

Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том II / Под ред. В. В. Живаева. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. С. 17–26.

5. Конюхов В. М., Конюхов И. В., Краснов С. В. Математическое обеспечение программно-технического комплекса ИСКЕНДЕР // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Матем. моделирование физ. процессов. 2012. Вып. 3. С. 34–44.

6. Конюхов В. М., Краснов С. В. Компьютерные модели для расчета и оптимизации эксплуатационных режимов добывающих скважин // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы международной научно-практ. конф. (23–25 мая 2012, г. Речица). Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012. С. 79–87.

7. Саламатин А. Н. Математические модели дисперсных потоков. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 1987.

8. Конюхов В. М. Дисперсные потоки в нефтяных скважинах. Казань: Изд-во КГУ, 1990.

9. Конюхов В. М., Конюхов И. В. Численное моделирование нестационарных процессов тепло-массопереноса при движении газоводонефтяной смеси в каналах центробежного электронасоса // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Матем. моделирование физ. процессов. 2012. Вып. 4. С. 60–69.

10. Пещеренко С., Каплан А., Пещеренко М., Ивашов А. Рабочие характеристики ЭЦН с предвключенным диспергатором при работе на газожидкостной смеси // Информационный бюллетень группы компаний НОВОМЕТ «Арсенал нефтедобычи». № 2 (12). С. 30–33.

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ ВЫЧИСЛЕНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ РЕЖИМАМИ КОМПЛЕКСА «НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ – СИСТЕМА СКВАЖИН»

В. М. Конюхов, И. В. Конюхов, А. Н. Чекалин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Математические модели, применяемые для расчета процессов тепло-массопереноса в отдельных элементах комплекса «нефтяной пласт – система добывающих и нагнетательных скважин», должны учитывать специфические особенности многофазных потоков в областях их движения – в пористой среде и трубах скважин соответственно. Если в добывающих скважинах для подъема пластовой продукции используются установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), то возникает еще одна группа областей течения газожидкостных смесей – проточные каналы рабочих ступеней насосных узлов, которые в свою очередь могут иметь собственные конструкционные особенности. Эти модели, как правило, сами по себе представляют собой сложные системы нелинейных дифференциальных уравнений различного типа, существенно отличающиеся методами их численного решения. Расчет термогидродинамических процессов во всем комплексе как едином целом невозможен без совместного решения этих систем уравнений, что приводит к дополнительным трудностям, обусловленным значительными затратами машинного времени для проведения многовариантных вычислительных экспериментов. Эффективность реализации подобных расчетов и решения задач анализа, прогнозирования и оптимизации рабочих характеристик всех элементов комплекса «пласт – система скважин» может быть существенно повышена за счет использования многопроцессорных компьютеров и суперЭВМ, технологий параллельных вычислений и алгоритмических языков программирования.

1. Математическое описание процессов

1.1. Фильтрация в пласте. В качестве примера рассмотрим фильтрационный изотермический двухфазный (вода, нефть) поток в неоднородном нефтяном пласте, достаточно тонком по сравнению с его размерами в плане. Кровля и подошва пласта непроницаемы, абсолютная проницаемость K , пористость m , толщина H и водонасыщенность S могут существенно меняться по его простиранию. В данном случае для расчета процесса вытеснения нефти водой в области $D_{\text{пл}} = \{0 < x < L_x, 0 < y < L_y\}$ воспользуемся осредненными по толщине коллектора дифференциальными уравнениями [1, 2] при $t > 0$ без учета капиллярных эффектов, силы тяжести, сжимаемости фаз и пористой среды:

$$\begin{aligned} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\partial V_y}{\partial y} = 0, \quad \frac{\partial}{\partial x}(fV_x) + \frac{\partial}{\partial y}(fV_y) + mH \frac{\partial S}{\partial t} = 0, \\ V_x = -KK_{\Phi}H \frac{\partial P}{\partial x}, \quad V_y = -HKK_{\Phi} \frac{\partial P}{\partial y}, \quad K_{\Phi} = \frac{K_{\Phi 1} + K_{\Phi 2}}{\mu_1 + \mu_2}, \quad f = \frac{K_{\Phi 3}}{\mu_3 K_{\Phi}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где t , x и y – временная и пространственные координаты; L_x и L_y – протяженность области $D_{\text{пл}}$ вдоль осей Ox и Oy , $H = H(x, y)$, $m = m(x, y)$, $K = K(x, y)$; $S(x, y, t)$ и $P(x, y, t)$ – водонасыщенность и давление; V_x и V_y – компоненты вектора \mathbf{V} суммарной скорости фильтрации; $K_{\Phi i}$ и μ_i – относительная проницаемость и вязкость i -ой фазы (здесь и в дальнейшем нижние индексы «1», «2» и «3» обозначают параметры нефти, газа и воды соответственно); f – доля воды в суммарном фильтрационном потоке.

1.2. Трехфазный поток в скважине. Квазистационарные процессы тепломассопереноса в газодонефтяном потоке, движущемся в k -ой наклонно-направленной добывающей скважине $D_{c,k} = \{0 < z < H_{c,k}\}$, ($k = 1, \dots, M_d$), опишем системой одномерных дифференциальных уравнений [3–5] относительно осредненных по сечению труб характеристик смеси, опуская для упрощения записи индекс k порядкового номера добывающей скважины (M_d – количество таких скважин):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial z} \sum_{i=1}^3 G_i w_i = f_T \left(-\frac{\partial P}{\partial z} - \frac{2\tau_{\text{ст}}}{r_T} + \rho g \cdot \cos \phi \right), \quad \rho = \sum_{i=1}^3 \rho_i \phi_i, \quad G = \sum_{i=1}^3 G_i, \\ \sum_{i=1}^3 G_i C_{pi} \frac{\partial T}{\partial z} = T \sum_{i=1}^3 \frac{G_i}{\rho_i} \alpha_{pi} \frac{\partial P}{\partial z} + 2\pi r_T (\tau_{\text{ст}} w - q_{\text{ст}}) + f_T (q_v - JL). \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь через H_c – глубина скважины, f_T – сечение ее труб; радиус f_T сечения равен r_0 на участке обсадной колонны (ОК) ниже точки Z_3 подвески УЭЦН и $r_T = r_n$ в насосно-компрессорных трубах (НКТ) при $z > Z_3$; P , T , ρ , w и G – давление (одинаковое для всех фаз), температура, плотность, объемная скорость и массовый расход смеси; ρ_i , w_i , G_i и ϕ_i – средние по сечению f_T плотность, средневзвешенная скорость, массовый расход и истинное объемное содержание i -ой фазы; α_{pi} и C_{pi} – коэффициенты теплового расширения и удельной изобарной теплоемкости i -ой фазы; $q_v(z)$ – отнесенная к единице объема смеси линейная мощность распределенных вдоль НКТ внешних источников тепла, обусловленных потерями электроэнергии в кабеле, питающем УЭЦН; $\tau_{\text{ст}}$ и $q_{\text{ст}}$ – 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; g – проекция вектора ускорения силы тяжести на ось Oz ; $\phi(z)$ – угол наклона профиля скважины относительно оси Oz .

