

## ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ПУСКЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

На основе математического и численного моделирования изучаются термо- и гидродинамические процессы при выводе на рабочий режим нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой электроцентробежного насоса. Приводится анализ результатов вычислительных экспериментов.

*Ключевые слова:* математическое моделирование, тепломассоперенос, фильтрация, переходной процесс, многофазный поток, добывающая скважина, электроцентробежный насос, нефтяной пласт.

Вывод нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой многоступенчатого электроцентробежного насоса (УЭЦН), на рабочий установившийся режим сопровождается взаимосвязанными переходными нестационарными термогидродинамическими процессами, происходящими в пласте, трубах скважины, кольцевом затрубном пространстве и каналах электроцентробежного насоса. Для управления работой УЭЦН используются наземные станции управления (СУ), которые позволяют выполнять частотное изменение рабочих характеристик УЭЦН, контролировать важнейшие параметры установки в пределах заданных диапазонов изменения этих характеристик, устанавливать допустимые временные интервалы работы УЭЦН вне этих диапазонов и отключать ее в случае, если по истечении заданного времени установка продолжает работать в аварийном режиме. Срабатывание защит СУ может происходить при контроле потребляемой мощности, силы тока, температуры погружного электродвигателя (ПЭД), вращающего вал насоса, температуры кабельной линии, вибрации установки и других параметров. Кроме того, телеметрические датчики, установленные на погружной установке, позволяют передавать на СУ текущую информацию о давлении и температуре на приеме ЭЦН, необходимую для оценки величины газосодержания на входе в насосный узел и положения динамического уровня в кольцевом пространстве. Станция управления может работать в автоматическом режиме, отключая и включая УЭЦН в соответствии с заданными оператором данными.

Таким образом, при математическом моделировании процесса вывода насосной скважины на рабочий режим с помощью станции управления необходимо имитировать работу ее контроллера.

**Математическое описание течения трехфазной смеси в скважине.** Для расчета процессов тепломассопереноса при движении газодонефтяной смеси в трубах скважины воспользуемся системой уравнений, полученной в результате осреднения и конкретизации (Саламатин, 1987; Конохов, 1990) общих моделей (Нигматулин, 1987) с учетом специфических особенностей скважинных потоков. Эта система включает в себя уравнения неразрывности отдельных фаз, формулировки законов сохранения массы

газа, растворенного в нефтяной составляющей смеси, импульса и энергии смеси, а также дополнительные соотношения, связывающие между собой различные характеристики потока:

$$\begin{aligned} \frac{\partial G_1}{\partial t} + w_1 \frac{\partial G_1}{\partial z} &= f_k \left( \rho_1 \varphi_1 \frac{\partial w_1}{\partial t} - J w_1 \right), \\ \frac{\partial G_2}{\partial t} + w_2 \frac{\partial G_2}{\partial z} &= f_k \left( \rho_2 \varphi_2 \frac{\partial w_2}{\partial t} + J w_2 \right); \end{aligned} \quad (1)$$

$$\frac{\partial G_3}{\partial t} + w_1 \frac{\partial G_3}{\partial z} = f_k \rho_3 \varphi_3 \frac{\partial w_1}{\partial t},$$

$$J = \frac{\rho_1 \varphi_1}{1 - C_H F} \cdot \left[ \frac{\partial}{\partial t} (C_H F) + w_1 \frac{\partial}{\partial z} (C_H F) \right], \quad \varphi_2 > 0; \quad (2)$$

$$\frac{\partial G}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \sum_{i=1}^3 G_i w_i = -f_k \left( \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{2\tau_{cm}}{r_k} - \rho g \cdot \cos \phi \right); \quad (3)$$

$$\begin{aligned} f_k \sum_{i=1}^3 \rho_i \varphi_i C_{pi} \frac{\partial T}{\partial t} + \sum_{i=1}^3 G_i C_{pi} \frac{\partial T}{\partial z} &= f_k T \cdot \sum_{i=1}^3 \alpha_{pi} \varphi_i \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \\ + T \cdot \sum_{i=1}^3 \frac{G_i}{\rho_i} \alpha_{pi} \cdot \frac{\partial P}{\partial z} &+ 2\pi r_k (\tau_{cm} w - q_{cm}) + f_k (Q_V - JL), \\ \rho &= \sum_{i=1}^3 \rho_i \varphi_i, \quad w_j = C_j w + v_j, \quad j = 2, 3; \end{aligned} \quad (4)$$

$$\beta_3 = \frac{G_3 (\rho_1 (1 - \beta_2) + \rho_2 \beta_2)}{\rho_3 (G - G_3) + \rho_1 G_3},$$

$$\beta_2 = \frac{G_2 \rho_1 \rho_3}{\rho_3 [\rho_1 G_2 + \rho_2 (G - G_2)] + G_3 \rho_2 (\rho_1 - \rho_3)}. \quad (5)$$

Здесь  $t$  – время,  $z$  – координата пространственной оси  $OZ$  с началом на забое скважины;  $\rho_i$ ,  $w_i$ ,  $G_i$ ,  $\varphi_i$  и  $\beta_i$  – средние по сечению  $f_k$  канала плотность, средневзвешенная скорость, массовый расход, истинное и расходное объемные содержания  $i$ -ой фазы (нижние индексы 1, 2 и 3 относятся к нефтяной, газовой и водной фазам соответственно);  $P$ ,  $T$ ,  $\rho$ ,  $w$ ,  $G$  – давление (одинаковое для всех фаз), температура,

