

УДК 681.5:519.6

ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ НА БАЗЕ УЭЦН КАК ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

Нугаев И.Ф. ¹, Искужин Р.В. ².

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа
e-mail: ¹ inugaev@yandex.ru, ² rustem22@mail.ru

Аннотация. *Статья посвящена одной из актуальных задач в области автоматизации процессов механизированной добычи нефти на базе УЭЦН – созданию динамической модели нефтедобывающей скважины как объекта управления. Предложенная в работе динамическая модель представлена в форме переменных состояния, обеспечивающей эффективное применение современных методов синтеза и анализа алгоритмов управления процессами добычи. Модель представляет собой комплекс предложенных динамических моделей подсистем, оказывающих существенное влияние на процессы управления добычей. В число данных подсистем входят такие подсистемы как погружной электродвигатель, центробежный насос, система жидкостей в НКТ, обсадной колонне, зоне дренирования скважины. Приведены результаты вычислительных экспериментов. Рассмотрены особенности применения модели при синтезе алгоритмов управления.*

Ключевые слова: *нефтедобывающая скважина, автоматизация, УЭЦН, динамическая модель, алгоритм управления*

Введение

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) сегодня становятся одними из основных средств механизированной добычи нефти. К современным тенденциям развития скважинных УЭЦН относится их оснащение управляемыми преобразователями частоты. Это открывает принципиально новые возможности в области автоматизации процессов нефтедобычи, включая создание интеллектуальных систем управления без участия человека-оператора [1]. В тоже время создание данных систем требует решения ряда новых задач. К одной из них относится задача автоматизации принятия оперативных управленческих решений, которая ранее полностью возлагалась на оператора. Эффективное решение данной задачи связано с разработкой специального математического и алгоритмического обеспечения, основу которого составляют математические модели управляемых процессов. На базе данных моделей разрабатываются и исследуются алгоритмы принятия решений, реализуемые далее в виде программного обеспечения аппаратных блоков.

Проведенный в рамках исследований анализ состояния в области математического моделирования процессов в нефтедобывающих скважинах (НС) показывает, что, несмотря на существование множества различных подходов к их построению [2, 3], сегодня отсутствуют формы, полностью соответствующие требованиям методологии современной теории автоматического управления. В связи

с этим был сделан вывод о том, что задача построения специальных форм динамических математических моделей процессов в НС, позволяющих их непосредственное применение в современных методах синтеза алгоритмов управления, является актуальной. В данной статье представлены результаты разработки и исследования моделей данного типа.

1. Форма и структура динамической модели нефтедобывающей скважины как динамического объекта управления

1.1. Форма динамической модели нефтедобывающей скважины

В качестве формы динамической модели НС как объекта управления предлагается одна из наиболее универсальных и эффективных форм, применяемых в современной теории автоматического управления – форма в переменных состояния [4]. Данная форма, представляет собой систему обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка вида:

$$\dot{X} = F(X, U, V), \quad (1)$$

где X – вектор переменных состояния объекта; $\dot{X} = \frac{dX}{dt}$ – вектор первых производных по времени переменных состояния объекта; U – вектор управляющих воздействий; V – вектор возмущающих воздействий. Модель определяет траекторию $X(t)$ движения объекта в пространстве переменных состояния при заданных управляющих и возмущающих воздействиях. Управляемые параметры объекта Y , как правило, не совпадают с переменными состояния и являются комплексными показателями. В связи с этим модель дополняется соотношениям вида:

$$Y = F_Y(X, U, V). \quad (2)$$

Под алгоритмом управления понимается оператор A_U , на основе которого определяется значение вектора управляющих воздействий в каждый момент времени, обеспечивающее достижение принятой цели управления:

$$U = A_U(X(t), V(t), t). \quad (3)$$

Данная форма модели легко трансформируется в другие формы моделей, применяемые в теории управления, т.е. является универсальной. В частности она достаточно просто линеаризуется и преобразуется в форму передаточных функций, применяемую в методах синтеза алгоритмов, реализующих принципы линейного регулирующего управления, такие как стабилизация или слежение.

Для построения указанной формы модели НС необходимо решение следующих задач: определить элементы НС, процессы в которых характеризуют ее как объект управления; определить структуру модели НС как комплекса взаимодействующих моделей элементов; определить уравнения моделей отдельных элементов; определить уравнения комплекса моделей.

