

А. А. Пашали, В. Г. Михайлов, П. В. Петров

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ЕСТЕСТВЕННОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА ПРИ СОЗДАНИИ РЕВЕРСИВНОГО ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ЗОНЕ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ

Предлагается новая инженерная методика для расчета коэффициента сепарации газа при реверсивном течении газожидкостной смеси в перфорированной области скважины. Подробно изложена суть данной методики, которая заключается в определении вертикальной координаты участка скважины с реверсивным течением, на которой действительная скорость газа становится равной нулю. Для расчета скорости газа используется двухфазная модель проскальзывания «DRIFT-FLUX». В статье представлена впервые разработанная математическая модель для численного расчета коэффициента сепарации газа. Предлагаемая математическая модель использует феноменологические и полуэмпирические подходы и основана на эффекте вертикального проскальзывания пузырька газа в реверсивном потоке жидкости. Представленная аппроксимация по результатам численного моделирования позволила впервые получить систему алгебраических уравнений для проведения экспресс-расчетов коэффициента сепарации. Показано, что расхождение результатов расчета коэффициента сепарации в реверсивном потоке жидкости численным методом и с помощью инженерной методики не превышает 5%. *Математическая модель; коэффициент сепарации газа; перфорация*

ВВЕДЕНИЕ

Большое количество свободного газа, попадающего в скважину непосредственно из пласта либо выделяющегося при определенных условиях из нефти уже в эксплуатационной колонне, сильно затрудняет эксплуатацию скважин погружными электрическим центробежными насосами (ЭЦН).

Присутствие свободного газа в жидкости, поступающей в ЭЦН, коренным образом изменяет условия преобразования в них механической энергии в гидравлическую. В связи с этим резко ухудшаются характеристики насосов; снижаются их подача, напор и КПД. Работа насосов становится неустойчивой.

Единственным средством улучшения характеристик центробежных насосов, работающих на газожидкостной смеси, является сепарация газа на приеме. Известны различные способы сепарации газа, которые могут быть как естественными (натуральными), так и принудительными.

В данной работе рассматривается один из способов естественной сепарации газа на приеме ЭЦН, за счет создания реверсивного течения жидкости в зоне перфорации скважины. Реверсивное течение – это течение, при котором возникает противоток жидкости и всплывающих пузырьков газа на участке затрубного пространства. Такой способ сепарации может быть обеспечен путем опускания насоса ниже уровня перфорации скважины.

В настоящее время отсутствуют более или менее достоверные методы расчета коэффициента естественной сепарации при реверсивном течении жидкости на перфорированном участке скважины – это объясняется недостаточной экспериментальной проработкой данного процесса и сложностью математического описания гидродинамической картины течения газожидкостной смеси в области забоя скважины.

С целью разработки надежной инженерной методики для расчета коэффициента сепарации газа при реверсивном течении газожидкостной смеси в перфорированной области скважины авторы работы предложили следующую гипотезу, так как длина перфорированного участка вертикальной скважины определяется мощностью пласта и, следовательно, невелика (обычно порядка 10 м), то потери давления на трение, даже при наличии перфорации на стенке канала, также невелики. Поэтому можно сделать предположение, что распределения приведенных скоростей жидкой и газообразной фаз $V_{SL}(h_{\text{перф}})$ и $V_{Sg}(h_{\text{перф}})$ и статического давления $P(h_{\text{перф}})$ вдоль перфорации имеют линейную зависимость. Такое допущение позволяет уйти от сложного алгоритма расчета и перейти к аналитической форме определения коэффициента естественной сепарации.

Для доказательства предложенной гипотезы авторами работы предлагается следующее:

- с помощью простого симулятора призабойной зоны для несовершенной скважины рассчитать профиль притока вдоль перфорированного участка;

- оценить влияние неравномерности притока из пласта на форму зависимости распределений приведенных скоростей жидкой и газообразной фаз $V_{SL}(h_{перф})$ и $V_{Sg}(h_{перф})$ и статического давления $P(h_{перф})$;

- провести линейные аппроксимации зависимостей распределений приведенных скоростей жидкой и фаз $V_{SL}(h_{перф})$ и $V_{Sg}(h_{перф})$ и статического давления $P(h_{перф})$ и на их основе разработать аналитический алгоритм для расчета коэффициента естественной сепарации в реверсивном потоке;

- оценить точность расчета коэффициента естественной сепарации в реверсивном потоке с помощью разработанного аналитического алгоритма путем сравнения полученных результатов расчета коэффициента сепарации до аппроксимации перечисленных выше зависимостей (полученных по численной методике расчета) и после (полученных по аналитической методике).

1. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА СЕПАРАЦИИ В ОБЛАСТИ РЕВЕРСИВНОГО ТЕЧЕНИЯ

Суть предложенной методики заключается в определении вертикальной координаты участка скважины с реверсивным течением $h_{затр}$, на которой действительная скорость газа становится равной нулю $V_g = 0$ (см. рис. 1). Для расчета скорости газа используется двухфазная модель проскальзывания «DRIFT-FLUX» в виде

$$V_g = C_0(V_{Sg} \pm V_{SL}) + V_s, \tag{1}$$

где C_0 – параметр профиля (коэффициент распределения), который связывает величину скорости смеси и профиль концентрации газовой фазы; $\pm V_{SL}$, V_{Sg} – приведенные скорости жидкости и газа. Знак «+» при V_{SL} – для случая совпадения направлений движения жидкости и газа, знак «-» – для реверсивного течения; V_s – скорость проскальзывания фаз.

Так как вдоль всего участка перфорации осуществляется непрерывный приток жидкости в скважину и с увеличением глубины вдоль интервала перфорации возрастает скорость потока в стволе скважины, то интуитивно можно предположить: чем ниже пузырек газа находится от верхней кромки перфорации, тем с меньшей скоростью он всплывает. Тогда условие прекращения сепарации газа из выражения (1) можно представить через продольное распределение скоростей в виде

$$V_{SL}(h_{перф}) = V_{Sg}(h_{перф}) + \frac{V_s(h_{перф})}{C_0}, \tag{2}$$

где $V_s(h_{перф})$ – распределение скорости проскальзывания фаз вдоль перфорированного участка скважины; $V_{SL}(h_{перф})$ и $V_{Sg}(h_{перф})$ – распределения приведенных скоростей жидкой и газообразной фаз вдоль интервала перфорации.

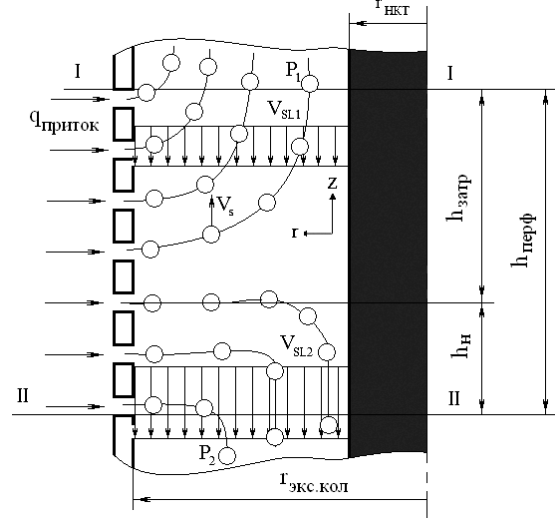


Рис. 1. Расчетная схема для определения коэффициента сепарации при реверсивном способе отбора газа

Получив расчетным путем значение $h_{перф} = h_{затр}$ (см. рис. 1), при котором выполняется условие (2), и считая, что пузырьки газа на перфорированном участке скважины объемом $\vartheta_{перф}$ распределены равномерно, определить коэффициент реверсивной сепарации можно используя простое алгебраическое соотношение

$$E_s = \frac{\vartheta_{затр}}{\vartheta_{перф}} = \frac{h_{затр}}{h_{перф}}, \tag{3}$$

где $\vartheta_{затр}$ – объем затрубного пространства длиной $h_{затр}$.

Ниже предлагаются математические методики для расчета распределения скорости проскальзывания $V_s(h_{перф})$ и распределения приведенной скорости жидкости $V_{SL}(h_{перф})$ и газа $V_{Sg}(h_{перф})$ в зоне перфорации скважины.

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА СКОРОСТИ ПРОСКАЛЬЗЫВАНИЯ ГАЗА В РЕВЕРСИВНОМ ПОТОКЕ ЖИДКОСТИ

Предлагаемая математическая модель использует феноменологические и полуэмпирические подходы и основана на эффекте вертикального проскальзывания пузырька газа в реверсивном потоке жидкости. На участке затрубного

пространства за счет опускания насоса ниже уровня перфорации создается течение жидкости, направленное навстречу всплывающим пузырькам газа. В этом случае на пузырек газа будут действовать следующие силы: 1) сила сопротивления $F_d = -\frac{1}{2} C_{d\infty} \rho_i A_d V_{sz}$; 2) выталкивающая сила $F_b = B_d \rho_i / g$; 3) сила от динамического напора потока жидкости $F_p = -B_d \frac{dP}{dz}$; 4) сила тяжести $F_g = B_d \rho_g / g$, где $C_{d\infty}$, ρ_i , ρ_g , ρ_p , ρ_g – коэффициент сопротивления и плотности жидкой и газовой фаз; $B_d = \frac{4}{3} \pi r_d^3$ – объем пузырька газа; $A_d = \pi r_d^2$ – площадь поперечного сечения пузырька газа; r_d – радиус пузырька газа.

