

# МЕТОД РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВДОЛЬ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

(Шайхутдинов И.К., ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»)

Для оценки, каким образом происходит распределение давления вдоль ствола добывающей скважины, необходимо рассмотреть совместное решение двух задач:

1. Приток жидкости к горизонтальной скважине из пласта;
2. Течение жидкости в стволе горизонтальной скважине.

Для совместного решения этих двух задач используется метод численного интегрирования и метод итерационных приближений.

Задаются исходные данные:

## Свойства флюида

1. Пластовая температура, К
2. Плотность нефти дегазированной в стандартных условиях (при 20 С), кг/м<sup>3</sup>
3. Плотность выделившегося газа при н.у., кг/м<sup>3</sup>
4. Объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>
5. Плотность пластовой воды в стандартных условиях (при t=20 С), кг/м<sup>3</sup>
6. Давление насыщения, МПа
7. Газовый фактор при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>
8. Вязкость дегазированной нефти в стандартных условиях (при t=20 С), мПа\*с

## Данные по скважине

1. Дебит жидкости в стандартных условиях, м<sup>3</sup>/сут
2. Объемная обводненность в стандартных условиях, %
3. Забойное давление, МПа
4. Внутренний диаметр горизонтального участка ствола, мм
5. Пластовое давление, МПа
6. Длина горизонтального участка, м

## Дополнительные данные

1. Шероховатость горизонтального участка, м.

Горизонтальный ствол скважины разбивается на n частей (участков) длиной по 10м каждый,  $dL=10\text{м}$ ,  $n=L_{\text{гор}}/dL$ .

Уравнение притока жидкости к скважине записывается в виде

$$Q_{тек} = K_{прод} (P_{пл} - P_{заб})$$

Здесь  $Q_{тек}$  - текущий дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $K_{прод}$  - коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/((сут\*МПа);  $P_{пл}$  - текущее значение пластового давления в районе скважины, МПа;  $P_{заб}$  - забойное давление в скважине, МПа.

## I. ОБЩИЙ АЛГОРИТМ РАСЧЕТА

1. По известным значениям текущего дебита жидкости  $Q_{тек}$ , пластового давления  $P_{пл}$  и забойного давления  $P_{заб}$  из формулы (I.1) определяется коэффициент продуктивности  $K_{прод}$ .

$$K_{прод} = \frac{Q_{тек}}{P_{пл} - P_{заб}} \quad (I.1)$$

2. В первом приближении оценивается коэффициент продуктивности 1 метра горизонтального ствола  $K_{прод0}$ .

$$K_{прод0} = \frac{K_{прод}}{L_{гор}} \quad (I.2)$$

3. Задается значение давления  $p_i$  и расхода  $Q_i$  на рассматриваемом в настоящий момент участке скважины  $i$ . В первом участке ( $i=1$ ) давление  $p_1$  будет равно забойному давлению, а расход  $Q_1$  будет равен общему дебиту скважины, приведенному к условиям  $p_1$ , и  $T_{пл}$ .

4. Оценивается приток жидкости на рассматриваемом участке

$$q_i = K_{прод0} \cdot (P_{пл} - p_i) \cdot dL \quad (I.3)$$

5. Определяется расход на следующем участке  $i+1$  горизонтального ствола. Он будет меньше ровно на количество жидкости, вошедшее в  $i$ -й участок горизонтального ствола  $Q_{i+1} = Q_i - q_i$ .

6. Рассчитываются потери на трение  $\left(\frac{dP}{dH}\right)_{тр(i)}$   $i$ -го участка горизонтального ствола исходя из известных значений  $p_i$  и расхода  $Q_i$ , здесь  $\left(\frac{dP}{dH}\right)_{тр(i)}$  - градиент потерь на трение, Па/м.

7. Определяется значение давления в начале следующего участка  $i+1$  горизонтального ствола

$$P_{i+1} = P_i - \left( \frac{dP}{dH} \right)_{mp(i)} \quad (I.4)$$

8. Пункты 3-7 повторяются, пока  $i$  не будет равно  $n$ , т.е. не будет достигнут конечный участок горизонтальной скважины.