1.2. Структура динамической модели нефтедобывающей скважины

Современная НС представляет собой сложную систему, включающую в себя следующие основные подсистемы:

- система резервуаров: колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), обсадная колонна (ОК), зона дренирования скважины (ЗДС);
- система жидкостей: жидкость в НКТ, жидкость в ОК, жидкость в ЗДС;
- система перекачивания жидкости: установка электро-центробежного насоса (УЭЦН), станция управления УЭЦН;
- система контроля параметров НС.

Анализ указанных подсистем показывает, что в качестве собственно объекта управления в НС выступает *система жидкостей*, в качестве исполнительного механизма, непосредственно воздействующего на объект управления, выступает *УЭЦН*. С точки зрения задачи синтеза алгоритмов управления эти подсистемы целесообразно объединить в единое понятие – объект управления. В результате искомая структура модели НС как объекта управления принимает вид представленный на рис. 1.

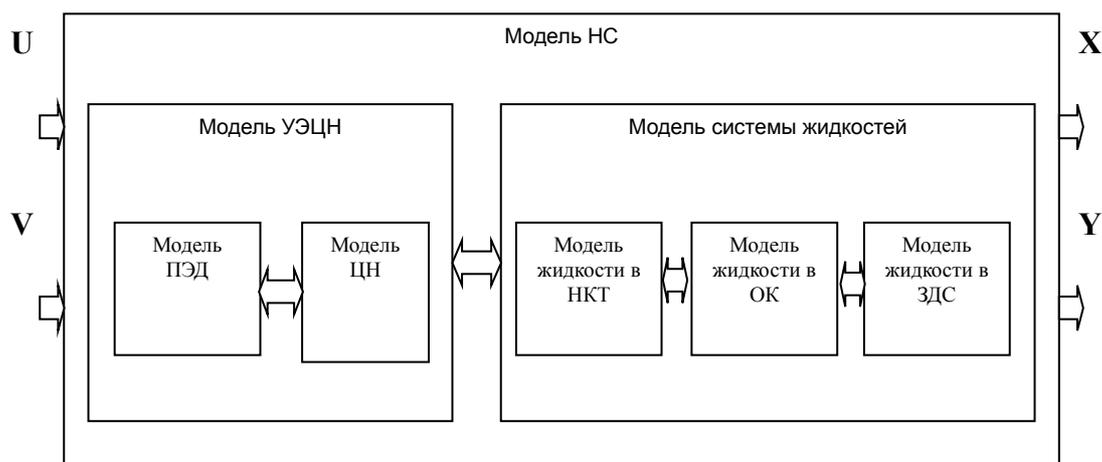


Рис. 1. Структура динамической модели НС как объекта управления

Для построение модели НС, имеющую приведенную структуру, применена процедура последовательного решения следующих задач: 1) построение моделей элементов подсистем; 2) объединение моделей элементов в модели подсистем; 3) объединение моделей подсистем в модель НС. Для того, чтобы искомая модель имела форму (1-2), а также для упрощения задачи объединения моделей, предложено построение частных моделей также в форме переменных состояния. Далее рассмотрены предлагаемые подходы к построению указанных моделей.

2. Динамическая модель УЭЦН

Модель УЭЦН представляет собой объединение моделей ПЭД и ЦН (см. рис. 1). Рассмотрим общий подход к построению моделей данных элементов.

2.1. Динамическая модель прогужного электродвигателя

Для построения модели ПЭД в форме (1-2) введем следующие множества ее параметров:

– управляющие воздействия: $U_D=(u, f)$, где u, f – действующее значение и частота 3-фазного напряжения питания;

– возмущающее воздействие: $V_D=M_C$, где M_C – момент сопротивления на валу ПЭД;

– переменная состояния: $X_D=n$, где n частота вращения вала ПЭД.

Соответствующая модель ПЭД в форме переменных состояния (1) имеет следующий общий вид:

$$\dot{n} = F_D(f, u, n, M_C). \quad (4)$$

Модель ПЭД вида (4) сформируем на основе следующих соотношений:

– уравнение динамики вращения вала двигателя [5]: $\frac{dn}{dt} = \frac{1}{2\pi J} (M_D - M_C)$,

где M_D – момент на валу, создаваемый ПЭД; J – момент инерции валов ПЭД и ЦН;

– модифицированная формула Клосса для момента на валу асинхронного двигателя [6]: $M_D = 2 \cdot M_k \left(\frac{u}{u_n} \right)^2 / \left(\frac{f}{f_n} \right)^2 / \left(\frac{n_0 - n}{\Delta n_k} + \frac{\Delta n_k}{n_0 - n} \right)$, где $n_0 = \frac{f}{p}$ – частота вращения вала на холостом ходу; p – число полюсов статора; Δn_k – конструктивная постоянная асинхронного электродвигателя (абсолютное значение скольжения ротора); M_k – критический момент на валу в номинальном режиме; n_n – номинальная частота вращения вала; u_n, f_n – номинальные значения частоты и напряжения питания.

