

ISSN: 2658–5782

Номер 3–4

2020

МНОГОФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ

mfs.uimech.org





Моделирование выноса жидкости глушения после запуска нефтедобывающей скважины

Топольников А.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

В работе представлены результаты математического моделирования процесса запуска и вывода на режим нефтедобывающей скважины, в которую на этапе проведения ремонта была закачана жидкость глушения. После запуска электроцентробежного насоса происходит снижение давления на забое и инициируется приток пластовой жидкости. В результате в скважине образуется многокомпонентная смесь, состоящая из нефти, попутно-добываемой воды, жидкости глушения и свободного газа, выделяющегося из нефти при ее разгазировании, которая откачивается насосом в направлении устья. Поскольку характеристики насоса при прокачке им жидкости с изменяющейся плотностью варьируются, то для обеспечения стабильного режима его работы необходимо регулировать скорость вращения вала насоса. В работе эта задача решается для различных соотношений плотностей жидкости глушения и пластового флюида на основе математического моделирования течения многофазного потока в элементах скважины и насосе. В качестве математической модели применяется одномерная квазистационарная модель в приближении дрейфа для описания относительного движения компонентов, которая хорошо зарекомендовала себя при моделировании нестационарных процессов в скважинах, длящихся несколько суток. Приводится сравнение расчетных параметров с промышленными данными. Показано, что от соотношения плотностей жидкости глушения и пластового флюида и объема жидкости глушения зависит скорость ее выноса на поверхность и вероятность остановки насоса из-за срыва подачи по напору. Установлено, что на основе мониторинга изменения параметров электроцентробежного насоса во времени с помощью математического моделирования можно оптимизировать вывод скважины на режим. Это позволит избежать остановок из-за срывов подачи по напору и сократить затраты электроэнергии.

Ключевые слова: многофазный поток, нестационарное течение, нефтедобывающая скважина

1. Введение

Вывод скважины на режим — период времени с момента кнопочного запуска насоса и начала движения флюида в скважине до момента достижения установившегося режима работы — является важным этапом в жизни скважины и спущенной в нее установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). От того, насколько удачно пройдет процесс вывода на режим, зависит срок эксплуатации оборудования и вероятность проведения корректирующих геолого-технических мероприятий.

В процессе ремонта скважины, предшествующего выводу на режим, часто приходится прибегать к операции глушения. Она заключается

в закачке в скважину технологической жидкости, обычно с плотностью, превышающей плотность пластовой жидкости, с целью компенсации силы пластового давления. При высоком пластовом давлении на остановленной скважине может происходить самопроизвольный излив жидкости на устье и для того, чтобы этого не происходило, вес столба жидкости искусственно утяжеляют за счет жидкости глушения.

Особенностью вывода на режим заглушенных скважин является то, что в процессе отбора продукции сначала на устье в основном выносятся жидкость глушения, и только потом начинается добыча пластового флюида, состоящего из нефти, попутно-добываемой воды и газа, выделяющегося из нефти, где он в пластовых условиях находится в растворенном состоянии. При этом, если речь

идет о наиболее распространенной сегодня добыче с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), следует понимать, что напорная характеристика последних весьма чувствительна к плотности перекачиваемого флюида. При одинаковом расходе на чистой нефти напор ЭЦН на 10–20 % выше, чем на пластовой воде, и на 30–40 % выше, чем на тяжелой жидкости глушения. Это может напрямую повлиять на работу насоса: при недостаточном напоре произойдет срыв подачи по напору, а при избыточном насос быстро откачает уровень из затрубного пространства скважины и произойдет срыв подачи по уровню. В обоих случаях последует остановка скважины, что является нежелательным событием во время вывода на режим.

Во избежании риска остановок из-за изменения полезного напора насоса под влиянием переменной плотности откачиваемой жидкости необходима адаптация частоты питающего напряжения погружного электродвигателя (ПЭД), осуществляющего вращение вала, на котором располагаются рабочие колеса ЭЦН. Такая адаптация возможна только при наличии алгоритма оперативного мониторинга параметров скважины, основанного на моделировании течения нестационарного потока и, в частности, выноса жидкости глушения из скважины.

За основу математической модели для описания многофазного потока в элементах скважины (обсадная колонна, насосно-компрессорные трубы (НКТ), затрубное пространство между обсадной колонной и НКТ) взята система уравнений, приведенная в работах [1, 2]. Она состоит из дифференциальных уравнений, описывающих законы сохранения массы компонентов и количества движения смеси в целом в одномерной постановке, записанных в квазистационарном приближении. Квазистационарное приближение для описания нестационарного потока состоит в том, что на каждом временном шаге распределения параметров в скважине находятся в приближении мгновенного установления стационарного течения среды. Такое приближение, как показано в работах [2, 3], допустимо, если характерное время изменения параметров в скважине исчисляется десятками минут и более. При этом скорость расчетов по квазистационарной модели значительно выше, чем при использовании нестационарной.