На рис. 2 показаны силы, действующие на пузырек газа в вертикальном направлении. Решив уравнение баланса сил, действующих на пузырек газа, в виде

$$\vec{F}_d + \vec{F}_b + \vec{F}_g = 0, \tag{4}$$

можно получить выражение для скорости проскальзывания газа в реверсированном потоке жидкости:

$$V_s = \frac{r_d^2 \left[g(\rho_L - \rho_g) - \frac{dp}{dz} \right]}{54 \mu_L}, \tag{5}$$

где r_d можно определить, используя корреляцию Маркеза [3] как

$$r_d = \frac{0,0762}{71,617(1 - e^{-7,769V_{sg}})} \frac{V_{sg}}{V_{sg} + V_{\infty z}}. \tag{6}$$

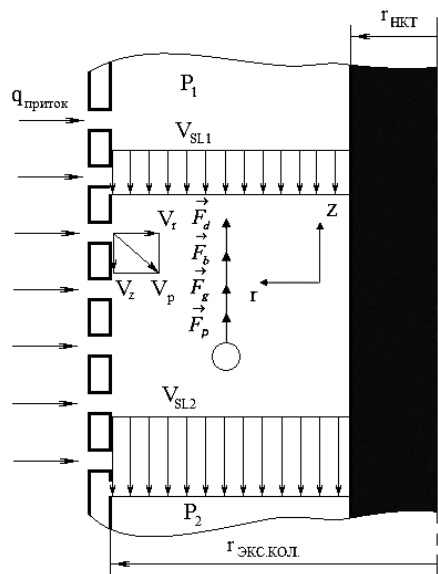


Рис. 2. Силы, действующие на пузырек газа в затрубном пространстве

3. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИВЕДЕННОЙ СКОРОСТИ В РЕВЕРСИВНОМ ПОТОКЕ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Вид распределения приведенной скорости жидкой и газообразной фазы $V_{SL}(h_{перф})$ и $V_{Sg}(h_{перф})$ определяется величиной притока жидкости через перфорацию из призабойной зоны пласта $q_{прит}$ и градиентом давления жидкости вдоль участка перфорации dP / dz .

Продольный градиент давления dP / dz можно получить из уравнения в виде

$$\frac{dP}{dz} = \rho_m g - \left(\frac{dP}{dz} \right)_{тр}, \tag{7}$$

где $\left(\frac{dP}{dz} \right)_{тр} = f_{тр} \frac{\rho_m (V_{SL} - V_{Sg})^2}{2d_{гид}}$ – потери давления

на трение о стенки кольцевого канала с перфорированной внешней стенкой; $\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)$ – плотность газожидкостной смеси; $d_{гид} = d_{экс.кол} - d_{НКТ}$ – гидравлический диаметр кольцевого канала.

Коэффициент гидравлического трения о стенки канала при наличии на этой стенке перфорации, через которую осуществляется приток жидкости, согласно [2], описывается выражением

$$f_{тр} = f_w + 2d_{гид} \left(\frac{\beta_2 - \beta_1}{\Delta z} \right) + \tag{8}$$

$$+ 2d_{гид} \frac{n}{\Delta z} \frac{q_{прим}}{Q} C_n,$$

где $C_n = \left[\beta_1 + \beta_2 - \phi \beta_p + \left(\frac{n(\beta_1 - \beta_2) q_{прит}}{4 Q} \right) \right]$; Q –

дебит скважины; $\beta_i = \frac{1}{SV_m^2} \int u^2 dS$ – безразмерный коэффициент Кориолиса – характеризует

неравномерность профиля скорости в поперечном сечении кольцевого канала;

$S = \frac{\pi(d_{экс.кол}^2 - d_{НКТ}^2)}{4}$ – площадь поперечного сечения канала.

Коэффициент гидравлического трения f_w о гладкие стенки кольцевого канала зависит от соотношения диаметров выпуклой и вогнутой поверхности канала и для ламинарного режима течения имеет вид:

$$f_{ca} = \frac{F_{ca}}{Re} = \frac{64}{Re} \frac{(1 - K)^2}{\left[\frac{1 - K^4}{1 - K^2} - \ln\left(\frac{1}{K}\right) \right]}, \tag{9}$$

где $K = \frac{d_{\text{НКТ}}}{d_{\text{эк.кол}}}$ – есть отношение внешнего диаметра НКТ к внутреннему диаметру колонны; $\text{Re} = \frac{\rho V_m d_{\text{гид}}}{\mu_m}$ – число Рейнольдса для кольцевого канала; $\mu_m = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L)$ – динамическая вязкость газожидкостной смеси; $\lambda_L = \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{Sg}}$ – объемное содержание жидкости без учета проскальзывания.