плотность, объемная скорость и массовый расход смеси;  $\alpha_{pp}, \alpha_{Tj}$  – коэффициенты теплового расширения и объемной упругости  $i$ -ой фазы;  $Q_V$  – отнесенная к единице объема смеси линейная мощность распределенных вдоль насосно-компрессорных труб (НКТ) внешних источников тепла, обусловленных потерями электроэнергии в кабеле, питающем УЭЦН;  $\tau_{cm}$  и  $q_{cm}$  – средние по периметру канала касательное напряжение и плотность теплового потока на стенке скважины;  $J$  – массовая скорость образования газовой фазы за счет нефтяной, отнесенная к единице объема смеси;  $L$  – скрытая теплота растворения газа в нефти;  $C_H$  – массовая концентрация газа, растворенного в нефти при давлении  $P$  выше давления  $P_H$  насыщения нефти газом;  $F(P/P_H, T)$  – обобщенный коэффициент растворимости газа в нефти;  $C_j$  – аналоги коэффициента Зубера, учитывающие неравномерность распределения по сечению  $f_k$  скорости смеси и объемных истинных концентраций  $j$ -ой дисперсной фазы;  $v_j$  – ее скорость дрейфа;  $r_k$  – радиус канала (значения  $k=0$  и  $1$  соответствуют участку  $0 < z < Z_3$  обсадной колонны скважины ниже точки  $Z_3$  подвески погружной установки и насосно-компрессорным трубам при  $Z_3 < z < H_c, H_c$  – глубина скважины);  $g$  – проекция вектора ускорения силы тяжести на ось  $OZ$ ;  $\phi(z)$  – угол наклона профиля скважины относительно оси  $OZ$ .

**Математическая модель трехфазного потока в насосном узле.** Расчет характеристик смеси при ее движении в каналах ЭЦН и параметров работы отдельных ступеней осуществляется с помощью системы дифференциальных уравнений (Саламатин, 1987; Конохов, 1990), обобщающей дискретную схему П.Д. Ляпкина и В.И. Игровского (Ляпков, 1979):

$$\frac{d}{dm}(\rho_1 \beta_1 w) = -JM, \quad \frac{d}{dm}(\rho_2 \beta_2 w) = JM, \quad \frac{d}{dm}(\rho_3 \beta_3 w) = 0, \quad (6)$$

$$J = \frac{1}{M} \frac{\rho_1 \beta_1 w}{1 - C_H F} \cdot \frac{d}{dm}(C_H F), \quad \varphi_2 > 0; \quad (7)$$

$$\frac{dP}{dm} = g \rho M \cdot \Delta H, \quad 0 < m < 1; \\ \sum_{i=1}^3 \rho_i \beta_i w C_{pi} \frac{dT}{dm} = \left( T \sum_{i=1}^3 \alpha_{pi} \beta_i + \frac{1-\eta}{\eta} \right) w \frac{dT}{dm} - JML; \quad (8)$$

$$\Delta H = \Delta H_v [2 - q - A(1-q)^2], \\ \eta = \eta_v [1 - (1+A)(1-q)^2 + A(1-q)^3]; \quad (9)$$

$$q = \frac{Q}{Q_v}, \quad K_Q = \frac{Q_v}{Q_B}, \quad K_H = \frac{\Delta H_v}{\Delta H_B}, \quad K_\eta = \frac{\eta_v}{\eta_B}. \quad (10)$$

Здесь  $m$  – доля ступеней, пройденных потоком;  $M$  – общее число ступеней в насосном узле;  $\Delta H, \eta = g \rho \Delta H Q / \Delta N, Q = G / \rho$  и  $\Delta N$  – напор, коэффициент полезного действия, объемный расход и потребляемая мощность, характеризующие работу отдельной ступени при перекачке смеси;  $K_Q, K_H$  и  $K_\eta$  – коэффициенты относительных подачи, напора и к.п.д. работы ступени, отражающие снижение ее оптимальных параметров  $Q_v, \Delta H_v, \eta_v$  при перекачке вязких сред по сравнению с соответствующими оптимальными показателями  $Q_B, \Delta H_B, \eta_B$  работы ступени на воде;  $q$  –

относительный расход смеси.

Возможность изменения режима работы УЭЦН с помощью станции управления (например, типа «ЭЛЕКТОН») требует учета зависимости параметров работы электроцентробежного насоса и мощности, потребляемой погружным электродвигателем, от частоты (Технологический регламент, 2007):

$$Q_B = Q_{BH} \frac{\omega}{\omega_H}, \quad \Delta H_B = \Delta H_{BH} \left( \frac{\omega}{\omega_H} \right)^2, \\ \Delta N_B = N_{BH} \left( \frac{\omega}{\omega_H} \right)^3, \quad N_d = N_{дн} \frac{\omega}{\omega_H}, \quad (11)$$

где  $Q_{BH}, \Delta H_{BH}, \eta_{BH}$  и  $N_{дн}$  – характеристики ступени и двигателя установки при номинальной угловой скорости вращения вала ПЭД ( $\omega_H = 50$  Гц), а  $Q_B, \Delta H_B, \eta_B$  и  $N_d$  – при частоте  $\omega$ , отличной от  $\omega_H$ .