Поскольку в работе акцент делается на моделировании выноса жидкости глушения из скважины, то имеющаяся система дифференциальных уравнений для описания трехкомпонентного течения (нефть, вода, газ) обобщается на случай присутствия четвертой компоненты — жидкости глуше-

ния. Пласт при этом моделируется с помощью эмпирической корреляции типа Вогеля с переменным коэффициентом продуктивности для учета нестационарных процессов, протекающих в пласте, а насос — с помощью паспортной расходно-напорной характеристики (РХН).

В настоящей работе приводится решение двух модельных задач, связанных с выносом жидкости глушения при выводе скважины на режим. В первой задаче исследуется влияние изменения плотности флюида, проходящего через насос, на параметры скважины. Анализируется зависимость скорости выноса жидкости глушения из скважины и риска остановки насоса из-за срыва подачи по напору от соотношения плотностей жидкости глушения и скважинной жидкости. Приводится сравнение с промышленными данными. Вторая задача посвящена поиску оптимального алгоритма настройки частоты вращения вала ПЭД для снижения влияния изменения состава скважинного флюида во время вывода на режим. Алгоритм подбирается исходя из минимизации рисков остановки скважины из-за срыва подачи и стабилизации энергетических параметров насосной установки.

2. Математическая модель

Математическая модель для описания процесса вывода скважины на установившийся режим включает в себя три взаимосвязанные подмодели: модель притока жидкости из пласта, модель течения многофазного потока в трубных элементах скважины и модель насосного оборудования.

В пласте сразу после запуска скважины начинается перераспределение поля давлений: при включении насоса он начинает интенсивно отбирать жидкость не только из затрубного пространства скважины, но и из обсадной колонны. В результате давление на забое и в околоскважинной области снижается и начинается фильтрация жидкости в пласте от периферии к перфорационным отверстиям скважины. Поскольку, в общем случае, течение в пласте может быть достаточно сложным (это связано с особенностями заканчивания скважин, наличием трещин гидроразрыва пласта и прочими факторами), а число влияющих параметров велико, то моделирование притока из пласта рискует превратиться в отдельную задачу, требующую больших вычислительных затрат. В то же время наличие промысловых замеров дебита жидкости и давления в скважине позволяет применить более простые эмпирические корреляции, параметры которых могут быть адаптированы на замерные данные. В работе применяется именно такой подход. Связь притока из пласта и забойного дав-

ления при условии, что давление насыщения меньше пластового давления, выражается с помощью корреляции Вогеля:

$$\begin{aligned} Q_l &= wcQ_w + (1 - wc)Q_o, \\ Q_w &= K_{pr} (p_{res} - p_{wf}), \\ Q_o &= K_{pr} (p_{res} - p_{bp}) + \frac{K_{pr} p_{wf}}{1.8} \times \\ &\times \left(1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{res}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{res}} \right)^2 \right), \\ p_{wf} < p_{bp}, \quad Q_o &= K_{pr} (p_{res} - p_{wf}), \quad p_{wf} \geq p_{bp}. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь Q_l , Q_w , Q_o — дебиты жидкости, воды и нефти соответственно, приведенные к поверхностным условиям ($\text{м}^3/\text{сут}$); wc — объемная доля воды в жидкости; p_{wf} , p_{bp} и p_{res} — забойное давление, давление насыщения нефти газом и пластовое давление (МПа); K_{pr} — коэффициент продуктивности скважины ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$), который в общем случае является функцией от времени t (с):

$$K_{pr} = K_0 + (K_1 - K_0) \exp(-K_2 t),$$

где K_0 ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$), K_1 ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$), K_2 (с^{-1}) — константы, выбираемые из условия наилучшей аппроксимации промысловых данных для рассматриваемой скважины.

Для описания течения многофазного потока в элементах скважины используются приближения об одномерности течения и равенства скоростей воды и нефти в составе скважинной жидкости. Система дифференциальных уравнений для нестационарной модели выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_g \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x} (\alpha_g \rho_g u_g) = \Gamma_{og}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (n \rho_s) + \frac{\partial}{\partial x} (n \rho_s u_s) = 0, \quad (3)$$

$$\begin{aligned} &\frac{\partial}{\partial t} ((1 - n - \alpha_g) \rho_l) \\ &+ \frac{\partial}{\partial x} ((1 - n - \alpha_g) \rho_l u_l) = -\Gamma_{og}, \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} &\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_g \rho_g u_g + n \rho_s u_s + (1 - n - \alpha_g) \rho_l u_l) \\ &+ \frac{\partial}{\partial x} (\alpha_g \rho_g u_g^2 + n \rho_s u_s^2 + (1 - n - \alpha_g) \rho_l u_l^2) \\ &= -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau S}{A} - \rho g \cos \theta, \end{aligned} \quad (5)$$