Для турбулентного режима течения Каetano [4] рекомендует рассчитывать коэффициент гидравлического трения f_w по корреляциям Gunn and Darling

$$\left\{ f_{ca} \left(\frac{64}{F_{ca}} \right)^{0,45 \exp \left[\frac{-(\text{Re}-3000)}{10^6} \right]} \right\}^{\frac{1}{2}} + 0,4 = 4 \log \left[\text{Re} \left\{ f_{ca} \left(\frac{64}{F_{ca}} \right)^{0,45 \exp \left[\frac{-(\text{Re}-3000)}{10^6} \right]} \right\}^{\frac{1}{2}} \right] \quad (10)$$

4. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕННОГО ПРИТОКА К ПЕРФОРИРОВАННОМУ УЧАСТКУ СКВАЖИНЫ С РЕВЕРСИВНЫМ ТЕЧЕНИЕМ ЖИДКОСТИ

В первом приближении для оценки закономерности притока жидкости из пласта к перфорированному участку скважины попытаемся решить данную задачу в наиболее простой постановке.

В принципе общие уравнения фильтрации однородной жидкости должны быть получены из уравнений Навье – Стокса путем введения надлежащих статистических характеристик фильтрационной среды. Однако до сих пор это еще не сделано. Обычно уравнение фильтрации представляют в виде обобщения закона Дарси. Подставив уравнение Дарси в виде

$$u = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}, v = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y}, w = \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \quad (11)$$

в уравнение неразрывности для установившегося течения несжимаемой жидкости $\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$, можно получить уравнение фильтрации в виде уравнения Лапласа

$$k_r \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0. \quad (12)$$

Введем в рассмотрение Φ – фильтрационный потенциал, определяемый по горизонтальной проницаемости $\Phi = \frac{k_r}{\mu} P, \chi^2 = \frac{k_r}{k_z}$.

Тогда согласно [1] и в силу предполагаемой симметрии течения в призабойной зоне скважины, уравнение (12) для установившейся фильтрации несжимаемой жидкости для однородно-изотропного пласта ($\chi = 1$) в цилиндрической системе координат примет вид

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0. \quad (13)$$

Рассмотрим теперь следующую задачу. Найдем распределение фильтрационного потенциала в однородно-анизотропном пласте мощностью h , вскрытым несовершенной скважиной, при следующих граничных условиях.

Граничные условия

В качестве примера рассмотрим два случая расчета притока жидкости к перфорированному участку скважины:

1. Режим газовой шапки (см. рис. 3);

Условия непроницаемости подошвы и питания кровли ($r_c \leq r \leq R_0$), $-\frac{\partial P}{\partial z} = 0$ при $z = 0$, $P = P_0$ при $z = h$.

2. Искусственный водонапорный режим (см. рис. 4). Условия непроницаемости кровли и подошвы ($r_c \leq r \leq R_0$), $-\frac{\partial P}{\partial z} = 0$ при $z = 0, z = h$.

На области питания $r = R_0, (0 \leq z \leq h), P = P_0$ на стенке скважины $r = r_c$ задано переменное давление на единицу длины вдоль оси скважины: $r = r_c, (P)_{r=r_c} = P(z) (0 \leq z \leq h)$.

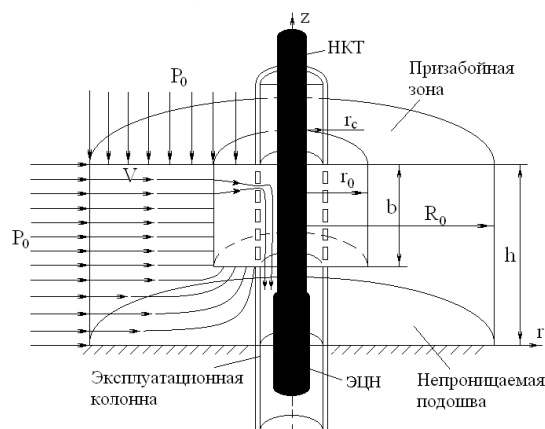


Рис. 3. Расчетная схема для расчета притока к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине в режиме газовой шапки

Вид функции $P(z)$ определяется из уравнения (7). В качестве допущения принимаем, что

режим течения жидкости в призабойной зоне на участке $R_0 > r > r_0$ почти радиальный. Вдали от скважины влияние перфорационных отверстий практически не сказывается на режиме течения. Можно предполагать, что величина r_0 будет порядка двух-трех радиусов скважины [1].