Модели (1) – (5), (6) – (10) обобщают уравнения однофазного (нефтяного или водного) и двухфазного (газонефтяного или водонефтяного) потоков в каналах ЭЦН, которые являются ее частными случаями.

**Математическая модель двухфазной фильтрации.**

Уравнения двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей в рамках крупномасштабного приближения с учетом сжимаемости пористой среды и жидкостей в пренебрежении силой тяжести могут быть записаны в виде (Чекалин и др., 2009):

$$\beta \frac{\partial p}{\partial t} + \text{div} \mathbf{V} = 0, \quad \text{div}(\mathcal{N}) + m \frac{\partial S}{\partial t} = 0, \\ \mathbf{V} = -KK^* \cdot \nabla p, \quad K_\phi = \frac{K_{\phi 1}}{\mu_1} + \frac{K_{\phi 3}}{\mu_3}; \quad (12)$$

$$f = \frac{K_{\phi 3}}{\mu_3 K_\phi}, \quad K_{\phi 3} = \begin{cases} 0, & 0 \leq S \leq S_* \\ \left( \frac{S - S_*}{S_*} \right)^3, & S_* \leq S \leq 1, \end{cases} \\ K_{\phi 1} = \begin{cases} \left( \frac{S^* - S}{S^* - S_*} \right)^3, & 0 \leq S \leq S^* \\ 0, & S^* \leq S \leq 1, \end{cases} \quad (13)$$

где  $p, S$  и  $\mathbf{V} = \mathbf{V}_1 + \mathbf{V}_3$  – давление, водонасыщенность и вектор суммарной скорости фильтрации в пласте,  $m, V_r, K_{\phi i}$  и  $\beta_i$  – вязкость, скорость, относительная фазовая проницаемость и коэффициент упругости  $i$ -ой фазы,  $K$  и  $m$  – абсолютная проницаемость и динамическая пористость,  $f(S)$  – доля воды в суммарном фильтрационном потоке,  $\beta_{ic} = \beta_c + m\beta_i$  и  $\beta_c$  – упругость среды с  $i$ -ой фазой и скелета,  $\beta = (1-S)\beta_{3c} + S\beta_{1c}, S_*$  и  $S^*$  – значения связанной и предельной водонасыщенности.

Будем рассматривать фильтрацию в плоскорадиальном слоисто-неоднородном пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой. На границах слоев, где абсолютная проницаемость  $K$  терпит разрыв первого рода, выполняются условия сопряжения:  $[p]=0, [V_z]=0, [l]=0$ . Добывающая скважина находится на левой границе  $\gamma_L$  пласта при  $r=r_o$ . Закачка воды осуществляется на контуре питания – правой границе  $\gamma_R$  при  $r=R_k$ . Каждая из этих границ может включать как все слои, так и только некоторые из них (в этом случае границы нескрытых слоев являются частью общей не-

проницаемой границы пласта). На участках  $\gamma_R$  и  $\gamma_L$  заданы граничные условия для давления  $p$ :

$$z \in \gamma_R : p|_{r=R_k} = P_{nl} ; z \in \gamma_L : p|_{r=r_0} = P_3(t). \quad (14)$$

В этом случае суммарный массовый приток  $G_{II}(t)$  из пласта (дебит скважины) и его обводненность  $\theta(t)$  определяются в результате решения фильтрационной задачи. Начальные условия  $S(r; z, 0) = S^0(r; z)$  и  $p(r; z, 0) = p^0(r; z)$  определяют состояние пласта перед включением электроцентробежной установки.

**Сопряжение математических моделей.** Условия сопряжения решений систем уравнений (1) – (5) и (12), (13) связывают характеристики фильтрационного потока и потока в обсадной колонне при  $z=0$  на забое скважины:

$$P|_{z=0} = P_3(t), T|_{z=0} = T_3(t) = T_{nl}, \beta_3|_{z=0} = \theta(t),$$

$$G|_{z=0} = G_{II}(t). \quad (15)$$

Эти условия позволяют найти термодинамические характеристики смеси в обсадной колонне скважины на участке  $0 < z < Z_3$  от ее забоя до координаты  $Z_3$  подвески УЭЦН.

Для сопряжения решений систем (1) – (5) и (6) – (10) на приеме УЭЦН (на входе в насосный узел) служат аналогичные условия:

$$P|_{m=0} = P(t)|_{z=Z_3-0}, T|_{m=0} = T(t)|_{z=Z_3-0}, G|_{m=0} = G(t)|_{z=Z_3-0}, \quad (16)$$

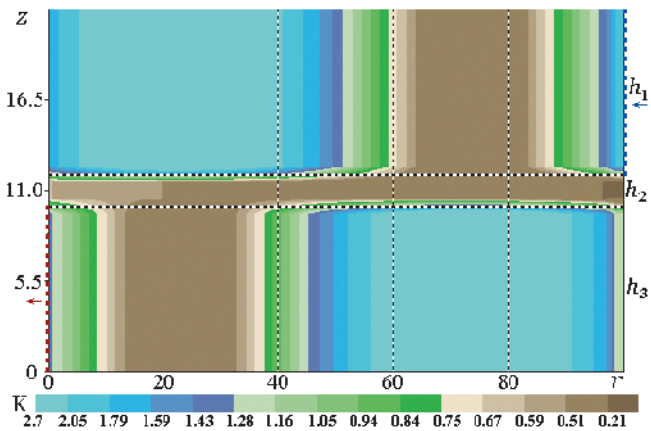


Рис. 1. Карта распределения абсолютной проницаемости  $K$  по вертикальному разрезу трехслойного плоскорадиального пласта.