После подстановки выражения для момента в уравнение динамики искоемое уравнение модели ПЭД принимает вид:

$$\dot{X}_D = \dot{n} = \frac{1}{2\pi J} \left(\frac{2 \cdot M_k \left(\frac{u}{u_n} \right)^2 / \left(\frac{f}{f_n} \right)^2}{\left(\frac{\frac{f}{p} - n}{\Delta n_k} + \frac{\Delta n_k}{\frac{f}{p} - n} \right)} - M_C \right). \quad (5)$$

Здесь параметры $(J, p, \Delta n_k, u_n, f_n, M_k)$ выступают в качестве коэффициентов модели.

2.2. Модель центробежного насоса

Для построения модели ЦН в форме (1-2) введем следующие множества ее параметров:

- управляющее воздействие – $U_H = n$;
- вектор возмущающих воздействий – $V_H = (Q_{\text{НКТ}}, P_{\text{НВх}})^T$, где $Q_{\text{НКТ}}$, поток жидкости через ЦН, равный потоку через НКТ, $P_{\text{Нвх}}$ – давлениями на входе ЦН;
- переменная состояния – $X_H = P_H$, где P_H – давление жидкости на выходе ЦН.

Соответствующая модель ЦН в форме переменных состояния (1) имеет следующий общий вид:

$$\dot{P}_H = F_D(P_H, n, Q_{\text{НКТ}}). \quad (6)$$

Вследствие незначительности времени переходных процессов в ЦН принято допущение о его безинерционности. При этом динамическая форма модели ЦН заменена на статическую форму: $P_H = F_H(n, Q_{\text{НКТ}})$. Здесь P_H по функциональному смыслу становится выходным параметром модели $y_1 = P_H$, который в дальнейшем будет применен для связи модели УЭЦН с моделью системы жидкостей.

Уравнение статической формы модели ЦН формируется на основе напорно-расходной характеристики насоса, которая аппроксимируется зависимо-

стью [7]: $H_H = H_{fn} \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 + S_f Q_{\text{НКТ}}^2$, где n_n – номинальная частота вращения вала насоса; H_H – напор на выходе насоса; H_{fn} – «фиктивный напор» насоса на номинальной частоте; S_f – «фиктивное сопротивление» насоса. Выражая напор через давление ($H = P / \rho g$), получаем уравнение искомой статической модели:

$$y_1 = P_H = \rho g \left(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 - S_f Q_{\text{НКТ}}^2 \right). \quad (7)$$

Для связи модели ЦН с моделью ПЭД введем еще один выходной параметр – момент сопротивления на валу $y_2 = M_C$, который в модели ПЭД рассматривался как возмущающее воздействие. Момент M_C представляет собой основную нагрузку для ПЭД, создаваемую ЦН, и может быть выражен через параметры режима насоса с помощью условия равенства полезных мощностей ПЭД (N_D) и ЦН (N_H): $N_D = N_H$ [7]. Указанные мощности определяются следующими соотношениями [7]:

$$N_D = M_C 2 \pi n; \quad N_H = \frac{Q_{\text{НКТ}} \Delta P}{102 \eta_H} 10^3, \quad \text{где } \Delta P = P_H - P_{\text{Нвх}} - \text{разница между давлениями на входе } P_{\text{Нвх}} \text{ и выходе } P_H \text{ насоса; } \eta_H - \text{к.п.д. насоса.}$$

На основе данных соотношений M_C определяется выражением:

$$y_2 = M_C = \frac{Q_{\text{НКТ}} \left(\rho g \left(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 - S_f Q_{\text{НКТ}}^2 \right) - P_{\text{НВх}} \right)}{102 \eta_H 2 \pi n} 10^3. \quad (8)$$

Таким образом, модель ЦН представляет собой соотношения, связывающие вектор выходных параметров $Y_H = (P_H, M_C)^T$ с управляемыми U_H и возмущающими V_H воздействиями:

$$Y_H = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_H \\ M_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho g(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 - S_f Q_{HKT}^2) \\ \frac{Q_{HKT}(\rho g(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 - S_f Q_{HKT}^2) - P_{HBx})}{102 \eta_H 2 \pi n} \cdot 10^3 \end{pmatrix}. \quad (9)$$

Здесь параметры $(n_n, \rho, g, \eta_H, S_f, H_{fn})$ выступают в качестве коэффициентов модели.