9. На основе сравнения суммарного дебита по участкам  $\sum_1^n q_i$  и общего дебита скважины  $Q_1$ , уточняется принятый коэффициент продуктивности 1 метра горизонтального ствола  $K_{прод0}$ . Выполняются снова пункты 3-8.

Уточнение  $K_{прод0}$  производится до тех пор, пока разница между  $\sum_1^n q_i$  и  $Q_1$  не приблизится к нулю (допускается 2% от  $Q_1$ ).

## II. ОСНОВНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ РАСЧЕТА

Для расчета необходимо задаться следующими начальными данными:

$Q_{ж\ ст}$  ( $Q_{нд}$ ) - дебит жидкости при стандартных условиях (дебит дегазированной нефти), м<sup>3</sup>/сут;  $B_{в\ ст}$  - объемная обводненность жидкости при стандартных условиях;  $T_{пл}$  - пластовая температура, К;  $d_{внут.Э/К}$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны (горизонтального участка), м;  $\rho_{нд}$  - плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_{нд}$  - динамическая вязкость дегазированной нефти, мПа\*с;  $P_{нас}$  - давление насыщения при пластовой температуре, МПа;  $G_0$  - газосодержание пластовой нефти (газовый фактор), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\rho_{г0}$  - плотность газа, выделяющегося из нефти при однократном разгазировании при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{в\ ст}$  - плотность воды при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

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

$$\Gamma_0 = G_0 \frac{T_0}{T_{ст}}, \quad (II.1)$$

где  $\Gamma_0$  - газовый фактор при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $G_0$  - газовый фактор при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Необходимо определить массовый дебит скважины

$$q_{ж} = Q_{ж\ ст} (1 - B_{в\ ст}) \bar{\rho}_{нд} + Q_{ж\ ст} B_{в\ ст} \bar{\rho}_{в\ ст}, \quad (II.2)$$

где  $q_{ж}$  - массовый дебит скважины, т/сут;  $\bar{\rho}_{нд} = \frac{\rho_{нд}}{1000}$ ;  $\bar{\rho}_{вст} = \frac{\rho_{вст}}{1000}$ .

### *Расчет коэффициента сверхсжимаемости смеси нефтяных газов*

Определяется значение относительной плотности газа при соответствующих термодинамических условиях  $(P_i, T_i)$  [5].

$$\bar{\rho}_z(P_i, T_i) = 2(\bar{\rho}_z - 0,5)(e^{-\alpha P} - 0,5) + 0,5, \quad (\text{II.3})$$

$$\bar{\rho}_z = \frac{\rho_{zo}}{\rho_{воз}},$$

$$\alpha = A + BP,$$

$$A = 0,0964e^{-0,0127t},$$

$$B = -0,0044e^{-0,02t}$$

здесь  $\bar{\rho}_z$  - относительная (по воздуху) плотность газа, выделяющегося из нефти при однократном разгазировании, при нормальных условиях;  $\rho_{zo}$  - плотность газа, выделяющегося из нефти при однократном разгазировании при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{воз}$  - плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup> (при нормальных условиях равна 1,293);  $\bar{\rho}_a$  - относительная по воздуху плотность азота ( $\bar{\rho}_a = 0,97$ );  $t$  - температура, градусы Цельсия.

Определяется значение коэффициента сверхсжимаемости газа при соответствующих термодинамических условиях  $(P_i, T_i)$  [5].

$$z = \alpha_1 + \beta_1(z_1 - 0,5), \quad (\text{II.4})$$

$$\alpha_1 = 0,9573e^{-0,0433P},$$

$$\beta_1 = 0,2582P^{0,5},$$

$$z_1 = A_1t^2 + B_1t + C_1,$$

$$A_1 = -(10\bar{\rho}_z(P_i, T_i) + 0,5)10^{-6},$$

$$B_1 = (5\bar{\rho}_z(P_i, T_i) - 0,2)10^{-3},$$

$$C_1 = -0,8\bar{\rho}_z(P_i, T_i) + 1,18$$

*Расчет плотности газа, выделяющегося из нефти при однократном разгазировании  $\rho_{zi}$  выполняется по следующей формуле:*

$$\rho_{zi} = a[\bar{\rho}_z - 0,0036(1 + R_i)(105,7 + U R_i)]\rho_{воз}, \quad (\text{II.5})$$