1.3. Трехфазное течение в каналах ЭЦН. Для расчета характеристик течения водонефтегазовой смеси в каналах насосного узла $D_{\alpha,k} = \{0 < \xi < L_{\alpha,k}\}$ k -ой добывающей скважины воспользуемся математической моделью [4, 5, 9], обобщающей дискретную схему П. Д. Ляпкина и В. И. Игровского [10]:

$$l_c \frac{\partial P}{\partial \xi} = g\rho\Delta H, \quad \sum_{i=1}^3 G_i C_{Pi} \frac{\partial T}{\partial \xi} = \frac{1}{l_c} \left(T \sum_{i=1}^3 \frac{G_i}{\rho_i} \alpha_{Pi} + \frac{1-\eta}{\eta} \right) g\rho Q \Delta H - f_3 J L, \quad (3)$$

где ξ – координатная ось с началом на входе в первую ступень, проходящая вдоль оси насосного узла; $L_3 = l_c M_c$ – общая длина пакета ступеней; l_c – длина отдельной ступени; M_c – общее число ступеней в насосном узле; $f_3 = \pi r_3^2$, r_3 – эффективные радиус проточной области ступени; ΔH , $\eta = g\rho\Delta H Q / \Delta N$, $Q = G/\rho$, и ΔN – напор, кпд, объемный расход и потребляемая мощность, характеризующие работу отдельной ступени ЭЦН при перекачке неоднородной смеси. Определение параметров ΔH , η и ΔN базируется на полуэмпирической методике П. Д. Ляпкина [10, 11]. В ее основе лежат коэффициенты $K_Q = Q/Q_B$, $K_H = \Delta H/\Delta H_B$ и $K_\eta = \eta/\eta_B$ относительных подачи, напора и кпд ступени, отражающие снижение ее параметров Q , ΔH , η по сравнению с соответствующими показателями Q_B , ΔH_B , η_B работы ступени на воде.

Следует подчеркнуть, что полная математическая модель содержит M_d систем уравнений типа (2) и (3) для расчета процессов в каждой k -ой скважине ($k = 1, \dots, M_d$), отличающейся от других скважин своими геометрическими параметрами (инклинометрическим профилем, глубиной $H_{c,k}$, радиусами $r_{o,k}$ и $r_{н,k}$), типами установок электроцентробежных насосов и погружных электродвигателей, координатами $Z_{\alpha,k}$ спуска УЭЦН в скважину, составом поступающей из пласта продукции, распределениями термо- и гидродинамических параметров, величинами забойных $P_{3б,k}$ и устье-вых $P_k^{уст}$ давлений и т. д. Так же, как в уравнениях (2), при записи уравнений (3) опущен индекс k скважины. Такой прием мы будем использовать в дальнейшем, если он не будет вызывать неясности в обозначениях тех или иных величин.

Уравнения (2) и (3) учитывают эффекты неизотермичности, фазовых переходов (разгазирование нефтяной фазы в скважине и растворение газа в нефти в каналах насоса), сжимаемость фаз, трение, влияние силы тяжести, изменение структурных форм течения смеси, возможную инверсию жидких фаз и проскальзывание дисперсных составляющих потока, его теплообмен с окружающей средой. Пересчет характеристик работы ступеней ЭЦН с воды на неоднородные среды базируется на полуэмпирической методике П. Д. Ляпкина, модифицированной в работе [12] с целью упрощения алгоритма вычислений величин ΔH , η и ΔN , зависящих от расхода Q , параметров фаз и свойств перекачиваемой трехфазной смеси на входе каждой ступени ЭЦН.

Замечание 1. Модели (2) и (3) как частные случаи включают в себя уравнения однофазного (нефтяного) и двухфазного (газонефтяного или водонефтяного) потоков в трубах скважины и каналах ЭЦН. Например, уравнения течения газонефтяной смеси получаются из уравнений (2) и (3) при $G_3 = 0$.

Замечание 2. В данной статье приведены лишь основные уравнения, которые используются для расчета процессов в пласте, скважине и ЭЦН. Многочисленные дополнительные соотношения (например, зависимости $K_{Fi}(S)$, формулы для определения расходных объемных содержаний β_i , параметров ступеней ΔH , η , ΔN , характеристик ПЭД и пр.), необходимые для замыкания моделей (1) – (3), можно найти в работах [4–9].

1.4. Внешние управляющие воздействия. В настоящее время для корректировки эксплуатационных режимов скважин, и, соответственно, изменения процессов в едином комплексе «пласт – система скважин» в нефтепромысловой практике часто используются такие средства, как регулиро-

вание буферного давления и расхода продукции скважины с помощью штуцеров с дроссельными отверстиями нужного диаметра, устанавливаемых на ее устье, а также изменение частоты электрического тока в сети ПЭД насосной установки с помощью наземной станции управления (СУ). Такие воздействия дают возможность поддерживать работу механизированного подъемника в режиме, близком к оптимальному, не прибегая к замене оборудования скважины.

Для частотного управления режимом работы УЭЦН воспользуемся зависимостями

$$Q_B = Q_{BH} \omega / \omega_H, \quad \Delta H_B = \Delta H_{BH} \left(\omega / \omega_H \right)^2, \quad \Delta N_B = \Delta N_{BH} \left(\omega / \omega_H \right)^3, \quad N_D = \Delta N_{DH} \omega / \omega_H, \quad (4)$$

учитывающими изменение параметров Q_B , ΔH_B , η_B и мощности N_D , потребляемой ПЭД, от частоты электрического тока [13]. Здесь Q_{BH} , ΔH_{BH} , η_{BH} , ΔN_{BH} и N_{DH} – характеристики ступени и двигателя установки при номинальной угловой скорости вращения вала ПЭД ($\omega_H = 50$ Гц), а Q_B , ΔH_B , η_B и N_D – при $\omega \neq \omega_H$.

