м³; $\Delta p_{дл}$ – потери давления по длине на течение при движении нефти до сепаратора, Па:

$$\Delta p_{дл} = \lambda \frac{l \rho w^2}{d_{ин} 2}, \quad (12.2)$$

l – длина выкидной линии, м; $d_{ин}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м; w – средняя скорость движения нефти в выкидной линии, м/с; $\Delta p_{мс}$ – потери давления на местных сопротивлениях. Па

$$\Delta p_{\text{м}} = \xi \rho (w_1 - w_2)^2 / 2, \quad (12.3)$$

ξ – коэффициент потерь на местных сопротивлениях; $(w_1 - w_2)$ – 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 $d_{\text{вн}} = 0,1$ 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 $z_v = z_c$. Учитывая, что диаметр выкидной линии постоянен, $w_v = w_c$. Тогда уравнение Бернулли записывается в виде

$$p_y = p_c + \Delta p_{\text{эл}}. \quad (12.4)$$

Прежде чем рассчитать $\Delta p_{\text{эл}}$, определяем скорость движения нефти $w = 4 \cdot 280 / (86400 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2) = 0,143$ 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 $\Delta p_{\text{эл}}$ по формуле (12.2):

$$\Delta p_{\text{эл}} = 0,0344 \frac{3600 \cdot 865 \cdot 0,413^2}{0,1 \cdot 2} = 0,092 \text{ МПа.}$$

Определяем по (12.4) давление на устье скважины $p_v = 1,6 + 0,092 \approx 1,7 \text{ МПа}$.

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 $p_v = 1,82 \text{ МПа}$, длина $l = 14,1 \text{ км}$, дебит скважины $Q_w = 147 \text{ т/сут}$, плотность нефти $\rho_n = 890 \text{ кг/м}^3$, вязкость нефти $\mu_n = 20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Внутренний диаметр выкидной линии $d_{\text{вл}} = 0,1 \text{ м}$. Выкидная линия горизонтальна.

Ответ: $p_c = 1,6 \text{ МПа}$.

12.2. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

Расчет данного вида аппарата ведется для газовой и жидкой фаз.

Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора V_f при известных диаметре сепаратора D_c , термобарических условиях в нем (p_c , T_c) и свойствах фаз (ρ_n , ρ_f , μ_n , μ_f).

Исходя из осаждения в газовом потоке жидких и твердых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу, $\text{м}^3/\text{сут}$

$$V_{f \text{ макс}} = 841 \frac{D_c^2 p_c d_{\text{ж}}^2 (\rho_n - \rho_f)}{T_c \mu_f z}, \quad (12.5)$$

где $V_{f \text{ макс}}$ – максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведен к нормальным условиям, $\text{м}^3/\text{сут}$; D_c – внутренний диаметр сепаратора, м; $d_{\text{ж}}$ – диаметр капли жидкости, м ($d_{\text{ж}} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}$); 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, $\text{м}^3/\text{сут}$

$$Q_{\text{ж макс}} = 36964 D_c^2 \frac{d_r^2 (\rho_n - \rho_r)}{\mu_n}, \quad (12.6)$$

где d_r – диаметр пузырька газа, м (можно принять $d = 1 \cdot 10^{-3}$ м); μ_n – вязкость нефти, Па·с.

Задача 12.3. Рассчитать пропускную способность вертикального 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 $\rho_r = 1,35$ 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

$$\rho_r = \rho_{r0} \frac{p_c T_0}{p_0 T_c z} = \frac{1,35 \cdot 1,6 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 20,12 \text{ кг/м}^3.$$

По формуле (12.5) рассчитываем максимальную пропускную способность сепаратора по газу

$$V_{\text{г макс}} = \frac{841 \cdot 1,2^2 \cdot 1,6 \cdot 10^6 (1 \cdot 10^{-4})^2 (852 - 20,12)}{293 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 1} = 4,23 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Пропускная способность по жидкости

$$Q_{\text{ж макс}} = \frac{36964 \cdot 1,2^2 (1 \cdot 10^{-3})^2 (852 - 20,12)}{6 \cdot 10^{-3}} = 7380 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

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 влагосодержание газа до и после ввода агента, кг/1000 м³; C_1 , C_2 – соответственно массовое содержание свежего и отработанного агента, %.