где  $a, U$  - коэффициенты, определяемые по формулам:

$$a = 1 + 0,0054(t - 20), \quad (II.6)$$

$$U = \bar{\rho}_{нд} \Gamma_{0,м} - 186, \quad (II.7)$$

где  $\bar{\rho}_{нд} = \frac{\rho_{нд}}{1000}$ ,  $\Gamma_{0,м} = \frac{\Gamma_0}{\rho_{нд}}$ ,  $\Gamma_{0,м}$  - газонасыщенность (газовый фактор), м<sup>3</sup>/т,  $\rho_{воз}$  - плотность воздуха при нормальных условиях ( $\rho_{воз} = 1,293$  кг/м<sup>3</sup>).

$$R_i = \frac{1 + \lg P_i}{1 + \lg P_{нас}} - 1, \quad P_{нас} \geq P_i \geq 0,1. \quad (II.8)$$

*Определение плотности газа, выделяющегося из нефти при заданных P и T*

$$\rho_z(P, T) = \frac{\rho_{zi} P T_0}{z(P, T) P_0 T}, \quad (II.9)$$

где  $z(P, T)$  - коэффициент сверхсжимаемости газа однократного разгазирования для заданных  $P$  и  $T$ ;  $T_0 = 273$  K,  $P_0 = 0,1$  МПа.

*Расчет удельного объема выделившегося газа при заданных P и T, м<sup>3</sup>/т*

$$G_{0,ми} = \Gamma_{0,м} R_i m [D (1 + R_i) - 1], \quad (II.10)$$

$$m = 1 + 0,029(T_i - 293)(\bar{\rho}_{нд} \bar{\rho}_z - 0,7966), \quad (II.11)$$

$$D = 4,06(\bar{\rho}_{нд} \bar{\rho}_z - 1,045). \quad (II.12)$$

*Расчет плотности газа оставшегося в растворе  $\rho_{z.p.i}$*

Находим удельный объем растворенного газа

$$G_{p,ми} = \Gamma_{0,м} m - G_{0,ми}. \quad (II.13)$$

Определяем плотность растворенного газа

$$\rho_{z.p.i} = \frac{\Gamma_{0,м}}{G_{p,ми}} \left( a m \bar{\rho}_z - \bar{\rho}_{zi} \frac{G_{0,ми}}{\Gamma_{0,м}} \right) \rho_{воз}, \quad (II.14)$$

здесь  $\bar{\rho}_{zi} = \frac{\rho_{zi}}{\rho_{воз}}$  - относительная плотность выделившегося газа.

*Расчет объемного коэффициента нефти  $b_{ni}$*

$$b_{ni} = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \rho_{нд} G_{p,ми} \frac{\lambda}{m} + \alpha_n (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} P_i, \quad (II.15)$$

$$\lambda = 10^{-3} \left( 4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{нд} + 1,0337 \frac{\bar{\rho}_{z.p.i}}{a} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{нд} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{нд} G_{p,ми}) G_{p,ми} \right), \quad (II.16)$$

$$\alpha_n = 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{нд}), \quad (II.17)$$

здесь  $P_i$  - давление, МПа.

*Расчет плотности газонасыщенной нефти  $\rho_{ni}$*

Методика расчета плотности газонасыщенной нефти  $\rho_{ni}$  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:

$$\rho_{ni} = \frac{\rho_{нд}}{b_{ni}} \left( 1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \frac{\bar{\rho}_{z.pi} G_{p.mi}}{ta} \right), \quad (\text{II.18})$$

где  $\bar{\rho}_{z.pi} = \frac{\rho_{z.pi}}{\rho_{воз}}$  - относительная плотность выделившегося газа, кг/м<sup>3</sup>;  $b_{ni}$  - объемный коэффициент нефти при заданных  $P$  и  $T$ ;  $\rho_{нд}$  - плотность дегазированной нефти, кг/м<sup>3</sup>.