$$\rho c_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + q, \quad (6)$$

где x — пространственная координата вдоль ствола скважины (м); α_g — объемное содержание газа в сечении трубы; ρ_g , $\rho_l = wc\rho_w + (1 - wc)\rho_o$, ρ_w , ρ_o , ρ_s , $\rho = \alpha_g \rho_g + n \rho_s + (1 - n - \alpha_g) \rho_l$ — плотности газа, пластовой жидкости, воды, нефти, жидкости глушения и смеси соответственно ($\text{кг}/(\text{м}^3)$); n — объемное содержание жидкости глушения в смеси; u_g , u_l , u_s , $u = \alpha_g u_g + n u_s + (1 - n - \alpha_g) u_l$ — скорости движения газа, пластовой жидкости, жидкости глушения и смеси (м/с), которые связаны соотношениями:

$$u_g = u + u_{og}, \quad u_s = u_l + u_{os},$$

где u_{og} рассчитывается в зависимости от режима течения (пузырьковый–снарядный, ламинарный–турбулентный) [4], а $u_{os} = 10^{-4}(\rho_s - \rho_l)$ является линейной функцией от разности плотностей жидкости глушения и пластовой жидкости;

$$\Gamma_{og} = -\rho_{g0} \frac{\partial}{\partial x} ((1 - \alpha_g - n) (1 - wc) u_l R_s)$$

— массовый приток за счет выделения газа из нефти при снижении давления ($\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$); ρ_{g0} — плотность газа при нормальных условиях ($\text{кг}/\text{м}^3$); R_s — растворимость газа в нефти; p и T — давление (Па) и температура смеси ($^{\circ}\text{C}$); S и A — периметр (м) и площадь (м^2) поперечного сечения трубного элемента; $\tau = 1/2 f \rho u$ — касательное напряжение на стенке трубы для смеси в целом (Па), которое задается через переменный коэффициент f гидравлического трения потока о стенки трубы, зависящий от режима потока [4]; θ — угол наклона к вертикали; c_v и λ — коэффициенты удельной теплоемкости ($\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$) и теплопроводности ($\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$) смеси; q — приток тепла за счет внешнего теплообмена ($\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{м}^2)$), являющийся функцией от эффективного диаметра трубного канала, перепада температур в потоке и на границе трубы, коэффициентов теплопроводности и теплопереноса [5]. Система уравнений (2)–(6) замыкается уравнениями состояния и корреляциями для параметров газожидкостной смеси [4].

Начальные условия имеют вид:

$$\begin{aligned} \alpha_g(x, 0) &= \alpha_g^0(x), \quad n(x, 0) = n^0(x), \quad u_l(x, 0) = 0, \\ p(x, 0) &= p^0(x), \quad T(x, 0) = T^0(x), \\ x_{1k} &\leq x \leq x_{2k}, \quad k = 1, 2, 3, \end{aligned}$$

где $\alpha_g^0(x)$, $n^0(x)$, $p^0(x)$ и $T^0(x)$ — начальные распределения объемного содержания газа, жидкости глушения, давления и температуры в элементах скважины (обсадная колонная ($k = 1$), НКТ ($k = 2$), затрубное пространство ($k = 3$)). При этом обсадная колонна ($x_{11} = -H_{res}$, $x_{21} = -H_{tub}$) всегда заполнена жидкостью (пластовой или глушения), в НКТ

($x_{12} = -H_{tub}$, $x_{22} = -H_{dyn}^*$) в начальный момент времени может находиться газовая шапка, которая вскоре после запуска насоса выдавливается на поверхность ($H_{dyn}^* = 0$), а в затрубном пространстве ($x_{13} = -H_{tub}$, $x_{23} = -H_{dyn}$) в течение всего времени вывода на режим находится смесь пластовой жидкости, газа и жидкости глушения, которая постепенно перемещается к приему насоса.

Граничные условия в рассматриваемой задаче задаются в четырех сечениях:

- на забое скважины из уравнения притока вычисляется переменная во времени скорость жидкости $u_1(-H_{res}, t)$, из уравнения состояния нефти и функции газосодержания определяется объемная доля газа в смеси $\alpha_g(-H_{res}, t)$, которая также является переменной, объемная доля жидкости глушения $n(-H_{res}, t)$ задается в виде дискретной функции, принимающей значения 1, если часть жидкости глушения находится в призабойной зоне (когда объем жидкости глушения больше объема скважины), и 0, если с забоя поступает только пластовая жидкость, температура поддерживается равной пластовой температуре $T(-H_{res}, t) = T_{res}$;
- на устье скважины задается постоянное буферное давление $p(-H_{dyn}^*, t) = p_{buf}$;
- на границе уровня жидкости в затрубном пространстве задается постоянное затрубное давление $p(-H_{dyn}, t) = p_{an}$;
- на приеме насоса задается условие непрерывности давлений и потоков смеси в каждом из трубных элементов скважины.

Положения подвижных границ жидкости в НКТ H_{dyn}^* и затрубном пространстве H_{dyn} вычисляются из законов сохранения массы жидкости. Так, например, скорость изменения динамического уровня согласно [2] вычисляется по формуле:

$$\frac{\partial H_{dyn}}{\partial t} = - \left(\int_0^t (1 - \alpha_{g3}(-H_{tub}, t)) u_{13}(-H_{tub}, t) dt - \int_{-H_{tub}}^{-H_{dyn}} (\alpha_g(x, t) - \alpha_g(x, 0)) dx \right) / \int_{-H_{tub}}^{-H_{dyn}} (1 - \alpha_g(x, t)) dx,$$

где $\alpha_{g3}(-H_{tub}, t)$ и $u_{13}(-H_{tub}, t)$ — объемная доля газа и скорость жидкости на входе в затрубное пространство.