Влагосодержание газа определяется для данных термобарических условий по рис. 49. Температура начала гидратообразования t_r определяется по рис. 42 для заданных относительной плотности газа и начального давления в газопроводе.

Затем вычисляется понижение равновесной температуры

$$\Delta t = t_r - t_x, \quad (12.8)$$

где t_r – температура начала гидратообразования, °С; t_x – 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 $V_T = 1100$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Начальное давление в газопроводе $p_n = 6$ МПа, начальная температура $t_n = 50$ °С. Конечное давление $p_k = 1$ МПа, конечная температура $t_k = 15$ °С. Относительная плотность газа $\rho_r = 0,7$. Массовое содержание свежего диэтиленгликоля принять равным $C_1 = 82\%$.

Решение. По рис. 49 определяем начальное и конечное влагосодержание: при $t_n = 50$ °С и $p_n = 6$ МПа $W_1 = 1,75$ кг/1000 м^3 ; при $t_k = 15$ °С и $p_k = 1$ МПа $W_2 = 1,2$ кг/1000 м^3 .

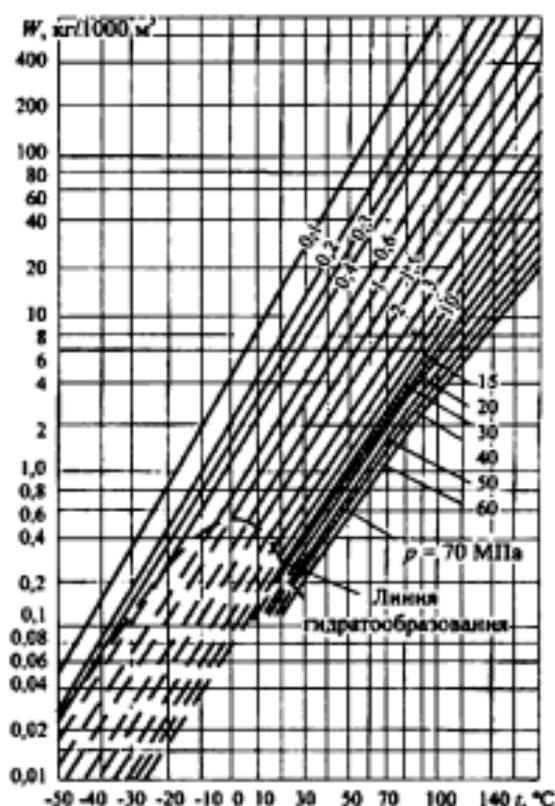


Рис. 49.
Влагосодержание
природных газов
в зависимости
от давления
и температуры

По рис. 42 для $p_n = 6$ МПа и $\rho_r = 0,7$ определяем $t_r = 17,3$ °С.

По формуле (12.8) $\Delta t = 17,3 - 15 = 2,3$ °С.

По рис. 50 при $\Delta t = 2,3$ °С определяем массовое содержание обработанного 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.

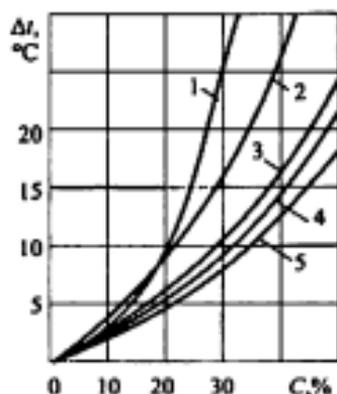


Рис. 50.