*Определение объемных расходных параметров газожидкостной смеси*

Для определения объемного расхода газа на уровне приема насоса при предполагаемом давлении  $P_{пр.нас} = P_{нач}$  и рассчитанной температуре  $T_{пр.нас}$  необходимо рассчитать ряд параметров.

Объемное расходное водосодержание в стандартных условиях (объемная обводненность жидкости)

$$B_{вст} = \frac{Q_{вст}}{Q_{вст} + Q_{нст}} = \frac{Q_{жст} - Q_{нст}}{Q_{жст}}, \quad (\text{II.19})$$

где  $Q_{вст}$ ,  $Q_{нст}$ ,  $Q_{жст}$  - соответственно объемные расходы воды, нефти и жидкости в стандартных условиях, м<sup>3</sup>/сут;

объемные расходы воды  $Q_v$  и нефти  $Q_n$  при заданных  $P$  и  $T$ :

$$Q_v = Q_{жст} b_v B_{вст}, \quad (\text{принимая } b_v = 1), \quad (\text{II.20})$$

$$Q_n = Q_{жст} b_{ni} (1 - B_{вст}), \quad (\text{II.21})$$

где  $b_v, b_{ni}$  - соответственно объемные коэффициенты воды и нефти при заданных  $P$  и  $T$ ;

объемное расходное водосодержание  $B$  при заданных  $P$  и  $T$

$$B = \frac{B_{вст} b_v}{B_{вст} b_v + (1 - B_{вст}) b_{ni}}; \quad (\text{II.22})$$

Рассчитывают объемные расходные параметры газожидкостного потока  $Q_{ж пр.нас}$  и  $Q_{г пр.нас}$  на уровне приема насоса:

$$Q_{жи} = Q_{жст} (1 - B_i) b_{ni} + Q_{жст} B_i, \quad (\text{II.23})$$

$$Q_{gi} = G_{0.mi} (1 - B_i) \bar{\rho}_{ni} Q_{жст} z_i \frac{P_0 T_i}{P_i T_0}, \quad (\text{II.24})$$

здесь  $\bar{\rho}_{ni} = \frac{\rho_{ni}}{1000}$ .

Плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{см} = \rho_{жс}(1 - \varphi_2) + \rho_2 \varphi_2, \quad (\text{II.25})$$

где  $\rho_{жс}, \rho_2$  - соответственно плотность жидкой и газовой фаз при соответствующих термодинамических условиях рассматриваемого сечения потока смеси,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\varphi_2$  - истинное газосодержание в потоке смеси (объемная доля газа в смеси), которое рассчитывается по следующему аналитическому выражению

$$\varphi_2 = \frac{\beta_2 w_{см}}{w_{2и}} = \beta_2 (C_1 + C_2 Fr_{см}^{-0,5}), \quad (\text{II.27})$$

где  $\beta_2$  - объемное расходное газосодержание в потоке смеси, вычисляемое так:

$$\beta_2 = \frac{Q_2}{Q_{жс} + Q_2}, \quad (\text{II.28})$$

$Q_2, Q_{жс}$  - соответственно объемный расход газовой и жидкой фаз при соответствующих термодинамических условиях (определяются по формулам (II.23) и (II.24)),  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $w_{2и}, w_{см}$  - соответственно средняя истинная скорость газовой фазы и средняя приведенная скорость движения смеси,  $\text{м/с}$ ;  $C_1, C_2$  - безразмерные корреляционные коэффициенты, учитывающие гидродинамические особенности потока смеси и физические свойства фаз;  $Fr_{см}$  - критерий Фруда, зависящий от скорости смеси  $w_{см}$ :

$$Fr_{см} = \frac{w_{см}^2}{gd_{вн}}. \quad (\text{II.29})$$

$$w_{см} = \frac{4(Q_{жс} + Q_2)}{\pi d_{вн}^2}, \quad (\text{II.30})$$

$d_{вн}$  - внутренний диаметр колонны НКТ (эксплуатационной колонны), по которой движется газожидкостная смесь,  $\text{м}$ .