Третья составляющая математической модели скважины — это модель насосного оборудования. Поскольку линейные размеры ЭЦН и электродвигателя малы по сравнению с длиной обсадной колонны и НКТ, то будем ими пренебрегать. При таком

упрощении двигатель и насос будут располагаться на глубине $x = -H_{tub} - \epsilon$ и $x = -H_{tub} + \epsilon$, где $\epsilon \ll 1$, и представлять собой две поверхности разрыва, на которых будут меняться скачком давление (в случае насоса) и температура (в случае насоса и электродвигателя).

Перепад давлений в ЭЦН определяется с учетом его РХН на технической воде $H = H(Q)$ по формуле

$$\Delta p = \rho g H(Q) K_{degr} \left(\frac{F}{F_0} \right)^2, \quad (7)$$

где F и F_0 — фактическая и базовая (соответствующая паспортной РХН) частота вращения вала насоса (Гц); K_{degr} — коэффициент деградации напора насоса из-за разности свойств газожидкостной смеси и технической воды.

Перепад температур в насосе вычисляется из равенства

$$\Delta T = \frac{W(1 - \eta)}{c_v \rho Q},$$

где $\eta = \eta(Q)$ — КПД насоса; $W = W(Q)$ — потребляемая мощность (Вт); Q — средний по длине расход газожидкостной смеси в насосе ($\text{м}^3/\text{с}$). Аналогичная формула используется для расчета нагрева жидкости после обтекания ПЭД.

Общий алгоритм решения задачи для каждого временного шага включает следующие этапы (более подробно см. [2]):

- 1) расчет параметров ЭЦН, в том числе расхода газожидкостной смеси через насос;
- 2) расчет притока жидкости из пласта по формулам (1);
- 3) определение параметров газожидкостного потока при $x = H_{tub}$ и в затрубном пространстве скважины и нового положения динамического уровня H_{dyn} ;
- 4) расчет течения в обсадной колонне по формулам (2)–(6) и определение забойного давления p_{res} ;
- 5) расчет течения в НКТ, нового значения H_{dyn}^* и давления на выкиде насоса p_{out} .

Квазистационарная модель, применяемая в настоящей работе для ускорения расчетов, вместо решения уравнений (2)–(6) на каждом временном шаге использует их стационарные приближения ($\partial/\partial t = 0$). Численное решение строится на основе метода конечного объема [6].