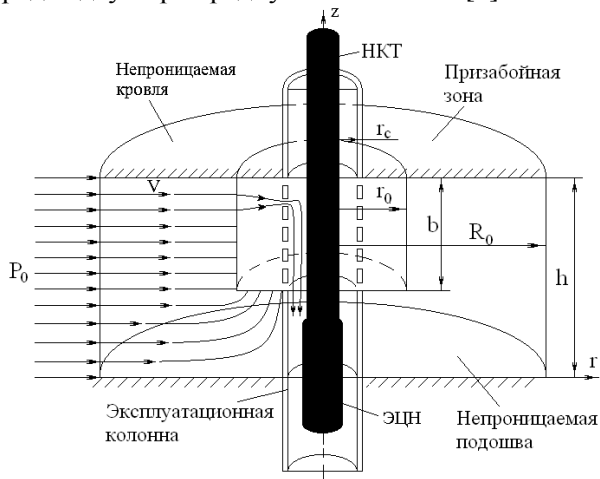


Рис. 4. Расчетная схема для расчета притока к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине при условии непроницаемости кровли и подошвы

В таком случае можно провести воображаемую скважину с радиусом r_0 , которую нужно рассматривать как скважину с открытым забоем. Обозначим потенциал на стенке этой скважины Φ'_0 и произведем «сшивание» решений о притоке к скважине с открытым забоем и притоке к отверстию. Вначале рассматривается приток между областями r_0 и R_0 . Это движение на границе области r_0 рассматривается по формулам

$$q_{\text{прим}_i}(z) = \frac{2\pi r_0 \Delta z (\Phi_i - \Phi_{i-1})}{\Delta r} \quad (14)$$

$$Q = q_{\text{прим}} = \int_0^b q_{\text{прим}_i}(z) dz.$$

Для расчета движения между r_0 и r_c нужно знать, как изменяется скорость при втекании в отверстие. Естественно предположить, что непосредственно вблизи от отверстия распределение скорости будет приближаться к радиально-сферическому, т. е. скорость будет обратно пропорциональна квадрату расстояния.

В данном случае нас интересует не столько механизм втекания в отверстия, сколько распределенная зависимость притока $q_{\text{прит}_i}(z)$ на радиусе r_0 .

5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИВЕДЕННЫХ СКОРОСТЕЙ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ И ПРОДОЛЬНОГО ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ В РЕВЕРСИВНОМ ПОТОКЕ

На основе результатов численного моделирования процессов сепарации в области перфорации для скважины со следующими исходными данными, приведенными в таблице, проведем анализ распределения приведенной скорости жидкой и газообразной фаз от величины притока и распределения статического давления вдоль перфорации.

Параметр	Значение
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в зоне перфорации, м	0,132
Внешний диаметр НКТ, м	0,073
Глубина скважины до уровня перфорации, м	2968
Среднепластовое давление, атм	280
Радиус контура питания, м	250
Толщина пласта, м	14
Пластовая температура, °К	353
Газовый фактор, м ³ /м ³	268
Обводненность, %	10
Давление насыщения, атм	199
Дебит жидкой фазы в поверхностных условиях, м ³ /сут	18,74
Замеренное забойное давление, атм	182
Глубина вскрытия пласта, м	10,15
Плотность нефти при с.у., кг/м ³	860
Относительная плотность газа	0,8

Моделирование осуществляется путем решения конечно-разностным методом системы уравнений (7)–(14) для случая воздействия на призабойную зону по схеме, показанной на рис. 3.

Рассмотрим работу виртуальной скважины с исходными данными, приведенными в таблице, но с разными коэффициентами проницаемости призабойной зоны $k = k_r = k_g = 0,1 \dots 1,5$ мД (разными коэффициентами продуктивности скважины). На рис. 5 показаны профили притока при дебитах скважины равных $Q_L = 18,74$ м³/сут, $Q_L = 93,7$ м³/сут, $Q_L = 187,41$ м³/сут, $Q_L = 281,11$ м³/сут, $Q_L = 371,82$ м³/сут и соответствующие распределения приведенных скоростей жидкости вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины.

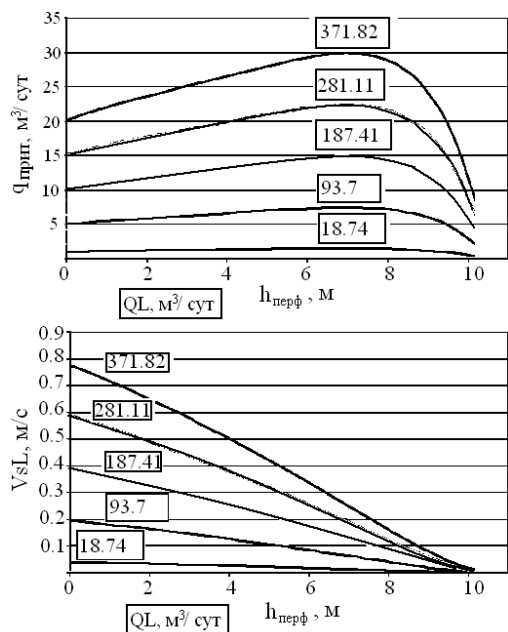


Рис. 5. Расчетный профиль притока к перфорированному участку скважины и распределение приведенных скоростей жидкости вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины

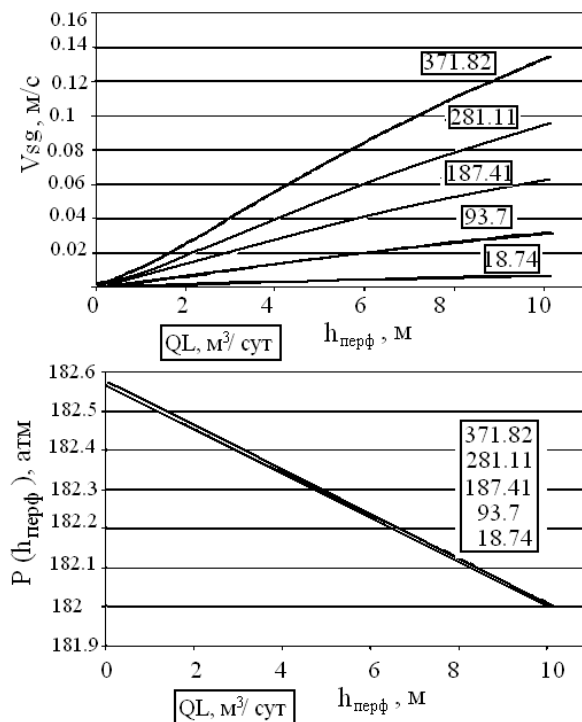


Рис. 6. Распределение приведенных скоростей газа и статического давления вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины

На рис. 6 показаны распределения приведенных скоростей газа и статического давления вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины при дебитах скважины равных $Q_L = 18,74 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_L = 93,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_L = 187,41 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_L = 281,11 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_L = 371,82 \text{ м}^3/\text{сут}$. Анализируя внешний вид зависимостей $V_{SL}(h_{\text{перф}})$, $V_{Sg}(h_{\text{перф}})$ и $P(h_{\text{перф}})$ на рис. 5 и 6, можно сделать заключение, что при добыче нефти из призабойной зоны, на которую оказывается воздействие по схеме, показанной на рис. 3 (проницаемая кровля и непроницаемая подошва), в диапазоне дебитов скважин $Q_L = 18,74 \dots 371,82 \text{ м}^3/\text{сут}$ зависимости приведенных скоростей жидкости и газа и статического давления вдоль перфорации изменяются практически линейно от продольной координаты.

Линейность распределений приведенных скоростей жидкости $V_{SL}(h_{\text{перф}})$ и газа v вдоль перфорированного участка скважины объясняется практически линейным градиентом давления dP/dz вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины (см. рис. 6). Потери давления на трение вдоль перфорированной стенки длиной $h_{\text{перф}} = 10,15 \text{ м}$ очень малы и в зависимости от дебита скважины имеют порядок 10^{-7} до 10^{-4} атм (см. рис. 7). Иными словами, течение внутри вертикального перфорированного участка скважины можно рассматривать как течение с практически бесконечной проводимостью.

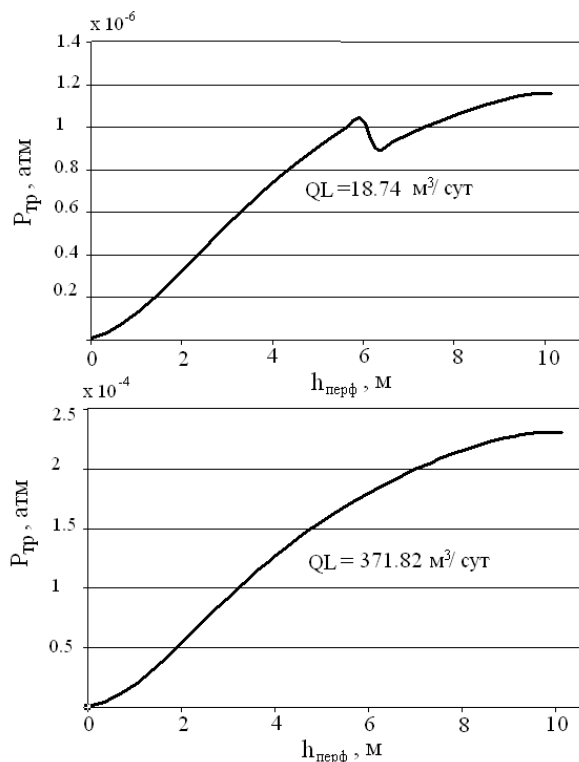


Рис. 7. Распределение потерь давления вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины

Проверим, как влияют условия воздействия на призабойную зону скважины на форму исследуемых зависимостей $V_{SL}(h_{\text{перф}})$, $V_{Sg}(h_{\text{перф}})$ и $P(h_{\text{перф}})$. Для этого проведем численный расчет интересующих нас параметров для расчетной схемы скважины с непроницаемыми кровлей и подошвой призабойной зоны, показанной на рис. 4. На рис. 8 и 9 получены зависимости параметров $V_{SL}(h_{\text{перф}})$, $V_{Sg}(h_{\text{перф}})$ и $P(h_{\text{перф}})$ для схемы, показанной на рис.4. Анализируя результаты расчетов (см. рис. 5, 6, 8, 9) можно предположить, что форма зависимостей $V_{SL}(h_{\text{перф}})$, $V_{Sg}(h_{\text{перф}})$ и $P(h_{\text{перф}})$ не зависит от режимов, вызывающих приток жидкости к скважине.