Зависимости снижения температуры образования гидратов от массового содержания различных химических агентов:

- 1 – CaCl₂;
- 2 – CH₃OH;
- 3 – триэтиленгликоль;
- 4 – диэтиленгликоль;
- 5 – этиленгликоль

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 °С $\rho_2 = 1184 \text{ кг/м}^3$, температура кипения при $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$ равна 245 °С. Упругость насыщенных паров при 20 °С составляет 1,333 Па, потери при регенерации 5–18 г на 1000 м³ газа);

триэтиленгликоль (плотность $\rho_1 = 1254 \text{ кг/м}^3$, температура кипения при $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$ 287,4 °С, 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 $V_r = 3\,500\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$, температура газа на входе в абсорбер $t_n = 37 \text{ °С}$, давление в абсорбере $p = 2 \text{ МПа}$; 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 $p = 2 \text{ МПа}$, $t_n = 37 \text{ °С}$), $W_2 = 0,12 \text{ кг/1000 м}^3$ (при $p = 2 \text{ МПа}$, $t = -10 \text{ °С}$).

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 °С, температура влажного газа на входе в сепаратор $t_w = 30$ °С, количество свежего абсорбента $G = 32$ 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. *Шуров В.И.* Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983.
4. *Юрчук А.М., Истомина А.З.* Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1979.
5. *Середыа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н.* Спутник нефтяника и газownika. М.: Недра, 1986.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.; Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова М.: Недра, 1983.
7. Справочная книга по добыче нефти; Под ред. Ш.К. Гиматудинов. М.: Недра, 1974.
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Разработка месторождений / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др.; Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова, М.: Недра, 1983.
9. *Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И.* Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М.: Нефть и газ, 2004.
10. *Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти: Учебное пособие. Изд. второе, испр. М.: Нефть и газ, 2007.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Газ, нефть, вода, их состав и физические свойства	3
1.1. Расчет молекулярной массы и плотности газа однократного разгазирования	3
1.2. Расчет коэффициента сверхсжимаемости газа, его плотности и объема при заданных давлении и температуре	6
1.3. Расчет давления насыщения нефти газом при $t < t_{об}$	11
1.4. Расчет кривой однократного контактного разгазирования нефти	13
1.5. Расчет плотности газа, выделяющегося из нефти в процессе однократного разгазирования	18
1.6. Расчет плотности газа, остающегося в нефти в растворенном состоянии	20
1.7. Расчет объемного коэффициента нефти	21
1.8. Расчет плотности газонасыщенной нефти	23
1.9. Расчет вязкости нефти	24
1.10. Методика расчета физических свойств нефти в процессе ее однократного контактного разгазирования	27
1.11. Расчет физических свойств пластовой воды	34
1.12. Определение типа и структуры водонефтяной смеси. Расчет плотности и кажущейся вязкости	38
Глава 2. Физические основы добычи нефти и газа	45
2.1. Распределение температуры по глубине добывающей скважины	45
2.2. Расчет пластового давления в добывающей скважине	51
2.3. Приведенное пластовое давление	59
2.4. Расчет распределения давления в добывающей скважине	61
2.5. Расчет дебита нефтяной скважины	68
2.6. Расчет дебита газовой скважины	71
2.7. Гидродинамическое совершенство скважин	73
2.8. Подсчет запасов нефтяной залежи	76
2.9. Подсчет запасов газовой залежи	78
2.10. Расчет времени разработки нефтяной залежи	79
2.11. Расчет коэффициента сепарации свободного газа у приема погружного оборудования	83
2.12. Влияние сепарации свободного газа на физические свойства нефти	84
Глава 3. Освоение скважин	86
3.1. Метод замены жидкости	86
3.2. Компрессорный метод	97
3.3. Метод освоения скважин с помощью пен	101