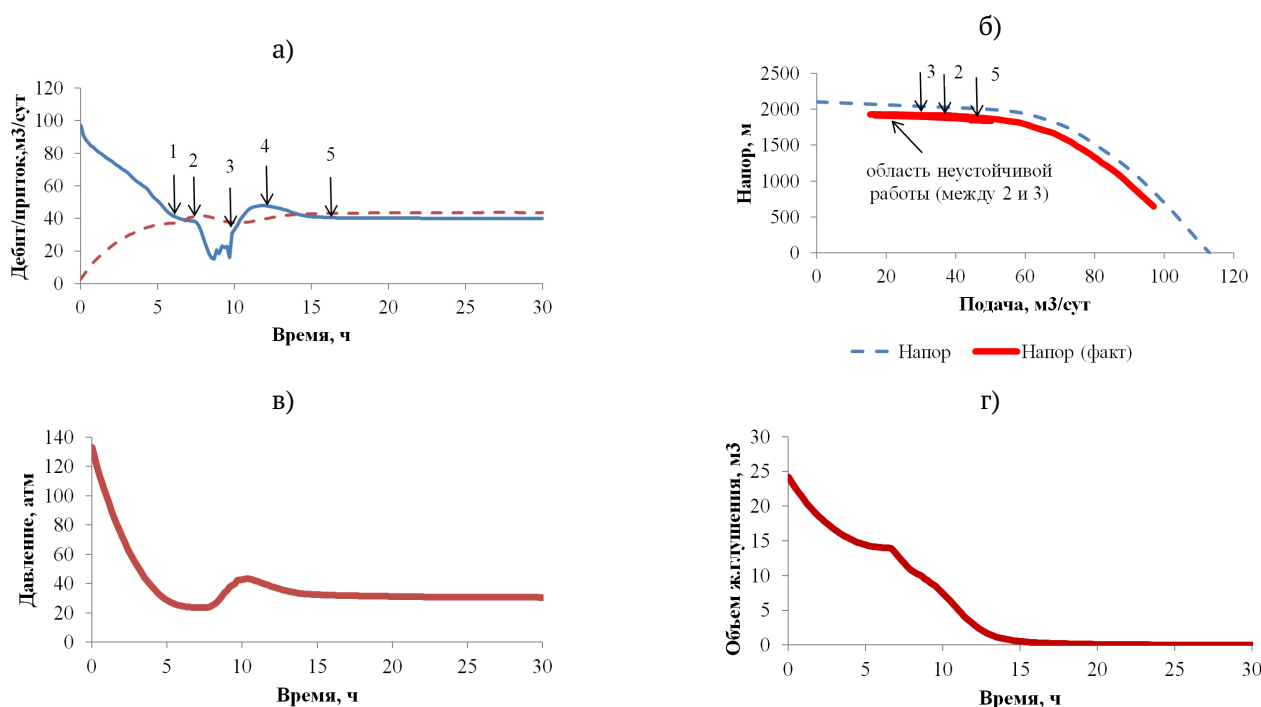


Рис. 1. Зависимости дебита жидкости, притока (а), давления на приеме насоса (в) и объема жидкости глушения в скважине (г) от времени в модельной задаче. Траектория рабочей точки на расходно-напорной характеристике ЭЦН (б)

3. Результаты моделирования

Рассмотрим модельную задачу по выводу на режим скважины, которая в начальный момент времени была полностью заполнена жидкостью глушения с плотностью, превышающей плотность пластовой жидкости. Задачу будем решать со следующими исходными параметрами пласта и пластовой жидкости: $p_{res} = 200$ атм, $T_{res} = 90^\circ\text{C}$, $p_{bp} = 70$ атм, $wc = 0,5$, $R_{sb} = 50$ м³/т — растворимость газа в нефти в стандартных условиях (газовый фактор), $\rho_w = 1000$ кг/м³, $\rho_{o0} = 870$ кг/м³, $\rho_{g0} = 1$ кг/м³ (вода считается несжимаемой, плотности нефти и газа указаны для стандартных условий), $H_{res} = 2500$ м, $\theta = 0$, $p_{buf} = p_{an} = 10$ атм, $H_{tub} = 2000$ м, $d_{cas} = 130$ мм, $d_{tub} = 73$ мм (диаметры обсадной колонны и НКТ). В скважину спущен ЭЦН номинальной производительностью 50 м³/сут и напором 2000 м, работающий на базовой частоте 50 Гц, которая не изменяется в течение всего процесса вывода на режим. Жидкость глушения имеет плотность $\rho_s = 1200$ кг/м³ и заполняет не только целиком всю скважину, но и часть околоскважинной зоны пласта, поскольку ее начальный объем $V_0 = 30$ м³ превышает объем скважины.

На рис. 1 показаны графики изменения основных параметров задачи во времени и соответствующая

им траектория перемещения рабочей точки по РНХ ЭЦН в течение первых 30 часов после запуска насоса. Весь процесс вывода скважины на режим можно разбить на несколько частей. Сразу после запуска насоса он начинает интенсивно откачивать жидкость глушения, которая поступает главным образом из затрубного пространства. При этом резко уменьшается давление на приеме и растет приток из пласта. Рабочая точка на РНХ перемещается справа налево в область меньших расходов и больших напоров. Примерно через 6 часов в скважину начинает поступать пластовая жидкость, представляющая собой смесь нефти и воды (точка 1 на рис. 1(а)). Этот момент времени характеризуется изломом на кривых дебита и объема жидкости глушения в скважине. Еще через 1 час пластовая жидкость достигает приема насоса и постепенно разбавляет жидкость глушения в насосе (точка 2). Из-за снижения плотности перекачиваемой смеси полезный напор насоса резко возрастает и происходит переход в нестабильную область работы ЭЦН с малыми подачами. В данном случае срыва подачи из-за напора, когда требуемый напор насоса превышает максимально допустимый по РНХ, не происходит, давление на приеме постепенно увеличивается и примерно через 10 часов (точка 3) ЭЦН переходит в рабочий режим эксплуатации пре-

имущественно на пластовой жидкости. Стабилизация режима наступает примерно через 12 часов после запуска насоса (точка 4), а еще через 4 часа объем оставшейся в скважине жидкости глушения уменьшается до 1% от первоначального объема V_0 (точка 5). После этого параметры скважины и ЭЦН практически не изменяются, скважина выходит на установившийся режим работы.

Как видно из рис. 1, при замещении пластовым флюидом жидкости глушения возникает риск срыва подачи по напору из-за резкого снижения плотности смеси в насосе. Из формулы (7) следует, что в этом случае при неизменном перепаде давлений на выкиде и приеме насоса увеличивается его напор. Если значение напора превысит максимально допустимое на данной частоте с учетом деградации напора, то произойдет срыв подачи и остановка скважины. Чтобы не допустить риска остановки достаточно увеличить частоту тока (переменная F в формуле (7)).

На рис. 2 показана зависимость минимального дебита жидкости в насосе и времени выноса жидкости глушения из скважины (момент времени, когда остаточный ее объем в скважине равен 1% от начального) от плотности жидкости глушения. Зависимость минимального дебита от плотности жидкости глушения является монотонной: чем выше плотность жидкости глушения, тем глубже провал дебита жидкости в насосе при замещении ее пластовой жидкостью. Немонотонной является зависимость времени выноса жидкости глушения из скважины от ее плотности. Это связано с тем, что зависимость неодинаково влияет на скорость выноса жидкости глушения из затрубного пространства и обсадной колонны. В первом случае с ростом плотности скорость увеличивается, во втором — уменьшается.