Влияние штуцера на устьевое (буферное) давление $P^{уст}$ учтем соотношением

$$P|_{z=H_C} = P^{уст} = P_{лин} + \xi_{шт} \frac{\rho w^2}{2} \Big|_{z=H_C}, \quad (5)$$

в котором $\xi_{шт}$ – коэффициент местных сопротивлений штуцера, $P_{лин}$ – давление в линии сбора после штуцера, которое для данной k -ой скважины является постоянной величиной.

Замечание 3. Для расчета давления $P_{3б,н}$ на забое каждой j -ой нагнетательной скважины ($j = 1, \dots, M_H$), вообще говоря, следует решать M_H систем уравнений течения водяного потока, аналогичных уравнениям (2), при заданном устьевом давлении закачки $P_H^{уст}$. С достаточной степенью точности величина $P_{3б,н}$ может быть найдена из уравнения гидростатики $P_{3б,н} = P_H^{уст} + g\rho_3 H_C$ (см. [4]).

1.5. Сопряжение моделей. Для замыкания единой модели процессов в комплексе «пласт – система скважин с УЭЦН» задаются краевые условия и условия сопряжения решений систем дифференциальных уравнений (1)–(3) на границах соответствующих областей.

Внешняя граница пласта. Для уравнений (1) на внешней границе Γ области $D_{пл}$ фильтрации в пласте задано давление P_Γ :

$$P|_{(x,y) \in \Gamma} = P_\Gamma. \quad (6)$$

На боковых цилиндрических поверхностях $\Gamma_{H,j}$ нагнетательных скважин, а также на той части $\Gamma^{(+)} \in \Gamma$ внешней границы, через которую поток жидкости направлен внутрь области $D_{пл}$, запишем соответствующие граничные условия:

$$S|_{(x,y) \in \Gamma^{(+)}} = S^{(+)}, \quad (S_* \leq S^{(+)} \leq S^*), \quad S|_{(x,y) \in \Gamma_{H,j}} = S^*, \quad j = \overline{1, M_H}. \quad (7)$$

В начальный момент времени $t = 0$ в области $D_{пл}$ задано распределение водонасыщенности $S(x, y, 0) = S_0(x, y)$, причем $S_* \leq S_0 \leq S^*$; S_* и S^* – значения связанной и предельной водонасыщенности.

Граница «пласт – забой скважины». Нагнетательные и добывающие скважины радиусом $r_{0,н,j}$, $r_{0,д,k}$ работают в режиме заданных забойных давлений $P_{3б,н,j}$ и $P_{3б,д,k}$:

$$P|_{r=r_{0,н,j}} = P_{3б,н,j}, \quad j = \overline{1, M_H}. \quad P|_{r=r_{0,д,k}} = P_{3б,д,k}, \quad k = \overline{1, M_D}. \quad (8)$$

Эти значения требуются для сопряжения решений уравнений (1) и (2) в пласте и в обсадной колонне на забое k -ой добывающей скважины при $z = 0$:

$$P|_{z=0} = P_{36}, \quad T|_{z=0} = T_{36} = T_{пл}, \quad G|_{z=0} = G_1|_{z=0} + G_2|_{z=0} + G_3|_{z=0}, \quad (9)$$

$$G_1|_{z=0} = \rho_1|_{z=0} (1 - \theta) Q_{36}, \quad G_3|_{z=0} = \rho_3|_{z=0} Q_3, \quad G_2|_{z=0} = \rho_2|_{z=0} C_H F(P|_{z=0}, T|_{z=0}),$$

где $Q_{36} = \oint_{\Gamma_d} KK_\Phi \frac{\partial P}{\partial n} d\gamma$ и $Q_3 = \oint_{\Gamma_d} fKK_\Phi \frac{\partial P}{\partial n} d\gamma$ – объемные расходы двухфазной смеси и воды че-

рез цилиндрическую поверхность Γ_d забоя скважины вдоль направления внешней нормали \mathbf{n} , которые находятся при решении задачи фильтрации (1) в пласте; $\theta = Q_3/Q_{36}$ – обводненность дебита скважины; $T_{пл}$ – начальная пластовая температура; C_H – массовая концентрация газа в нефтяной фазе при давлении выше давления насыщения, $F(P, T)$ – обобщенный коэффициент растворимости газа в нефти [5, 6].

Граница между ОК и УЭЦН. Решение уравнений (2) в обсадной колонне скважины при $z = Z_{3-0}$ связано с граничными значениями уравнений (3) при $\xi = 0$ – в точке входа в насосный узел. Условия, сопрягающие давление, температуру и состав трехфазной смеси с учетом ее нагрева при обтекании ПЭД, в точке подвески УЭЦН имеют вид:

$$P|_{\xi=0} = P|_{z=Z_{3-0}}, \quad T|_{\xi=0} = T|_{z=Z_{3-0}}, \quad G|_{\xi=0} = G|_{z=Z_{3-0}}, \quad G_2|_{\xi=0} = G_2|_{z=Z_{3-0}}, \quad G_3|_{\xi=0} = G_3|_{z=Z_{3-0}}, \quad (10)$$

$$T|_{\xi=0} = T|_{z=Z_{3-0}} + (N_d - N_3) / \sum_{i=1}^3 G_i C_{Pi}, \quad N_3 = \int_0^{L_3} \Delta N d\xi.$$

Здесь $T|_{z=Z_{3-0}}$ – температура смеси на нижнем торце ПЭД; N_3 – мощность, потребляемая насосным узлом (мощность на валу двигателя).