Глава 4. Исследование нефтяных и газовых скважин	107
4.1. Исследование на приток нефтяной скважины Вычисление коэффициента продуктивности	107
4.2. Исследование на приток газовой скважины	111
4.3. Расчет параметров призабойной зоны	113
4.4. Расчет нормы отбора жидкости. Критерии ограничения отбора	116
4.5. Интерпретация результатов исследования при нестационарном режиме	119
4.6. Исследование скважины, эксплуатирующей одновременно несколько пропластков	123
4.7. Исследование фонтанных скважин	126
4.8. Исследование газлифтных скважин	130
4.9. Исследование скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами	134
4.10. Исследование скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами	137
4.11. Исследование газовых скважин	141
Глава 5. Фонтанная эксплуатация скважин	145
5.1. Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта, КПД процесса	145
5.2. Расчет минимального забойного давления фонтанирования	148
5.3. Предельная обводненность, при которой возможно фонтанирование	151
5.4. Расчет диаметра фонтанного подъемника	152
5.5. Графический метод расчета фонтанирования	154
Глава 6. Газлифтная эксплуатация скважин	157
6.1. Расчет пускового давления для различных систем подъемников	157
6.2. Расчет расстановки газлифтных клапанов (пусковых и рабочего)	160
6.3. Расчет компрессорного подъемника	164
6.4. Расчет оптимального и максимального дебитов подъемника	167
6.5. Расчет плунжерного подъемника	169
Глава 7. Эксплуатация скважин установками скважинных насосов	175
7.1. Выбор компоновки скважинной штанговой насосной установки	175
7.2. Расчет оптимального давления на приеме и глубины спуска скважинного насоса	183
7.3. Расчет сепарации газа у приема скважинного штангового насоса и характеристик газожидкостной смеси	186
7.4. Расчет давления на выходе из насоса	190
7.5. Расчет потерь давления в клапанах насоса и утечек в зазоре плунжерной пары	191

7.6.	Расчет коэффициента наполнения скважинного насоса	197
7.7.	Расчет требуемой подачи насоса и скорости откачки	200
7.8.	Выбор конструкции штанговой колонны по таблицам АзНИИ-ПИНЕФТИ	202
7.9.	Расчет экстремальных нагрузок, действующих на колонну штанг	207
7.10.	Расчет напряжений в штангах	211
7.11.	Расчет крутящего момента на валу редуктора и уточнение выбора типоразмера станка-качалки	213
7.12.	Некоторые особенности расчета нагрузки от веса колонны штанг в жидкости искриленной скважины	214
Глава 8. Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами		216
8.1.	Расчет оптимального, допускаемого и предельного давлений на приеме ПЦЭН	216
8.2.	Корректировка паспортной характеристики ПЦЭН	219
8.3.	Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины	221
8.4.	Расчет допустимого давления на приеме установки винтового насоса	230
8.5.	Расчет гидropоршневой насосной установки	233
Глава 9. Эксплуатация газовых скважин		240
9.1.	Расчет подъёмника газовой скважины	240
9.2.	Выбор режима работы газовой скважины	244
9.3.	Определение условий гидратообразования в газовых скважинах	246
Глава 10. Методы увеличения производительности скважин		251
10.1.	Проектирование солянокислотной обработки	251
10.2.	Проектирование кислотной ванны	254
10.3.	Расчет термoкислотной обработки	255
10.4.	Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта	257
10.5.	Расчет размеров трещин	262
10.6.	Проектирование периодической электротепловой обработки призабойной зоны	263
10.7.	Проектирование гидропескоструйной обработки	266
Глава 11. Поддержание пластового давления и повышение нефтеотдачи пласта		270
11.1.	Проектирование процесса закачки воды	270
11.2.	Расчет числа нагнетательных скважин	273
11.3.	Проектирование закачки газа	273
11.4.	Проектирование процесса внутрипластового горения	274

Глава 12. Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промыслах	282
12.1. Гидравлический расчет выкидной линии	282
12.2. Расчет вертикального гравитационного сепаратора	284
12.3. Определение условий предотвращения образования в газопроводе гидратных пробок	286
12.4. Расчет абсорбционной осушки газа	288
Список литературы	291