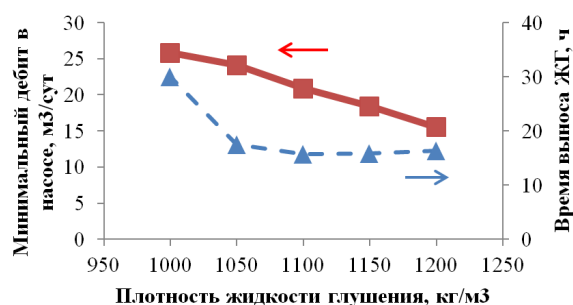


Рис. 2. Зависимость минимального дебита жидкости в насосе и времени выноса жидкости глушения из скважины от плотности жидкости глушения для модельной задачи

На рис. 3 показано сравнение расчетных и замерных параметров для одной из скважин во время вывода на режим. При проведении ремонта в скважину было закачано 28 м^3 жидкости глушения плотностью 1240 кг/м^3 , превышающей плотность пластовой жидкости, которая равна 1153 кг/м^3 . На графиках представлена динамика изменения дебита, давления на приеме насоса, обводненности и частоты тока в течение первых 150 часов после запуска скважины. Следует отметить, что во время вывода на режим частота тока увеличилась несколько раз по линейному закону. Расчетные параметры, полученные по результатам моделирования, удовлетворительно согласуются с замерными значениями.

Вернемся к модельной задаче (см. рис. 1) и опишем алгоритм регулирования частоты тока ПЭД. Будем стремиться к тому, чтобы дебит газожидкостной смеси в насосе находился около номинального значения подачи ЭЦН (в модельной задаче номинальная подача при частоте 50 Гц равна $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ и изменяется пропорционально ей, если насос эксплуатируется на других частотах). На практике существует понятие «рабочей области» ЭЦН — диапазон изменения подач при базовой частоте, где насос работает стабильно с высоким коэффициентом полезного действия (КПД). В нашем случае в качестве такой области можно взять интервал подач от 35 до $65 \text{ м}^3/\text{сут}$ и отслеживать, чтобы дебит смеси не выходил за эти границы.

Для того чтобы предотвратить риск остановки насоса из-за срыва подачи по напору (выход за левую границу рабочей области) и обеспечить энергоэффективную эксплуатацию ЭЦН, примем следующий алгоритм управления частотой тока: при выходе дебита смеси за левую границу рабочей области проводится увеличение частоты со скоростью u_F , а при выходе за верхнюю границу — снижение частоты с той же скоростью. Решение модельной задачи для $u_F = 1 \text{ Гц/ч}$ показано на рис. 4. Из графиков видно, что отсутствует характерный для постоянной частоты провал дебита при подходе жидкости глушения к насосу, а рабочая точка на РХН находится вблизи номинальной подачи. При этом частота ЭЦН сначала уменьшается с 50 до 47,2 Гц, а затем вырастает до 48,7 Гц.

Основным параметром, определяющим выбор частоты тока, является дебит смеси в насосе. На практике он, как правило, не замеряется, а точность показаний многофазного расходомера, если такой все же установлен на ЭЦН, оставляет желать лучшего. В этом случае на помощь приходит моделирование. Описанная в предыдущем разделе математическая модель позволяет на основе заме-