Граница между УЭЦН и НКТ. Система уравнений (3) с граничными условиями (10) позволяет найти распределения характеристик трехфазного потока вдоль ступеней ЭЦН, в том числе – на выкиде из последней ступени при $\xi = L_3$, сформировав тем самым условия на входе в НКТ при $z = Z_{3+0}$ для решения уравнений (2) на этом участке скважины:

$$P|_{z=Z_{3+0}} = P|_{\xi=L_3}, \quad T|_{z=Z_{3+0}} = T|_{\xi=L_3}, \quad G|_{z=Z_{3+0}} = G|_{\xi=L_3}, \quad G_2|_{z=Z_{3+0}} = G_2|_{\xi=L_3}, \quad G_3|_{z=Z_{3+0}} = G_3|_{\xi=L_3}, \quad (11)$$

Отметим, что в задаче (1) двухфазной фильтрации значения забойных давлений $P_{36,k}$ и дебитов $Q_{36,k}$, $Q_{3,k}$, добывающих скважин, которые фигурируют в граничных условиях (8), не являются известными, а определяются в результате расчета процессов как в пласте, так и в каждой скважине, работающей при заданных условиях (4), (5), определяющих давления на устье и эксплуатационные параметры конкретной УЭЦН. Эти условия не являются неизменными во времени, а зависят от процессов, происходящих в пласте, и именно они служат для управления работой скважин.

Задача I-го типа. Постановку (1)–(4), (6)–(11) будем называть задачей I-го типа, в которой на забое каждой добывающей скважины задано забойное давление $P_{36}(t)$, так что сначала из решения уравнений (1) находятся величины $\theta(t)$ и $G(t)$, а затем осуществляется последовательный расчет во всех добывающих скважинах и УЭЦН вплоть до их устья. Таким образом, в этом случае величины $P|_{z=H_C} = P^{уст}$ вычисляются в ходе решения задачи I.

Задача II-го типа. При установке штуцера на устье добывающей скважины при $z = H_C$ давление $P^{уст}$ может значительно превышать линейное давление $P_{лин}$ на начальном участке сборного трубопровода. Это различие определяется вторым слагаемым в граничном уравнении (5), зависящим как от диаметра штуцера, так от скорости и плотности смеси. В такой ситуации значение $P_{лин}$ задано, а величины давления $P_{зб}(t)$, расхода $G(t)$ и обводненности $\theta(t)$ на забое k -ой скважины являются неизвестными так же, как и второе слагаемое в (5). Поэтому решение задачи (1)–(11) II-го типа должно быть найдено так, чтобы с заданной точностью удовлетворить условию (5) на устье.

Для решения задач используется метод конечных разностей и итерационные алгоритмы. Численная модель реализована в программном комплексе OilRWP на языке C# с использованием библиотеки параллельных вычислений Task Parallel Library (TPL) из платформы .NET Framework 4.0 и набора библиотек NVIDIA CUDA. Этот пакет позволяет выполнять расчет взаимосвязанных процессов в едином комплексе «пласт – система скважин» с одновременной визуализацией результатов и его взаимодействием со специальным программным модулем SCS, имитирующим работу контроллеров наземных СУ. При этом из пакета OilRWP в SCS поступают «телеметрические» данные и текущие параметры работы ПЭД (прямая связь). В свою очередь контроллер анализирует поступающие данные и вырабатывает необходимые параметры управления погружной установкой, передаваемые в пакет OilRWP (обратная связь).

Распараллеливание расчетов проводится: 1) при решении фильтрационной задачи в неоднородном нефтяном пласте на сетке, которая может содержать десятки и сотни тысяч узлов; 2) при расчете термогидродинамических процессов в добывающих насосных скважинах, количество которых может достигать нескольких сотен, так что общее число сеточных узлов во всех скважинах может значительно превосходить количество узлов в пласте; 3) при визуализации двумерных полей расчетных и исходных характеристик фильтрационного процесса на дисплее, когда количество пикселей достигает нескольких миллионов.

2. Результаты расчетов

2.1. Исходные данные. Приведем некоторые результаты расчетов на примере одного из реальных нефтяных пластов РФ. Структура нефтяного коллектора, имеющего переменную по простиранию толщину, неоднородна по абсолютной проницаемости K и пористости m . Толщина и проницаемость пласта по его простиранию изменяются более чем на два порядка (см. рис. 1 и 2), пористость – от 0,15 до 0,25. Пласт вскрыт рядной системой добывающих и нагнетательных скважин ($M_d = 51, M_n = 15$), которые изображены на рисунках соответственно темными и светлыми кружками. На рис. 3 представлено поле водонасыщенности на этапе разработки месторождения после прорыва воды в добывающие скважины. Сплошной линией показана граница между областью законтурной воды и нефтеносной залежью. В нижней части каждого рисунка приведены диапазоны значений изображаемой функции и соответствующие им образцы штриховой палитры, используемой при построении 2D-карт.

Свойства фаз и все необходимые параметры, входящие в уравнения (1)–(11), задавались так (см. [4–9]), чтобы они в среднем соответствовали условиям разработки девонских месторождений при пластовых давлении $P_{пл} = 16$ МПа, температуре $T_{пл} = 40$ °С, связанной и предельной водонасыщенности $S_* = 0,3$ и $S^* = 0,78$. Добывающие наклонно-направленные скважины имеют вертикальное окончание и различные инклинометрические профили, отклонение которых от вертикали не превышает 300 м. Глубина скважин примерно одинакова (1580–1670 м), значения $P_{лин}$ их линейных давлений составляют 1–3 МПа.