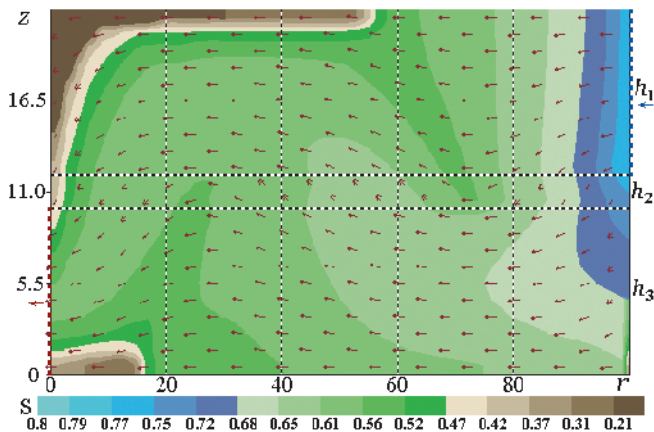


Рис. 2. Распределение насыщенности  $S$  и поле направлений вектора  $\mathbf{V}$  в вертикальном разрезе пласта.

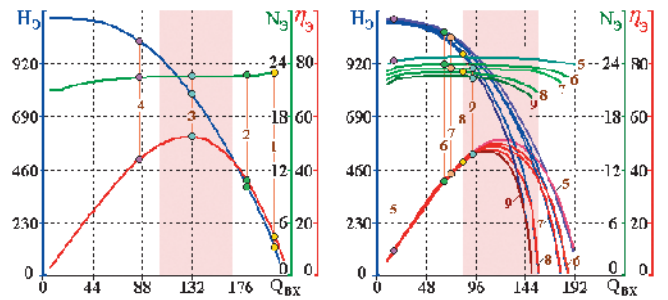


Рис. 3. Изменение напора  $H_3$  (м), полезной мощности  $N_3$  (кВт) и к.п.д.  $\eta_3$  (%) насоса ЭЦН5–130–800 в процессе вывода скважины на рабочий режим. 1–9:  $t=0.5$  мин, 11 мин, 53 мин, 1ч 50 мин, 1ч 53 мин, 5ч 45 мин, 8, 9 и 20 ч.

$$\beta_3|_{m=0} = \beta_3(t)|_{z=Z_3-0}, \beta_2|_{m=0} = \beta_2(t)|_{z=Z_3-0}.$$

Здесь параметры потока в точке  $z=Z_3-0$  находятся из решения уравнений (1) – (5) на участке скважины  $0 < z < Z_3$ . Условия (16) позволяют рассчитать характеристики трехфазного потока в каналах ЭЦН, в том числе – величины  $P_{m=1}, T_{m=1}, G_{m=1}, \beta_{2,m=1}$  и  $\beta_{3,m=1}$  на выкиде насоса. Последние в свою очередь позволяют связать решения задач (6) – (10) в УЭЦН и (1) – (5) в НКТ при  $Z_3 < z < H_C$ , где  $H_C$  – координата устья скважины. Соответствующие условия сопряжения в точке  $z=Z_3+0$  (на входе в НКТ) имеют вид:

$$P|_{z=Z_3+0} = P(t)|_{m=1}, T|_{z=Z_3+0} = T(t)|_{m=1}, G|_{z=Z_3+0} = G(t)|_{m=1}, \quad (17)$$

$$\beta_3|_{z=Z_3+0} = \beta_3(t)|_{m=1}, \beta_2|_{z=Z_3+0} = \beta_2(t)|_{m=1}.$$

Наконец, на устье скважины при  $z=H_C$  зададим граничное условие:

$$P|_{z=H_C} = P_{ycm}(t), \quad (18)$$

где  $P_{ycm}(t)$  – заданное давление, определяемое линейным давлением сборного трубопровода. Очевидно, такая постановка требует решения обратной задачи (1) – (18), поскольку величины  $P_3(t), \theta(t), G_{II}(t)$  являются неизвестными. Прямая задача о выводе нефтяной скважины на рабочий режим решалась методом конечных разностей. Для нахождения обратного решения использовались итерационные методы.

Соответствующие численные модели и алгоритмы реализованы в программном комплексе, позволяющем изучать взаимосвязанные процессы во всех элементах системы «пласт – скважина – УЭЦН» на основе вычислительных экспериментов. Специальный программный блок разработан для имитации работы контроллера СУ «ЭЛЕКТОН».

**Результаты вычислительных экспериментов.** Продемонстрируем возможности разработанного программного комплекса на примере вывода на рабочий режим скважины, оборудованной УЭЦН, при типичных условиях добычи водонефтегазовой продукции для Ромашкинского месторождения Республики Татарстан, характеризуемых пластовыми давлением и температурой  $P_{nl}=17$  МПа,  $T_{nl}=40^\circ\text{C}$ .