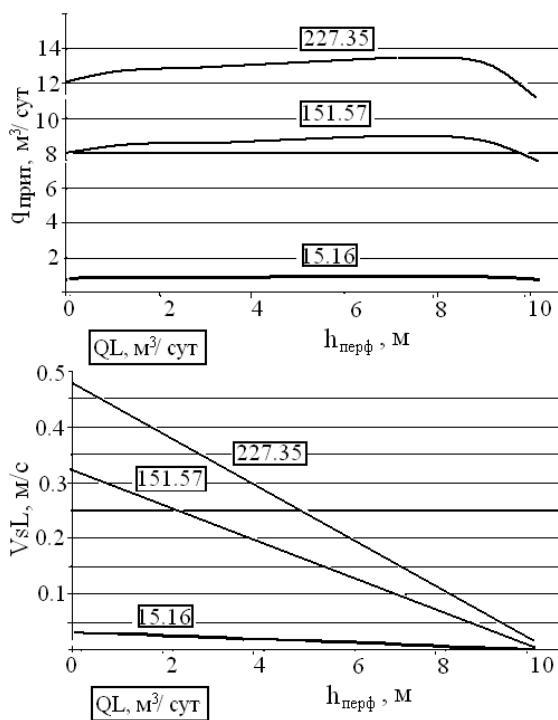


Рис. 8. Расчетный профиль притока к перфорированному участку скважины и распределение приведенных скоростей жидкости вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины

Эту характерную особенность (линейность распределения исследуемых параметров) можно использовать при разработке инженерной методики расчета коэффициента сепарации газа.

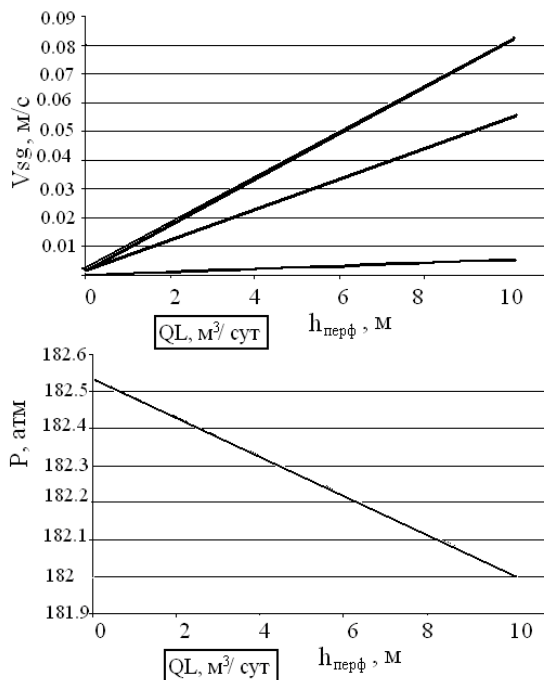


Рис. 9. Распределение приведенных скоростей газа и статического давления вдоль внутренней стенки перфорированного участка скважины

6. РАЗРАБОТКА ИНЖЕНЕРНОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЕПАРАЦИИ ГАЗА В РЕВЕРСИВНОМ ПОТОКЕ ЖИДКОСТИ

Выражение для расчета коэффициента сепарации в реверсивном потоке жидкости при опускании насоса ниже уровня перфорации скважины получено путем линейной аппроксимации полученных в результате численного расчета приведенных скоростей жидкой и газообразной фаз

$$E_s = \frac{V_s + C_0 V_{Sg2}}{C_0 (V_{SL2} \pm V_{Sg2})}, \quad (15)$$

где $V_{SL2} = \frac{Q_L}{S}$ – приведенная скорость жидкости

в нижнем сечении перфорации, м/с; $V_{Sg2} = \frac{Q_g}{S}$ –

приведенная скорость газа в нижнем сечении перфорации, м/с; q_0 – дебит жидкой фазы в поверхностных условиях, м³/сут; $\alpha = 1/86400$ – переводной коэффициент, сут/с; $Q_L = [q_0(1-n)B_0 + q_0n]\alpha$ – дебит жидкой фазы на уровне перфорации, м³/с;

$Q_g = \left[q_0(1-n)B_0(\Gamma_\phi - R_s) \frac{P_{sc} T_{wf} Z}{P_{wf} T_{sc}} \right] \alpha$ – расход

выделившегося из нефти газа на уровне перфорации, м³/с.