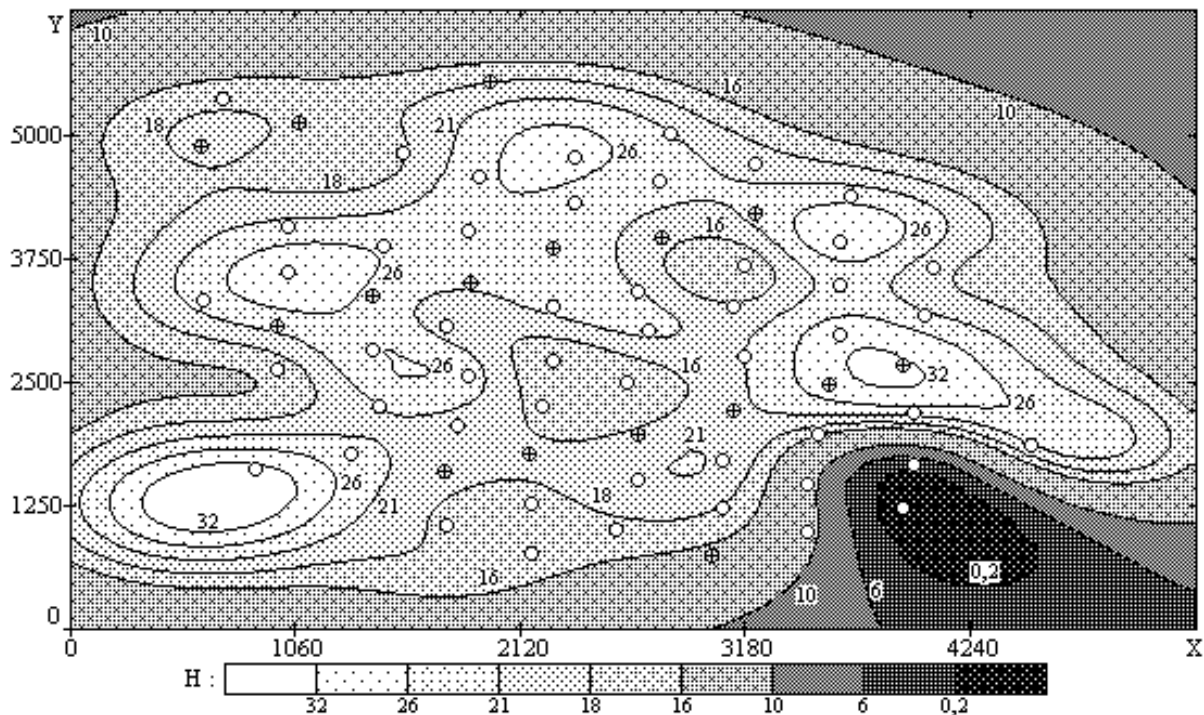


Рис. 1. Распределение толщины H по простиранию нефтяного пласта, вскрытого системой добывающих (⊕) и нагнетательных (⊙) скважин

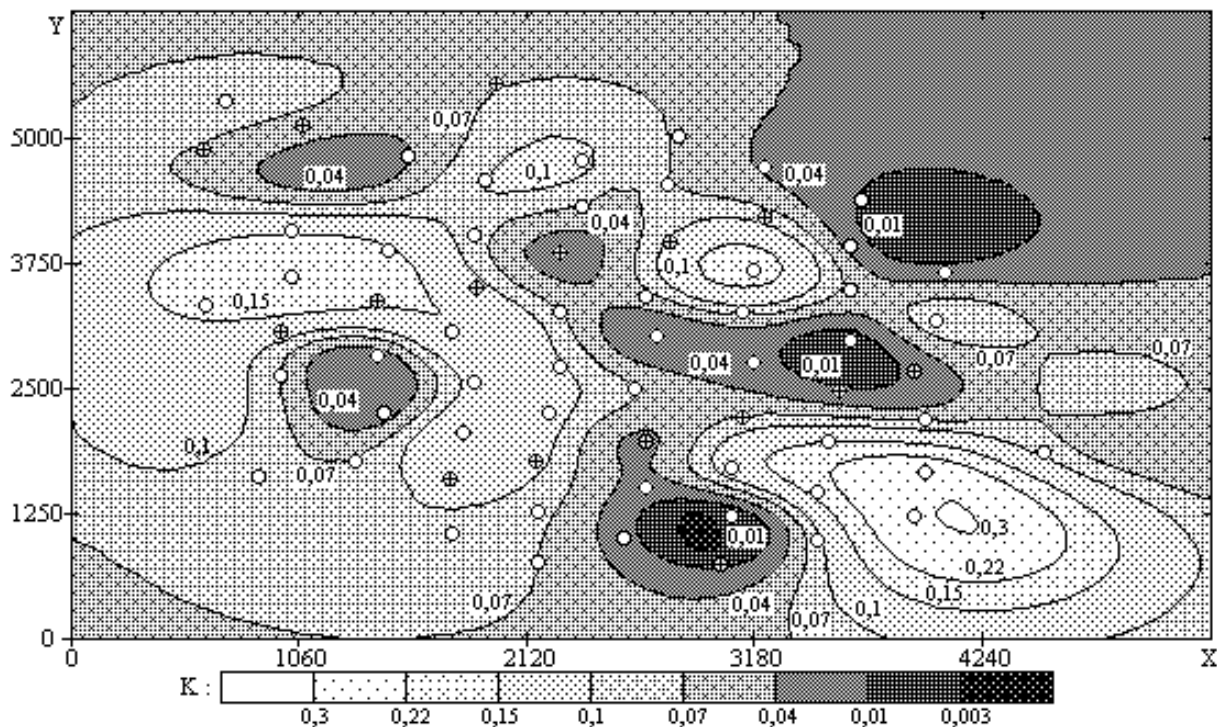


Рис. 2. Распределение абсолютной проницаемости $K(x,y)$ нефтяного пласта

Для подъема продукции в добывающих скважинах используются погружные установки, техническое оснащение которых зависит от условий эксплуатации скважины и отличается своими пас-

портными характеристиками. Так, в состав УЭЦН входят насосные узлы, скомпонованные ступенями различных типов как отечественного (ЭЦНД5-30, ЭЦНД5-125, ЭЦНА(К)5А-250(Тв) и др.), так и зарубежного производства (D8-30, D20-80, D13-50, 400P12 и пр.). Оптимальная производительность $Q_{в,k}^*$ таких ступеней при работе на воде варьируется в широком диапазоне от 30 до 300 м³/сут, напор $\Delta H_{в,k}^*$ – от 4 до 7 м. Количество $M_{с,k}$ ступеней в сборках насосных узлов меняется от 100 до 250 штук, координата $Z_{з,k}$ подвески УЭЦН в скважинах – от 70 до 450 м. В зависимости от мощности насосных узлов установки оснащены различными электродвигателями (например, ЭДБ20-103В5, ЭДБ125-103В5 и др.) с номинальной мощностью от 20 до 125 кВт. В силу неоднородной структуры пласта условия работы скважин существенно отличаются: обводненность их продукции варьируется от 10 до 80 процентов, суммарные дебиты $Q_{зб,k}$ – от 30 до 280 м³/сут, величины забойного давления $P_{зб,k}$ – от 60 до 100 МПа.