В рассматриваемом примере скважина вскрывает пласт, состоящий из трех слоев различной толщины  $h_n, n=1,2,3$ , неоднородных по абсолютной проницаемости (Рис. 1). На рисунке участки боковых границ пласта, через которые производится закачка воды и отбор продукции, а

также горизонтальные границы между слоями показаны пунктиром. В нижней части рисунка приведена шкала проницаемости и соответствующая ей цветовая палитра. Карта водонасыщенности  $S$  в пласте и поле направлений вектора  $V$  скорости фильтрации, иллюстрирующее направление фильтрационного потока перед остановкой скважины для проведения ремонтных работ показаны на рис. 2. Обводненность дебита добывающей скважины составляет 60 %,  $S_* = 0.2$ ,  $S^* = 0.8$ .

Будем считать, что после остановки в процессе глушения скважины водой давление в пласте восстановилось до начального пластового давления, так что  $p(r, z, 0) = P_{пл}$ . Положение уровней жидкости глушения в кольцевом пространстве и НКТ определяется гидростатическим распределением давления при  $P_3(t=0) = P_{пл}$  и атмосферном давлении воздуха над уровнями.

Профиль скважины определяется следующими инклинометрическими значениями (в метрах): (0, 1600) – устье скважины; (0, 1510) – конечная точка вертикального участка профиля скважины; (16, 940) – конечная точка участка набора кривизны; (45, 440) – точка начала участка стабилизации; (65, 250) – точка начала участка естественного падения; (75, 0) – забой скважины. Внутренние радиусы  $r_0$  и  $r_1$  обсадной колонны и НКТ равны 0.065 и 0.035 м. Давление на устье скважины  $P_{усть} = 1.5$  МПа.

Насосная установка расположена в точке с координатами  $(x_3, Z_3) = (70, 100)$  и собрана из  $M=200$  ступеней ЭЦН5-130 и погружного электродвигателя ПЭД35-123. Оптимальные параметры работы ступени на воде:  $Q_{BH} = 130$  м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta H_{BH} = 4.07$  м;  $\eta_{BH} = 55$  %. Номинальные характеристики ПЭД35-123:  $N_{ДН} = 35$  кВт;  $\eta_{ДН} = 72$  %;  $I_{ДН} = 70$  А – сила тока;  $\cos \varphi_{ДН} = 0.82$  – коэффициент мощности.

Плотность и вязкость нефти и воды в пластовых условиях  $\rho_{пл} = 806$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{3пл} = 1160$  кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_{пл} = 5.7$  мПа·с;  $\mu_{3пл} = 1.6$  мПа·с; вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях  $\mu_{1cy} = 26$  мПа·с;  $\alpha_{P1} = 0.0009$  °C<sup>-1</sup>;  $\alpha_{T1} = 0.00125$  МПа<sup>-1</sup>;  $C_{P1} = 1.88$  кДж/(кг °C);  $C_{P3} = 4.15$  кДж/(кг °C);  $\alpha_{P3} = 0.0004$  °C<sup>-1</sup>;  $\alpha_{T3} = 0.0008$  МПа<sup>-1</sup>. Величина вязкости воды в скважине и каналах насосного узла считалась постоянной:  $\mu_3 = \mu_{3пл}$ . Вязкость  $\mu_1$  нефти вычислялась по корреляционной формуле  $\mu_1(P, T) = \mu_{1H}(T) [\mu_{10e2}(T) / \mu_{1H}(T)]^F$ , где  $\mu_{1H}$  и  $\mu_{10e2}$  – коэффициенты ее динамической вязкости при  $P = P_H$  и  $P = 0$  соответственно,  $F(P/P_H, T)$  – коэффициент растворимости. Основным компонентом газа, выделяющимся из нефти, является метан:  $\rho_{2cy} = 0.716$  кг/м<sup>3</sup> – его плотность при стандартных условиях,  $Z_T = 0.94$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  $C_{P2} = 2.7$  кДж/(кг °C),  $\alpha_{P2} = \eta_{P2} + 1/T$ ,  $\eta_{P2} = 8 \cdot 10^{-4}$  °C<sup>-1</sup>,  $\alpha_{T2} = \xi_T - 1/P$ ,  $\xi_T = 3.5 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>,  $L = 167.5$  кДж/кг. Величины газового фактора  $V_{T0}$  и давления  $P_{H0}$  насыщения нефти газом (при  $T = 0$  °C) составляют 80 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и 10 МПа.

Для вычисления плотностей фаз  $\rho_i$ , эффективной вязкости  $v$  смеси, величин  $Q_v$ ,  $\tau_{cm}$ ,  $q_{cm}$ ,  $C_p$ ,  $v_p$ ,  $C_H$ ,  $F(P/P_H, T)$ ,  $\mu_{1H}(T)$ ,  $\mu_{10e2}(T)$ ,  $K_G$ ,  $K_H$ ,  $K_\eta$  и др. использовались соотношения и полуэмпирические зависимости, полученные в работах (Саламатин, 1987; Конохов, 1990).