Используя линейную аппроксимацию для продольного градиента давления dP/dz выражение (5) для скорости проскальзывания в зоне перфорации примет вид

$$V_s = \frac{r_d^2 \left[g \left((\rho_L - \rho_g) - \rho_m / b \times 10^{-6} \right) \right]}{54[\mu_0(1-n) + \mu_w n]}, \quad (16)$$

где b – глубина вскрытия пласта, м; n – обводненность.

Соотношение для расчета размера сепарируемого пузырька газа с учетом проведенных аппроксимаций примет вид

$$r_d = \frac{0,0762}{71,617 \left(1 - e^{-7,769 E_s V_{Sg2}} \right)} \frac{E_s V_{Sg2}}{E_s V_{Sg2} + V_\infty}, \quad (17)$$

где $V_\infty = 1,53 \left[\frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)g}{\rho_L^2} \right]^{-0,25}$ – скорость дрейфа при пузырьковом режиме течения газожидкостной смеси, м/с;

$$V_\infty = 1,41 \left[\frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)g}{\rho_L^2} \right]^{-0,25}$$

– скорость дрейфа при пробковом режиме течения, м/с.

Для определения коэффициента сепарации требуется совместное решение уравнения (15)–(17). Значения ρ_0 – плотности нефти, кг/м³; ρ_w – плотности воды, кг/м³; μ_0 – динамической вязкости нефти, Па с; μ_w – динамической вязкости воды, Па с; σ – коэффициента поверхностного натяжения, мН/м; B_0 – объемного фактора, м³/м³; Z – z-фактора; R_s – газосодержания, м³/м³; получены для приведенных исходных данных из таблицы с помощью PVT-корреляций.

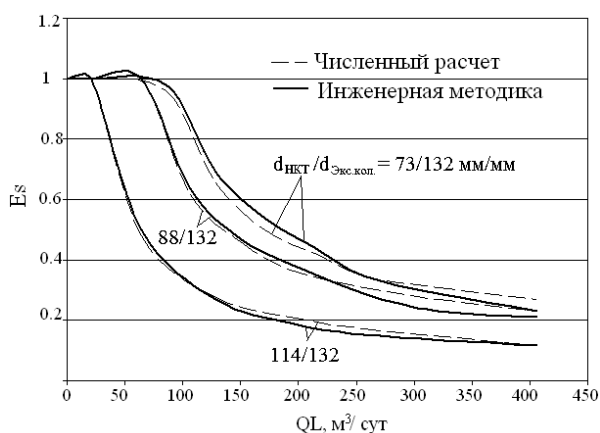


Рис. 10. Сравнение расчетных зависимостей коэффициента сепарации, полученных численным расчетом и с помощью инженерной методики

На рис. 10 показано сравнение расчетных значений коэффициентов сепарации газа путем реверсирования потока жидкости, полученных путем численного расчета и с использованием предложенной инженерной методики.

ВЫВОДЫ

Впервые разработана математическая модель для численного расчета коэффициента сепарации газа в реверсивном потоке жидкости в канале с кольцевым поперечным сечением и проницаемой внешней стенкой;

По результатам численного моделирования проведена линейная аппроксимация распределений вдоль перфорированного участка трубы приведенных скоростей жидкости и газа $V_{SL}(h_{перф})$ и $V_{Sg}(h_{перф})$, продольного градиента давления dP/dz .

Результаты аппроксимации приведенных выше параметров позволили впервые получить систему алгебраических уравнений для проведения экспресс-расчетов коэффициента сепарации. Расхождение результатов расчета коэффициента сепарации в реверсивном потоке жидкости численным методом и с помощью инженерной методики не превышает 5%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Чарный И. А.** Подземная гидрогазодинамика. М.: ГНТИ Нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. 396 с.
2. **Hong Y.** Investigation of single phase liquid flow behavior in horizontal wells: Ph. D. Dissertation. The University of Tulsa, Oklahoma, 1997.
3. **Marquez R.** Modeling Downhole Natural Separation: Ph.D dissertation. The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 2004.
4. **Caetano E. F.** Upward vertical two-phase flow through an annulus: Ph.D Dissertation. The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1985.

ОБ АВТОРАХ

Пашали Александр Андреевич, зам. нач. упр. новых технологий КНТЦ ОАО «НК «Роснефть». Дипл. инж. по моделированию (УГАТУ, 2002). Иссл. в обл. многофазн. потока, компьютерн. методов мониторинга и моделир-я процессов добычи нефти.

Михайлов Валерий Германович, проф. каф. основ констр. механизмов и машин. Дипл. инж.-мех по гидравлич. машинам (УАИ, 1985). Д-р техн. наук по тепл. двигателям (УГАТУ, 1999). Иссл. в обл. газовой динамики двигателей.

Петров Павел Валерьевич, ст. преп. каф. приклад. гидромех. Дипл. магистр по техн. и технол. (УГАТУ, 2006). Канд. техн. наук по гидравл. маш. и гидропнево агрегаты (УГАТУ, 2009). Иссл. в обл. систем автоматики летательных аппаратов.