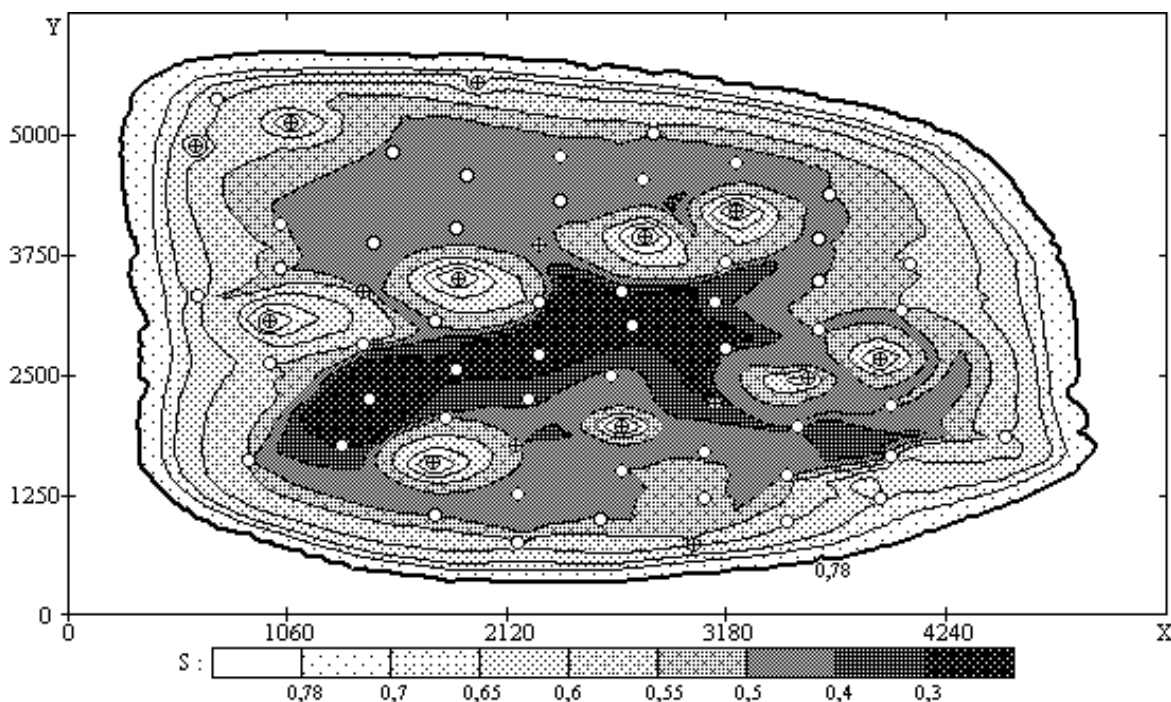


Рис. 3. Расчетные поля водонасыщенности $S(x, y)$ в пласте

2.2. Анализ результатов параллельных и последовательных вычислений. Некоторые результаты таких расчетов приведены в табл. 1 и 2. В табл. 1 $T_{||}$ и T_{Π} – это время решения тестовых задач на пятидесяти временных слоях соответственно при последовательных расчетах и с использованием различных центральных процессоров Intel. Здесь $\kappa_{||} = T_{||}/T_{\Pi}$ – показатель эффективности параллельных вычислений. Номера вариантов в первом столбце табл. 1 соответствуют: 1 – фильтрационной задаче в пласте, 2 и 2' – безытерационной задаче I (2 и 2' – без визуализации и с визуализацией результатов расчетов в пласте, скважине и УЭЦН), 3 – итерационной задаче II, 4 – расчетам процессов только в скважинах в задаче I. В табл. 2 представлены скорости v_{Π} и $v_{||}$ (кадр/с) визуализации 2D-полей в пласте в полноэкранном FullHD-разрешении при последовательном и параллельном режимах на центральных процессорах Intel тех же моделей (верхние значения в ячейках последней строки таблицы) и на графических процессорах NVIDIA с использованием техно-

логии CUDA (нижние значения ячеек). Параметр $\zeta_{||} = v_{||}/v_{\Pi}$ характеризует ускорение визуализации в параллельных режимах.

Таблица 1

№	Intel Core								
	i5-3337U, 2,6 GHz, 2 ядра			i7-860, 2,8 GHz, 4 ядра			i7-X980, 3,6 GHz, 6 ядер		
	T_{Π} , с	$T_{ }$, с	$\kappa_{ }$	T_{Π} , с	$T_{ }$, с	$\kappa_{ }$	T_{Π} , с	$T_{ }$, с	$\kappa_{ }$
1	28,8	23,7	1,21	31,2	25,3	1,23	26,7	20,8	1,28
2	114	61	1,87	107	46	2,32	93	35	2,66
2'	123	70	1,76	114	53	2,15	98	40	2,45
3	485	246	1,97	445	170	2,62	397	124	3,2
4	90	37	2,4	78	18	4,34	69	11	6,28

Таблица 2

Intel Core								
i5-3337U			i7-860			I7-X980		
NVIDIA GeForce								
GT 640M LE, 500 MHz, 384 ядра			GTX 260, 576 MHz, 192 ядра			GTX 580, 772 MHz, 512 ядер		
v_{Π} , к/с	$v_{ }$, к/с	$\zeta_{ }$	v_{Π} , к/с	$v_{ }$, к/с	$\zeta_{ }$	v_{Π} , к/с	$v_{ }$, к/с	$\zeta_{ }$
1,8	3,4	1,9	1,8	4,3	2,4	2	7,2	3,6
	9,2	5,1		7,6	4,2		13,8	6,9

Нетрудно видеть, что в зависимости от типа процессора время $T_{||}$ параллельного счета при решении задачи фильтрации сокращается на 20–30 %, задачи Π – в 2–3,2 раза, при расчете процессов непосредственно в скважинах – пропорционально количеству ядер, при визуализации результатов – в 2–3,6 раза на центральных процессорах и в 4–7 раз – на графических.

2.3. Управление режимами работы комплекса «пласт – система скважин». Продемонстрируем результаты на модельном примере добывающей скважины, в которой во время расчетов проводилась корректировка режима ее работы за счет установки штуцера на устье.