Для расчета корреляционных коэффициентов используются следующие зависимости:

$$C_1 = \frac{2,2361e^{0,049\bar{\mu}_{жс}}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_{жс}}} - 0,5447\bar{\mu}_{жс}^{-0,6} (d_{вн} - 0,015), \quad (\text{II.31})$$

$$C_2 = \frac{1 + 0,1082e^{0,049\bar{\mu}_{жс}}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_{жс}}} - (6,707 - 0,168(\bar{\mu}_{жс} - 1))(d_{вн} - 0,015), \quad (\text{II.32})$$

где  $\bar{\mu}_{жс}$  - относительная вязкость жидкости, равная отношению вязкости движущейся в подъемнике при известных термодинамических условиях жидкости (в  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ ) к вязкости воды при стандартных условиях ( $\mu_{всм} = 1 \text{мПа} \cdot \text{с}$ ).

$$\bar{\mu}_{жс} = \frac{\mu_{жс}}{\mu_{всм}}. \quad (\text{II.33})$$

Зависимость (II.31) справедлива при следующих соотношениях внутренних диаметров труб и диапазонов изменения относительной вязкости жидкости:

$$\begin{aligned} d_{вн} &= 0,0381 \text{ м}, & 1 < \bar{\mu}_{жс} \leq 1500 \\ d_{вн} &= 0,0508 \text{ м}, & 1 < \bar{\mu}_{жс} \leq 750 \\ d_{вн} &= 0,0635 \text{ м}, & 1 < \bar{\mu}_{жс} \leq 450 \\ d_{вн} &= 0,0762 \text{ м}, & 1 < \bar{\mu}_{жс} \leq 300 \end{aligned} \quad (\text{II.34})$$

Выражение (II.32) справедливо в интервале  $1 < \bar{\mu}_{жс} \leq 40$ . Если  $\bar{\mu}_{жс} > 40$ , то корреляционный коэффициент

$$C_2 = \frac{1 + 0,1082e^{0,049\bar{\mu}_{жс}}}{1 + 1,1002e^{0,049\bar{\mu}_{жс}}}. \quad (\text{II.35})$$

Градиент потерь на трение

$$\left( \frac{dP}{dH} \right)_{тр} = \frac{\lambda_{тр} w_{см}^2 \rho_{см}}{2d_{вн}}, \quad (\text{II.36})$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления для жидкой фазы, движущейся со скоростью смеси и рассчитываемый в зависимости от числа Рейнольдса по жидкой фазе

$$Re_{жс} = \frac{w_{см} d_{вн} \rho_{жс}}{\mu_{жс}} \quad (\text{II.37})$$

по следующей формуле:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( \frac{158}{Re_{жс}} + 2 \frac{\epsilon}{d_{вн}} \right)^{0,2}, \quad (\text{II.14})$$

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

Следует указать, что зависимости (II.31), (II.32), (II.35) можно использовать при внутренних диаметрах подъемника  $0,015 \text{ м} \leq d_{вн} \leq 0,0762 \text{ м}$ . В случае, если внутренний диаметр подъемника  $d_{вн} > 0,0762 \text{ м}$ , то при расчетах принимают равенство истинного и объемного расходного газосодержаний, т. е.  $\varphi_z = \beta_z$ .

Плотность газовой фазы при соответствующих термодинамических условиях определяется по формулам (II.5)-(II.9).

Для определения плотности и вязкости жидкой фазы необходимо определить структуру и тип водонефтяной смеси.

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

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

$$w_{см пр} = \frac{Q_g + Q_n}{F}, \quad (\text{II.15})$$



где  $F$  - площадь поперечного сечения канала,  $\text{м}^2$ .

#### *Определение структуры потока*

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

$$w_{см\text{кр}} = 0,487\sqrt{gD_m}, \quad (\text{II.16})$$

где  $D_m$  - внутренний диаметр трубы (внутренний диаметр эксплуатационной колонны), м.