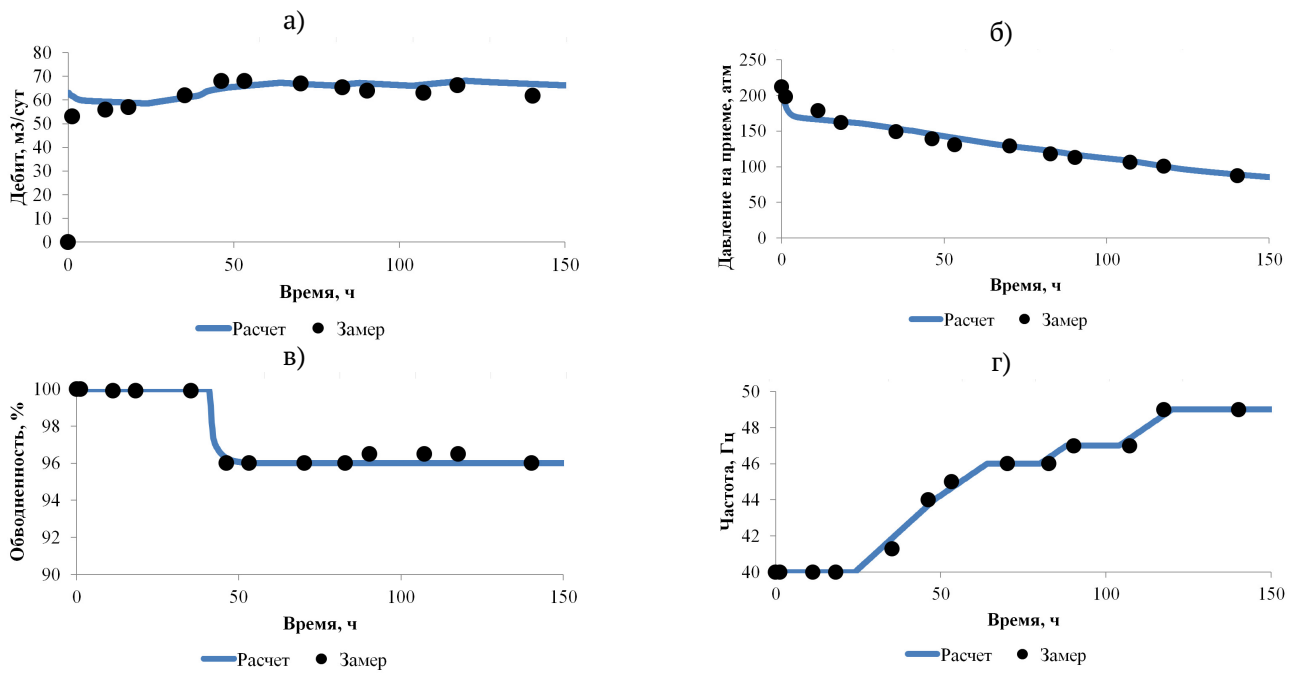


Рис. 3. Сравнение расчетных (линия) и замерных (точки) параметров при выводе скважины на режим: а) дебит жидкости, б) давление на приеме насоса, в) обводненность, г) частота тока

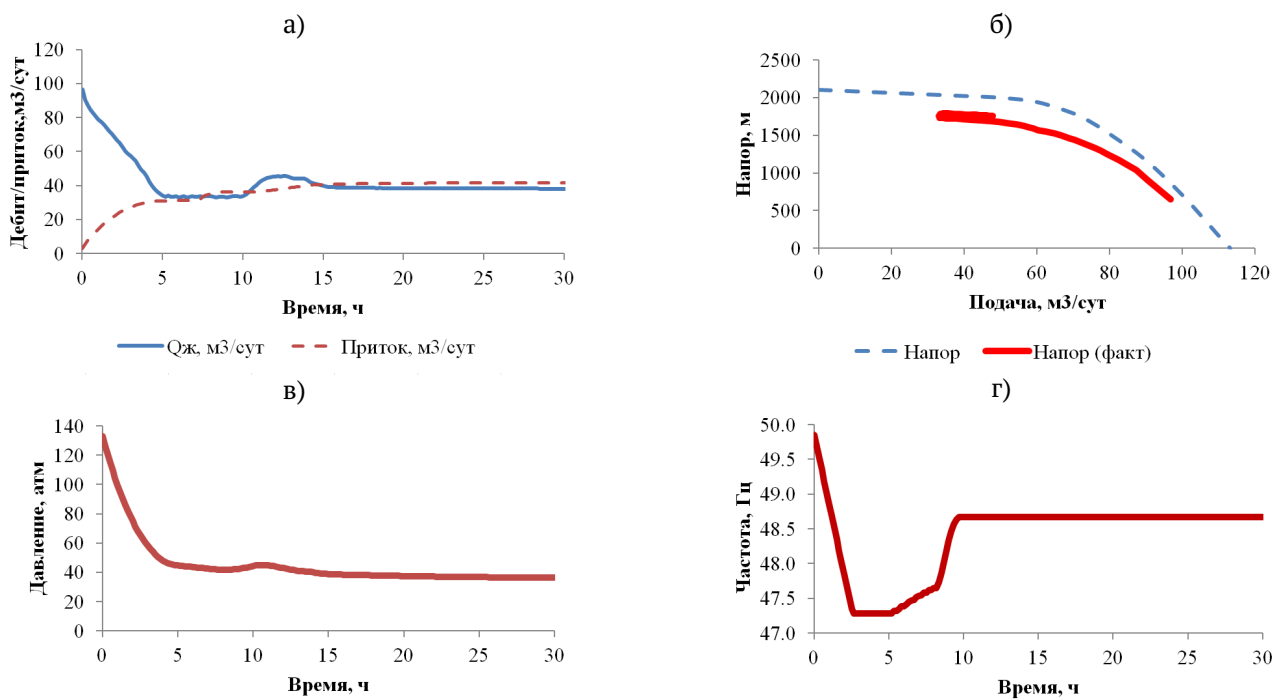


Рис. 4. Зависимости дебита жидкости, притока (а), давления на приеме насоса (в) и частоты тока (г) от времени в модельной задаче (см. рис. 1) при адаптации частоты тока. Траектория рабочей точки на расходно-напорной характеристике ЭЦН (б)

ров давления на приеме насоса и известной РНХ ЭЦН пересчитать дебит смеси.