Перейдем к анализу переходных процессов, начинающихся в системе «пласт – скважина – УЭЦН» после включения установки в момент  $t=0$ . Рисунки 3 – 5 иллюстрируют динамику изменения некоторых основных характеристик потока в скважине после пуска. Некоторое время в про-

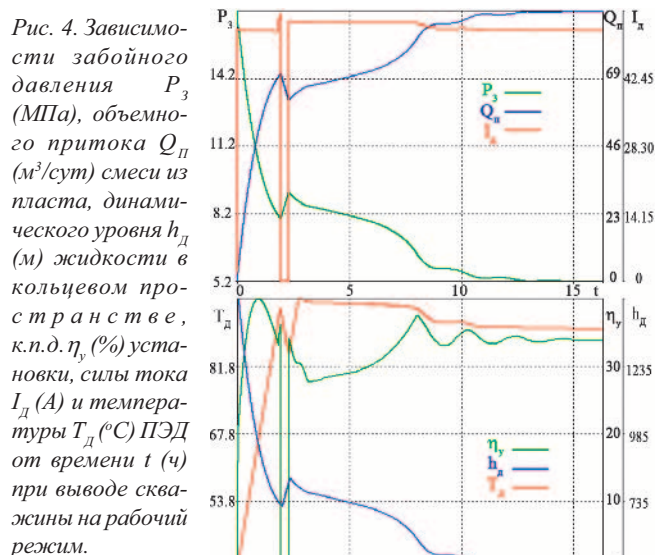


Рис. 4. Зависимости забойного давления  $P_3$  (МПа), объемного притока  $Q_3$  (м<sup>3</sup>/сут) смеси из пласта, динамического уровня  $h_d$  (м) жидкости в кольцевом пространстве, к.п.д.  $\eta_y$  (%) остановки, силы тока  $I_d$  (А) и температуры  $T_d$  (°C) ПЭД от времени  $t$  (ч) при выводе скважины на рабочий режим.

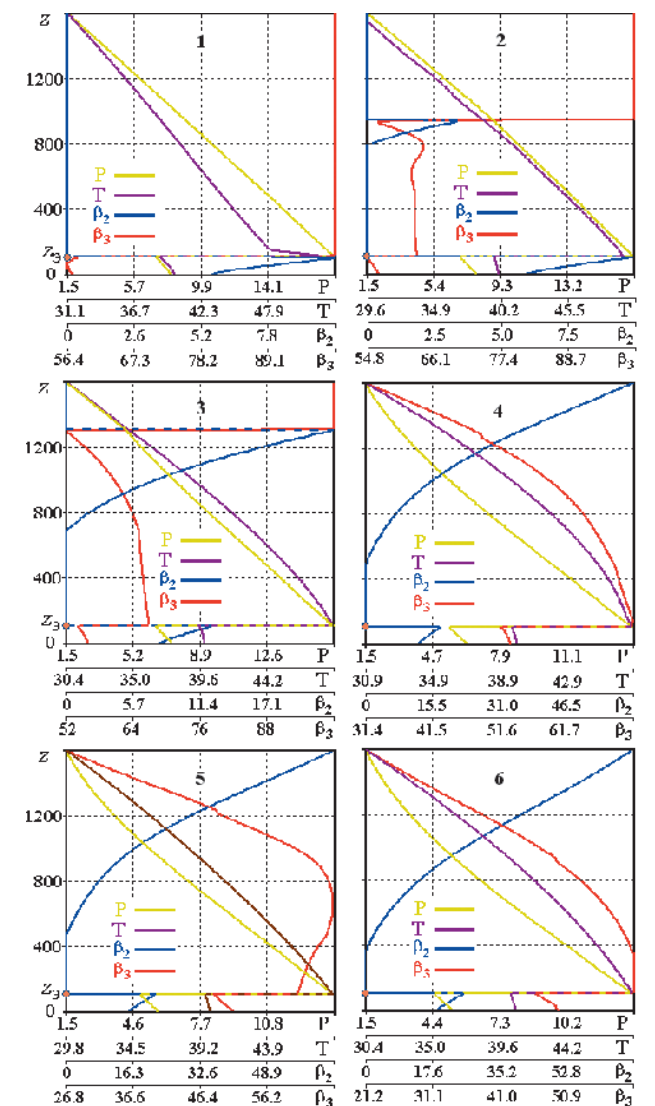


Рис. 5. Распределения давления  $P$  (МПа), температуры  $T$  (°C), объемных расходов газо- и водосодержаний  $\beta_2$  и  $\beta_3$  (%) по стволу скважины. 1 – 6:  $t = 1ч 53$  мин, 5ч 45 мин, 7, 8, 9 и 20 ч.

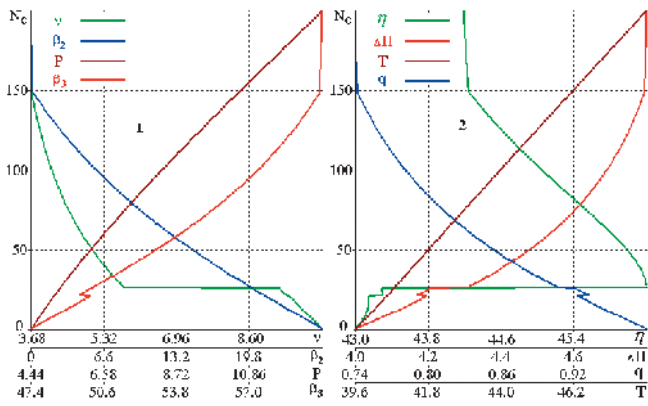


Рис. 6. Распределения давления  $P$  (МПа), температуры  $T$  ( $^{\circ}C$ ), объемных расходов газо- и водосодержаний  $\beta_2$  и  $\beta_3$  (%), динамической вязкости  $\nu$  смеси (мПа·с), напора  $\Delta H$  (м), относительного расхода  $q$  (д.ед.) и к.п.д.  $\eta$  (%) ступеней по длине насосного узла после вывода скважины на рабочий режим ( $t=20ч$ ).