На рис. 4 приведена история работы этой скважины с погружной установкой, в состав которой входит двигатель ЭДТ36-117 и насос, собранный из 170 ступеней ЭЦНА(К)5А-250(Тв). Линейное давление $P_{\text{лин}} = 1,39$ МПа. Рис. 5 иллюстрирует изменение характеристик работы насоса на момент штуцирования скважины ($t = 146$ сут), через двое суток после применения такого воздействия на поток и через 730 сут работы скважины. Точками показаны интегральные значения напора H , кпд η_{Σ} и мощности N насосного узла. Как видно на рис. 4, до установки штуцера при постоянном устьевом давлении $P^{\text{уст}} = P_{\text{лин}}$ происходил рост забойного давления P_{36} и притока Q_{36} из пласта вследствие изменения обводненности пластовой продукции. Это привело к снижению кпд $\eta_{\Sigma} = \eta_{\Sigma}\eta_{\text{д}}$ установки (при сравнительно небольшом снижении кпд $\eta_{\text{д}}$ ПЭД), кпд η_{Σ} ЭЦН и напора H , создаваемого насосом, рис. 4 и 5. Без применения управляющего воздействия дальнейший рост дебита скважины мог привести к выходу рабочих характеристик УЭЦН за пределы допустимого диапазона подач и отключению ПЭД контроллером наземной СУ. Для возвращения насосного оборудования в оптимальный режим работы была применена штуцерная регулировка ($t = 146$ сут),

в результате которой величина $P^{уст}$ возросла почти в два раза (см. также рис. 6, графики 1 и 2 распределений давления $P(z)$ в трубах скважины). При этом произошел рост давления по всему стволу скважины и соответствующее снижение газонасыщенности $\varphi_2(z)$.

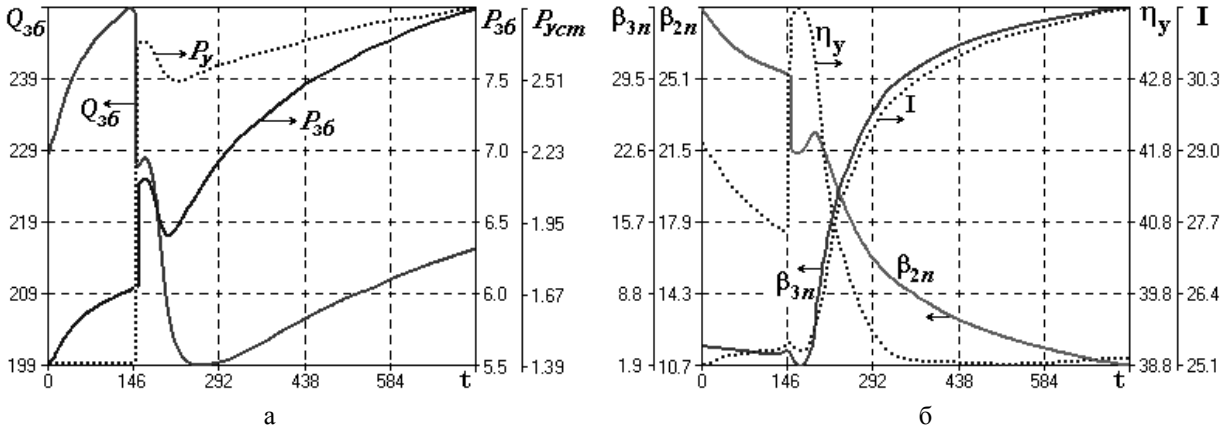


Рис. 4. Временные зависимости: а – устьевое давление $P_{уст}$, притока Q_{36} из пласта и забойного давления P_{36} ; б – объемных расходных содержаний газа β_{2n} и воды β_{3n} на приеме ЭЦН, кпд η_y УЭЦН и силы тока I ПЭД

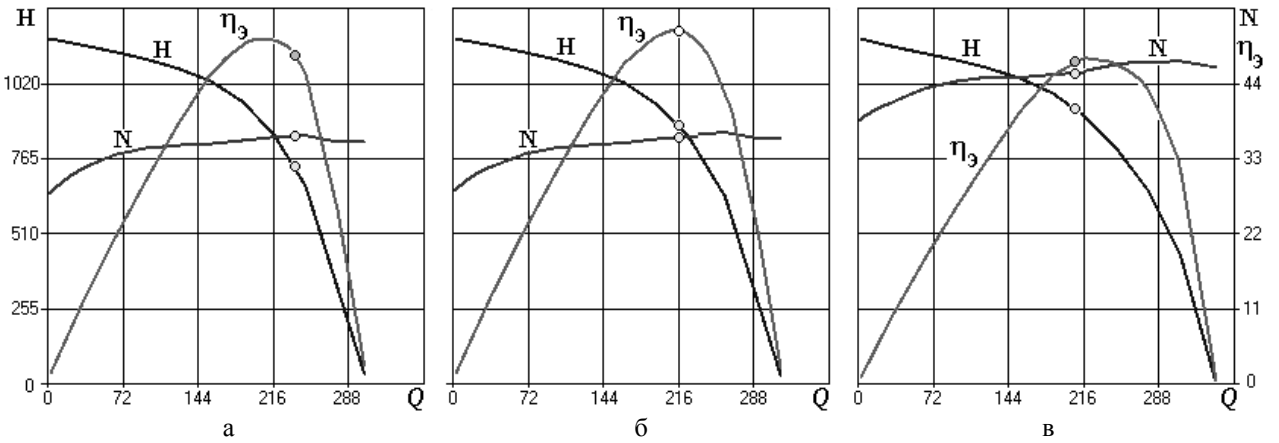


Рис. 5. Характеристики работы ЭЦН – напор H (м), полезная мощность N (кВт), кпд η_3 (%): а, б, в – $t = 146, 148$ и 730 сут

При $t = 178$ сут к забою скважины подошел фронт воды и началось интенсивное обводнение продукции скважины (см. график временной зависимости объемного расходного водосодержания β_{3n} смеси на приеме ЭЦН). Это привело к характерному нелинейному изменению дебита Q_{36} , давления P_{36} , силы тока I и кпд η_y . Такой вид временной зависимости $I(t)$ обусловлен нелинейным ростом эффективной вязкости водонефтегазовой смеси, поступающей в каналы насосного узла из обсадной колонны скважины. По мере увеличения P_{36} и β_{3n} произошло снижение объемного расходного газосодержания β_{2n} на приеме насоса. Соответствующие изменения истинных газо- и водосодержаний $\varphi_2(z)$ и $\varphi_3(z)$ вдоль ствола скважины иллюстрируются графиками 3 на рис. 6. В результате ЭЦН продолжал работать с максимальным кпд η_3 в оптимальной области, не выходя за пределы допустимых диапазонов подач. Падение кпд η_y установки при $t > 178$ сут связано

со снижением кпд η_D ПЭД из-за повышения нагрузки на его валу, вращающем лопасти ступеней насосного узла.