4. Заключение

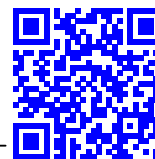
На основе представленных в настоящей работе результатов моделирования вывода скважины на режим с учетом жидкости глушения можно сделать следующие выводы:

- 1) Присутствие жидкости глушения в скважине влияет на скорость установления стационарного режима работы скважины и насосного оборудования, на риски остановки скважины из-за срыва подачи насоса по напору и энергозатраты при добыче. При этом определяющим фактором является отношение плотностей жидкости глушения и пластовой жидкости.
- 2) Негативные последствия, связанные с влиянием жидкости глушения на изменение параметров режима работы скважины, могут быть устранены за счет варьирования частоты вращения вала ЭЦН. Для этого, с помощью предложенной математической модели, рассчитывается расход газожидкостной смеси через насос и на его основе производится корректировка частоты.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы для оптимизации вывода на режим нефтяных скважин, оборудованных УЭЦН, доля которых в механизированном фонде скважин в Российской Федерации составляет около 70%.

Список литературы

- [1] Топольников А.С. Применение методов математического моделирования при контроле и оптимизации нестационарного режима работы нефтяной скважины // Труды Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского научного центра РАН. 2016. Т. 11, №. 1. С. 53–59.
DOI: [10.21662/uim2016.1.008](https://doi.org/10.21662/uim2016.1.008)
- [2] Топольников А.С. Обоснование применения квазистационарной модели при описании периодического режима работы скважины // Труды Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского научного центра РАН. 2017. Т. 12, №. 1. С. 15–26.
DOI: [10.21662/uim2017.1.003](https://doi.org/10.21662/uim2017.1.003)
- [3] Topolnikov A.S., Gimaltdinov I.K., Gimaltdinova A.A., Kochanova E.Y. To the question of modeling processes in oil-producing a well during short periodic operation by electric centrifugal pump installations // IOP Conf.Series: Materials Science and Engineering. 2020. V. 919. 062068.
DOI: [10.1088/1757-899X/919/6/062068](https://doi.org/10.1088/1757-899X/919/6/062068)
- [4] Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2006. 384 с.
- [5] Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Т.1. М.: Наука. 1987. 464 с.
- [6] Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. М.: Наука, 1984. 154 с.



Modeling of washout of a well-killing liquid after launching of an oil well

Topolnikov A.S.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

The paper presents the results of mathematical modeling of the process of launching and output to the mode of an oil well, which was uploaded by a well-killing liquid at the stage of repairs. After the launching of the electric submersible pump the drop of the bottomhole pressure occurs and the inflow of reservoir fluid begins. As a result the multicomponent mixture is generated inside the well, which consists of oil, associated water, well-killing liquid and free gas, originated from the oil during degassing, and this mixture is pumped out towards wellhead. As soon as the pump characteristics are changed, when the liquid with variable density is pumped out, it is necessary to control the speed of a shaft of the pump for providing the stable pump regime. This problem is solved in the paper for different ratios of densities of well-killing liquid and reservoir fluid by the mathematical modeling of multiphase flow in the well elements and inside the pump. As a mathematical model the one-dimensional quasi-stationary model in approach of drift for description of relative motion of the components is applied, which proved itself well for modeling of non-stationary processes lasting for several days. The comparison of calculated and measuring field parameters is presented. It is shown that the speed of washout of the well-killing liquid from the oil well and the probability of the pump stop due to its head failure depend on the ration of densities of the well-killing liquid and reservoir fluid. It is stated that the monitoring of change of parameters of the pump in time through the mathematical modeling can help to optimize the output to the mode of the well. This allows to avoid stops due to the pump head failure and to diminish the electricity costs.

Keywords: multiphase flow, non-stationary flow, oil well

References

- [1] Topolnikov A.S. Application of mathematical modeling during monitoring and optimization of non-stationary regime of oil well // Proceedings of the Mavlyutov Institute of Mechanics. 2016. V. 11, No. 1. Pp. 53–59 (in Russian).
DOI: [10.21662/uim2016.1.008](https://doi.org/10.21662/uim2016.1.008)
- [2] Topolnikov A.S. Argumentation of application of quasi-stationary model to describe th periodic regime of oil well // Proceedings of the Mavlyutov Institute of Mechanics. 2017. V. 12, No. 1. Pp. 15–26 (in Russian).
DOI: [10.21662/uim2017.1.003](https://doi.org/10.21662/uim2017.1.003)
- [3] Topolnikov A.S., Gimaltdinov I.K., Gimaltdinova A.A., Kochanova E.Y. To the question of modeling processes in oil-producing a well during short periodic operation by electric centrifugal pump installations // IOP Conf.Series: Materials Science and Engineering. 2020. V. 919. 062068.
DOI: [10.1088/1757-899X/919/6/062068](https://doi.org/10.1088/1757-899X/919/6/062068)
- [4] Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Richardson, Texas, 1999. P. 156.
- [5] Nigmatulin R.I. Dynamics of multiphase media. Hemisphere Publ. 1990. P. 507.
- [6] Patankar S.V. Numerical heat transfer and fluid flow. Hemisphere Publ. 1980. P. 197.