переходит в режим работы с минимальными напором  $H_3$  и к.п.д.  $\eta_3$  при максимальной подаче  $Q_{BX}$  (Рис. 3, точки 1), поскольку давление на приеме насоса достаточно велико, и для начала движения столба жидкости в НКТ достаточно небольшого перепада давления. Начальная стадия освоения скважины характеризуется тем, что насос работает на воде, в основном откачиваемой из затрубного пространства. По мере снижения динамического уровня  $h_d$  происходит уменьшение забойного давления  $P_3$ , а приток  $Q_{II}$  жидкости из пласта постепенно увеличивается (Рис. 4). Подача ЭЦН постепенно снижается, а развиваемый им напор и к.п.д. возрастают (Рис. 3, точки 2 – 4).

В обсадной колонне скважины ниже УЭЦН происходит постепенное замещение жидкости глушения смесью, поступающей в скважину из пласта. При снижении давления ниже давления насыщения на этом участке начинается процесс разгазирования нефти. В результате при подходе водонефтегазовой смеси к приему насоса расходное газосодержание в этой точке составляет около 11 %, а водосодержание – порядка 60 % (Рис. 5, 1).

При появлении газа и нефти в составе перекачиваемой насосом продукции происходит резкое увеличение ее вязкости наряду со снижением плотности смеси. В результате происходит изменение самих интегральных характеристик ЭЦН и быстрое смещение точки работы насоса на кривых напора  $H_3$ , к.п.д.  $\eta_3$  и полезной мощности  $N_3$  к режиму минимальной подачи  $Q_{BX}$  (Рис. 3, точка 5), определяемой в случае трехфазной смеси как объемный расход воды и нефти, приведенный к стандартным условиям. В то же время возрастает сила тока ПЭД (Рис. 4), оставаясь в пределах допустимого диапазона установок контроллера СУ. Насосная установка начинает работать в условиях ее недогруза по мощности и срабатывает соответствующая защита контроллера – через заданное время установка автоматически отключается. Давление на выкиде ЭЦН резко падает, что приводит к закрытию обратного клапана в НКТ. Как видно на рис. 4, 1 ( $t=1$  ч 53 мин), в период работы УЭЦН в данном режиме температура смеси в точке  $z=Z_{3+0}$  увеличивается за счет возрастания потерь энергии в установке, расходующейся на нагрев перекачиваемой ею смеси.

Интересно отметить, что попытки стабилизации работы УЭЦН за счет увеличения частоты  $\omega$  в данном случае не приводят к успеху из-за быстрого роста силы тока  $I_d$

ПЭД, несмотря на то, что при этом насос переходит в режим оптимальной работы. В результате величина  $I_d$  при  $\omega=55$  Гц почти в 1.5 раз превышает номинальное значение тока и срабатывает защита установки от перегруза.

После отключения УЭЦН за счет продолжающегося притока из пласта начинается рост динамического уровня  $h_d$  и давления на приеме УЭЦН наряду со снижением забойного давления  $P_3$  и величины  $Q_{II}$  (Рис. 4). Одновременно происходит охлаждение ПЭД – его температура  $T_d$  падает. Через 30 мин после отключения контроллер СУ повторно запускает УЭЦН и начинается вторая стадия освоения скважины, в течение которой водный столб в НКТ замещается водонефтегазовой смесью, преимущественно поступающей в насос по обсадной колонне из пласта и частично – из кольцевого пространства (Рис. 5, 2 – 4). Нетрудно видеть, что процесс разгазирования нефти происходит в скважине дважды: сначала ниже координаты  $Z_3$  спуска УЭЦН, а затем (после обратного растворения газа в нефти в каналах насосного узла) – выше точки  $Z_3$  при движении водонефтяной смеси в НКТ. Появление газа способствует увеличению ее скорости, снижению плотности трехфазной смеси и, как следствие, – уменьшению веса столба жидкости, преодолеваемого насосом при ее подъеме к устью скважины. В результате начинается постепенное смещение точки работы (Рис. 3, точки 6 – 9) насоса по интегральным кривым  $H_3$ ,  $\eta_3$  и  $N_3$  в область околооптимальных подач  $Q_{BX}$ , соответствующую диапазону  $0.7 < q < 1.3$ , показанную на рисунке полосой розового цвета. Продолжительность второй стадии составляет около четырех часов.

Следующая наиболее длительная стадия характеризуется постепенной стабилизацией всех характеристик системы «пласт – скважина – УЭЦН»: уровня  $h_d$ , забойного давления  $P_3$ , притока  $Q_{II}$  из пласта, к.п.д.  $\eta_3$  УЭЦН, силы тока  $I_d$  и температуры  $T_d$ . Этот процесс носит периодический характер с затухающей амплитудой колебаний (Рис. 4). Такая особенность процесса обусловлена различными эффектами, возникающими в системе: перераспределением фаз во всей системе, инверсией фаз в потоке, уменьшением плотности смеси в затрубном пространстве из-за естественной сепарации в него нефти и газа на приеме УЭЦН, ростом давления газа в затрубном пространстве при  $z > h_d$ , изменением протяженности областей двухфазного водонефтяного и трехфазного водонефтегазового потоков в стволе скважины и каналах насосного узла.