Если

$$w_{см\text{пр}} < w_{см\text{кр}}, \quad (\text{II.17})$$

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

Если

$$w_{см\text{пр}} > w_{см\text{кр}}, \quad (\text{II.18})$$

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

#### *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  $w_{э\text{кр}}$ , вычисляемой так:

$$w_{э\text{кр}} = 0,064 \cdot 56^B \sqrt{gD_m}. \quad (\text{II.19})$$

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

#### *Расчет плотности*

#### *Капельная структура*

Рассчитывается поверхностное натяжение на границе с водой

$$\sigma_{нв} = \sigma_{вг} - \sigma_{нг}, \quad (\text{II.20})$$

где  $\sigma_{нг}$ ,  $\sigma_{вг}$  - поверхностное натяжение на границе «нефть-газ» и «вода-газ», мН/м.

Поверхностное натяжение  $\sigma_{вг}$  определяется по формуле

$$\sigma_{вз} = \frac{1000}{10^{1,19+0,01P_i}}, \quad (\text{II.21})$$

здесь  $P_i$  - давление, МПа.

Поверхностное натяжение  $\sigma_{вз}$  определяется по формуле

$$\sigma_{вз} = \frac{1000}{10^{1,58+0,05P_i}} - 72 \cdot 10^{-3} (T - 305). \quad (\text{II.22})$$

Рассчитываются истинные объемные доли фаз в потоке.

Для смеси В/Н истинная объемная доля воды

$$\varphi_в = \frac{w_{внр}}{w_{смнр} - \left( 0,425 - \frac{0,827w_{смнр}}{\sqrt{gD_m}} \right) \left( 4\sigma_{вз} g \frac{(\rho_в - \rho_{ни})}{\rho_в^2} \right)^{0,25}}, \quad (\text{II.23})$$

$$w_{внр} = \frac{Q_в}{F}, \quad (\text{II.24})$$

где  $w_{внр}$  - приведенная скорость воды, м/с;  $\rho_в, \rho_{ни}$  - соответственно плотности воды и нефти при заданных  $P$  и  $T$ , кг/м<sup>3</sup>.

Истинная объемная доля внешней фазы (нефти)

$$\varphi_н = 1 - \varphi_в. \quad (\text{II.25})$$

Для смеси Н/В истинная объемная доля нефти

$$\varphi_н = \frac{w_{ннр}}{w_{смнр} + \left( 0,54(1,01 + B^{0,152}) - \frac{w_{смнр}}{\sqrt{gD_m}} \right) \left( 4\sigma_{вз} g \frac{(\rho_в - \rho_{ни})}{\rho_в^2} \right)^{0,25}}, \quad (\text{II.26})$$

$$w_{ннр} = \frac{Q_н}{F}, \quad (\text{II.27})$$

где  $w_{ннр}$  - приведенная скорость нефти, м/с.

Истинная объемная доля внешней фазы (воды)

$$\varphi_в = 1 - \varphi_н. \quad (\text{II.28})$$

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

$$\rho_{вн} = \rho_в \varphi_в + \rho_н \varphi_н. \quad (\text{II.29})$$

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

для смеси В/Н  $\mu_{вн} = \mu_н$ ,

для смеси Н/В  $\mu_{вн} = \mu_в$ ,

где  $\mu_н, \mu_в$  соответственно вязкости нефти и воды при заданных  $P$  и  $T$ , мПа·с.

*Эмульсионная структура*

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

$$\left. \begin{aligned} \varphi_v &= B, \\ \varphi_n &= \beta_n = 1 - B. \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.30})$$

Определяется плотность водонефтяной эмульсии

$$\rho_{вн} = \rho_v(1 - B) + \rho_n B. \quad (\text{II.31})$$

Рассчитывается кажущаяся вязкость водонефтяной эмульсии  $\eta_3$  для эмульсии В/Н:

$$\eta_3 = \frac{D(1 + 2,9B)}{1 - B}, \quad (\text{II.32})$$

где  $D$  - коэффициент, определяемый следующим образом:

$$\text{при } A \leq 1 \quad D = \mu_n, \quad (\text{II.33})$$

$$\text{при } A > 1 \quad D = A\mu_n, \quad (\text{II.34})$$

$A$  - параметр, учитывающий влияние скорости сдвига на вязкость:

$$A = \frac{1 + 20B^2}{w_{сд}^{0,48B}}, \quad (\text{II.35})$$

$w_{сд}$  - скорость сдвига водонефтяной эмульсии при данных  $P$  и  $T$ ,  $l/c$ :

$$w_{сд} = \frac{8w_{эпр}}{D_2}, \quad (\text{II.36})$$

где  $w_{эпр}$  - приведенная скорость эмульсии, определяемая по формуле (III.15),  $m/c$ ;  $D_2$

- гидравлический диаметр канала,  $m$ .