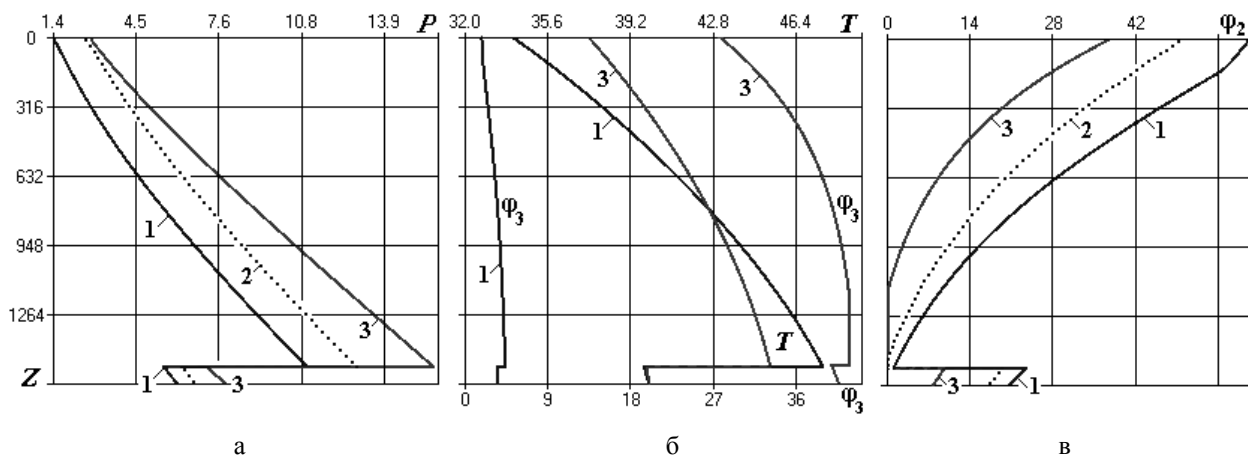


Рис. 6. Распределения давления $P(z)$, температуры $T(z)$ и объемных истинных содержаний газа $\varphi_2(z)$ и воды $\varphi_3(z)$ вдоль ствола скважины: а, б, в – $t = 146, 148$ и 730 сут

Выводы

Разработанная математическая модель взаимосвязанных процессов в едином комплексе «нефтяной пласт – система нагнетательных и добывающих скважин» и соответствующий пакет программ OilRWP позволяют осуществлять оптимальное управление режимами работы каждой скважины, подземного оборудования, и, как следствие – нефтяного пласта. Показана возможность ускорения расчетов таких процессов при параллельных вычислениях по сравнению с последовательными.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, а также субсидии для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности.

Литература

1. Чекалин А. Н. Численные решения задач фильтрации в водонефтяных пластах. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 1982.
2. Чекалин А. Н., Конюхов В. М., Костерин А. В. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. Казань: Казан. гос. ун-т, 2009.
3. Дияшев Р. Н., Хисамов Р. С., Конюхов В. М., Чекалин А. Н. Форсированный отбор жидкости из коллекторов с двойной пористостью, насыщенных неньютоновскими нефтями. Казань: ФЭН, 2012.
4. Конюхов В. М., Конюхов И. В., Чекалин А. Н. Математическое моделирование и параллельные вычисления процессов тепломассопереноса при эксплуатации единого комплекса «нефтяной пласт – система скважин – электроцентробежные насосы» // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17, № 10. С. 195–203.
5. Саламатин А. Н. Математические модели дисперсных потоков. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 1987.
6. Конюхов В. М. Дисперсные потоки в нефтяных скважинах. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 1990.

7. Конюхов В. М., Конюхов И. В. Численное моделирование нестационарных процессов тепло-массопереноса при движении газодонефтяной смеси в каналах центробежного электронасоса // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Матем. моделирование физ. процессов. 2012. Вып. 4. С. 60–69.
8. Конюхов В. М., Конюхов И. В., Краснов С. В. Математическое обеспечение программно-технического комплекса ИСКЕНДЕР // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Матем. моделирование физ. процессов. 2012. Вып. 3. С. 34–44.
9. Ляпков П. Д. Способ пересчета характеристики погружного центробежного насоса с воды на эмульсию // Нефтяное хозяйство. 1979. № 5. С. 38–40.
10. Ляпков П. Д. Подбор установки погружного центробежного насоса: Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш. К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. С. 237–293.
11. Технологический регламент ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» по эксплуатации УЭЦН. Версия 4.0. Самара, 2007.

ВЛИЯНИЕ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КОНТАКТНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ПЛАСТИН С ЖЕСТКИМИ ТЕЛАМИ

*С. А. Кузнецов, Г. Г. Зиганшина, Э. Р. Лотфуллина,
О. В. Старожилова¹, А. Н. Хусаинова*

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,

¹Поволжский государственный университет телекоммуникаций и информатики, г. Самара

На основе математически корректной постановки контактной задачи получено аналитическое решение для прямоугольной пластины, взаимодействующей с жестким телом в условиях цилиндрического изгиба при несимметричном расположении области контакта. Предполагается, что контакт между пластиной и телом осуществляется только по нормали к поверхности. Задача ставится в рамках линейной теории пластин с учетом поперечного обжатия в зоне контакта $b \leq x \leq c$. Проведено систематическое исследование и установлено существенное влияние условий закрепления пластины на распределение контактных напряжений. Ранее, в работе [1] исследовалось влияние краевых условий на амплитудно-частотные характеристики при цилиндрическом изгибе прямоугольной пластины жестким штампом, а в работе [2] изучалось влияние ориентации прямоугольного штампа при контакте с круглой пластиной.

Постановка задачи. Как известно, постановка контактных задач для тонкостенных элементов конструкций на основе классической теории Кирхгофа-Лява приводит к интегральным уравнениям контакта Фредгольма 1-го рода, задача отыскания решения которых является математически некорректной. Эта некорректность проявляется в различных механических противоречиях. Так, при изгибе пластины параболическим штампом напряжения под штампом отсутствуют, а на границах они настолько велики, что сосредоточены в двух граничных точках, хотя из простых физических соображений понятно, что при гладкой форме взаимодействующих тел как раз на границе не должно быть нагрузок. Зависимость прижимающей штамп силы P от величины области контакта $2a$ имеет две особые точки: $a = 0$ и L . В нулевой точке решение дает конечное значение силы P , т. е. бесконечно малому приращению длины области контакта $2a$ соответствует конечное приращение прижимающей штамп силы P . А для того, чтобы область контакта распространилась на всю длину пластины, требуется бесконечно большое значение силы P .