Для иллюстрации влияния эффекта инверсии жидких фаз на характеристики потока и показатели работы насосного узла, перекачивающего водонефтегазовую смесь, на рис. 6 представлены некоторые из них в зависимости от номера  $N_c$  ступени насоса. При расчетах принималось, что инверсия фаз в потоке происходит при критическом значении расходного водосодержания  $\beta_{3кр} = 50\%$ . Как видно на рисунке, эффективная вязкость  $\nu$  смеси на начальном участке насосного узла определяется по вязкости нефти, являющейся несущей фазой смеси, и концентрации дисперсных фаз (газа и воды). По мере растворения газа в нефти с уменьшением газонасыщенности  $\beta_2$  вязкость  $\nu$  снижается, а доля  $\beta_3$  воды в потоке возрастает. В 28-ой ступени водосодержание смеси достигает величины  $\beta_{3кр}$  и происходит инверсия – непрерывной фазой становится вода. Вязкость смеси  $\nu$  резко падает, а напор  $\Delta H$  и к.п.д.  $\eta$  увеличиваются. Снижение газонасыщенности  $\beta_2$  по дли-

## ВЛИЯНИЕ ЗОНЫ МАЛЫХ СКОРОСТЕЙ НА СПЕКТРАЛЬНЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ МИКРОСЕЙСМ

В статье представлены результаты исследования влияния мощности зоны малых скоростей в точках наблюдения на спектральный состав микросейсм. Приведены зависимости частоты одного из спектральных максимумов от альтитуды в точке наблюдения. Предложен метод дифференциации спектральных максимумов, вызванных зоной малых скоростей от максимумов, вызванных наличием залежей углеводородов в разрезе. Сделано предположение о возможности использования спектрального анализа микросейсм при разведке подземных вод.

*Ключевые слова:* зона малых скоростей, микросейсм, спектр, спектральный максимум, низкочастотное сейсмическое зондирование.

### Введение

Актуальность вопроса разбраковки структур выявленных сейсморазведкой по их нефтеперспективности очень высока. В настоящее время существует множество методик отвечающих на данный вопрос, с различной долей эффективности. Одна из групп технологий, применяющихся в последнее время во все возрастающем объеме, основана на изучении эффекта увеличения над нефтегазовыми залежами амплитуд естественного микросейсмического фона. Эффект наличия аномалий в низкочастотной части спектра естественных микросейсм над нефтегазо-

выми залежами известен достаточно давно (Графов и др., 1996) и наблюдается в различных нефтегазовых регионах (Dangel, 2003). На данном эффекте основан ряд методов поиска и разведки нефтегазовых залежей (Графов и др., 1996; Dangel, 2003), в том числе и метод Низкочастотного Сейсмического Зондирования (НСЗ).

Форма спектра микросейсм, согласно теоретическому обоснованию технологии НСЗ (Biral'tsev et al., 2006) определяется, главным образом, строением земной коры и осадочного чехла, его мощностью, наличием в данной толще неоднородностей (залежей нефти или газа, текто-

Окончание статьи В.М. Конохова, Е.В. Чекалина «Об особенностях процессов...»

не насосного узла сопровождается изменением относительного расхода  $q$  смеси ступеней. В целом же, все они работают в околооптимальном режиме.

Выход скважины на установившийся рабочий режим в рассматриваемом примере происходит примерно через 20 часов. Интересно отметить, что его характеристики хорошо согласуются с соответствующими характеристиками, полученными при решении обратной задачи для квазистационарного случая при том же значении устьевого давления и распределении фаз в пласте. Этот факт позволяет проводить предварительный экспресс-анализ существования рабочего режима скважины, оборудованной УЭЦН конкретного типа, а в противном случае – осуществить подбор насосного оборудования, глубины его спуска в скважину, при необходимости – установить штуцер на фонтанной арматуре и т.д. для обеспечения эффективной работы механизированного подъемника.

### Литература

- Конохов В.М. Дисперсные потоки в нефтяных скважинах. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 1990. 140.
- Ляпков П.Д. Способ пересчета характеристики центробежного насоса с воды на эмульсию. *Нефтяное хозяйство*. № 5. 1979. 38-40.
- Нигматулин Р.И. *Динамика многофазных сред*. Ч. I. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит. 1987. 464.
- Саламатин А.Н. Математические модели дисперсных потоков. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 1987. 172.
- Технологический регламент ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» по эксплуатации УЭЦН*. Версия 4.0. Самара. 2007. 41.

Чекалин А.Н., Конохов В.М., Костерин А.В. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. Казань: Казан. гос. ун-т. 2009. 180.

### V.M. Konyukhov, Yu.A. Volkov, A.N. Chekalin. Features of heat and mass transfer under putting on operation of producing oil well equipped with electric centrifugal pump.

Thermo- and hydrodynamic transient processes occurred under putting on operation of the producing oil well equipped with centrifugal electric pump are studied by mathematical and computer simulations. The results of computations are analyzed.

*Keywords:* mathematical modeling, heat and mass transfer, filtration, transient phenomena, multiphase flow, producing well, electric centrifugal pump, oil reservoir.

### Владимир Михайлович Конохов

Д.ф.-м.н., профессор кафедры прикладной математики Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазные течения в пористых средах и скважинах.

### Анатолий Николаевич Чекалин

Д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник НИИММ им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазная многокомпонентная фильтрация.

420080, Россия, Казань, ул. Университетская, 17. Тел.: (843)292-75-24.