Для эмульсии Н/В кажущаяся вязкость

$$\eta_3 = \mu_n 10^{3,2(1-B)}. \quad (\text{II.37})$$

*Расчет вязкости нефти*

*Расчет вязкости дегазированной нефти*

В практике добычи нефти встречаются случаи отсутствия достаточной информации о некоторых свойствах нефти, например о вязкости  $\mu_n$ . Для оценки вязкости нефти при 20 °С и атмосферном давлении можно использовать формулы И.И. Дунюшкина:

$$\bar{\mu}_{n20} = \left( \frac{0,658 \bar{\rho}_{нд}^{-2}}{0,886 - \bar{\rho}_{нд}^{-2}} \right)^2 \quad \text{при } 0,845 < \bar{\rho}_{нд} < 0,924,$$

$$\bar{\mu}_{n20} = \left( \frac{0,456 \bar{\rho}_{нд}^{-2}}{0,833 - \bar{\rho}_{нд}^{-2}} \right)^2 \quad \text{при } 0,78 < \bar{\rho}_{нд} \leq 0,845, \quad (\text{II.38})$$

где  $\bar{\mu}_{n20}$  - относительная динамическая (по воде) вязкость дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении.

*Расчет вязкости дегазированной нефти при любой температуре*

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

$$\mu_{nt} = \frac{1}{c} (c \bar{\mu}_{nt1})^a, \quad (\text{II.39})$$

где  $\mu_{nt}$  - относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при искомой температуре  $t$ ;  $\bar{\mu}_{nt1}$  - относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при известной температуре  $t1$ ;  $a$  - коэффициент, определяемый по уравнению:

$$a = \frac{1}{1 + b(t - t_1) \lg(c \bar{\mu}_{nt1})}, \quad (\text{II.40})$$

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

$$\text{при } \bar{\mu}_n \geq 1000, \quad b = 2,52 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}, \quad c = 10; \quad (\text{II.41})$$

$$\text{при } 10 \leq \bar{\mu}_n < 1000, \quad b = 1,44 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}, \quad c = 100; \quad (\text{II.42})$$

$$\text{при } \bar{\mu}_n < 10, \quad b = 0,76 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}, \quad c = 1000; \quad (\text{II.43})$$

*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:

$$\bar{\mu}_{ng} = A \bar{\mu}_{nt}^B, \quad (\text{II.44})$$

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

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

$$B = \exp[-47,11 \cdot 10^{-4} \Gamma^* + 8,3 \cdot 10^{-6} (\Gamma^*)^2], \quad (\text{II.45})$$

$\Gamma^*$  - газонасыщенность нефти (объем газа приведен к 15 °С и атмосферному давлению), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$\Gamma^* = 0,983(1 + 5\alpha_n)\Gamma_0, \quad (\text{II.46})$$

$\Gamma_0$  - газонасыщенность нефти (объем газа приведен к 20 °С и атмосферному давлению) м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,  $\alpha_n$  - коэффициент термического расширения нефти, определяемый по следующему соотношению:

$$\alpha_n = 10^{-3} \begin{cases} 2,638(1,169 - \bar{\rho}_{нд}) & \text{при } 0,78 \leq \bar{\rho}_{нд} \leq 0,86 \\ 1,975(1,272 - \bar{\rho}_{нд}) & \text{при } 0,86 < \bar{\rho}_{нд} \leq 0,96 \end{cases}; \quad (\text{II.47})$$

### Список литературы

1. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», под ред. Ш.К. Гиматутдинова, Москва, «Недра», 1983 г.
2. Мищенко И.Т., «Расчеты в добыче нефти», Москва, «Недра», 1989 г.