2.3. Полная динамическая модель УЭЦН

Структура модели УЭЦН формируется на основе объединения моделей ПЭД и ЦН. Сформируем множества параметров модели УЭЦН на основе введенных ранее параметров моделей ПЭД и ЦН:

- вектор управляющих воздействий – $U_{YCH} = (u, f)^T$;
- вектор возмущающих воздействий – $V_{YCH} = (Q_{HKT}, P_{HBx})^T$;
- переменная состояния – $X_{YCH} = (n)$;
- выходная переменная – $Y_{YCH} = (P_H)^T$.

Соответствующая структура модели УЭЦН показана на рис. 2.

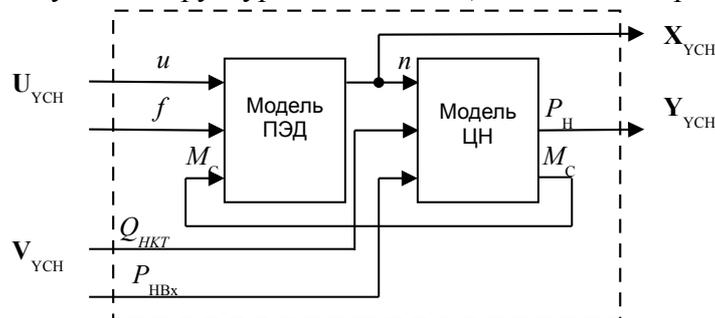


Рис.2. Структура динамической модели УЭЦН

Уравнения модели УЭЦН в форме (1-2), полученные на основе уравнений (5) и (8), имеют вид:

$$\dot{X}_{YCH} = \dot{n} = \frac{1}{2 \pi J} \left(\frac{2 \cdot M_k \left(\frac{u}{u_n}\right)^2 / \left(\frac{f}{f_n}\right)^2}{\left(\frac{f-n}{p} + \frac{\Delta n_k}{f-n}\right)} - \frac{Q_{HKT}(\rho g(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 - S_f Q_{HKT}^2) - P_{HBx})}{102 \eta_H 2 \pi n} \cdot 10^3 \right); \quad (10)$$

$$Y_{YCH} = P_H = \rho g \left(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 - S_f Q_{HKT}^2 \right).$$

3. Динамическая модель системы жидкостей

3.1. Общий подход

Динамическая модель системы жидкостей в НС рассматривается как система взаимодействующих динамических моделей жидкостей в отдельных резервуарах (НКТ, ОК, ЗДС).

В качестве множества параметров жидкости в i -ом резервуаре предлагается рассматривать давления и потоки в областях ее взаимодействия с жидкостями других резервуаров. Например, если жидкость в i -ом резервуаре взаимодействует с жидкостями в j -ом и k -ом резервуарах, то она характеризуется следующим множеством параметров: $\{P_{i,j}, Q_{i,j}, P_{i,k}, Q_{i,k}\}$, где $P_{i,j}, Q_{i,j}$ – давление и поток в области взаимодействия i -ой и j -ой жидкости. Разделение данных параметров по функциональному смыслу (управление, возмущение, состояние) производится индивидуально для каждого резервуара в зависимости от его положения в системе.

Далее рассмотрим предлагаемые подходы к формированию уравнений динамических моделей жидкостей.

3.2. Динамическая модель жидкости в НКТ

Жидкость в НКТ взаимодействует с жидкостью во внешней сети сбора нефти и жидкостью в ОК (посредством УЭЦН). Соответствующее множество параметров имеет вид $\{P_H, Q_{НКТ}, P_B\}$, где P – давление на выходе УЭЦН, P_B – давление, создаваемое внешней сетью сбора нефти (буферное давление), $Q_{НКТ}$ – поток жидкости в НКТ (потоки на выходе насоса и входе во внешнюю сеть одинаковы). Разделим параметры по функциональному смыслу: управление – $U_{НКТ} = P_H$, возмущение – $V_{НКТ} = P_B$, состояние – $X_{НКТ} = Q_{НКТ}$. Соответствующая форма динамической модели жидкости в НКТ имеет вид: $\dot{Q}_{НКТ} = F_{НКТ}(Q_{НКТ}, P_H, P_B)$.

Уравнение динамической модели жидкости в НКТ может быть построено на основе системы уравнений неустановившегося ламинарного движения вязкой

жидкости в трубе, представленной в [8]: $-\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + \frac{32\eta}{D^2} v \right); -\frac{\partial P}{\partial t} = P \frac{k_1}{\rho} \frac{\partial v}{\partial x}$,

где v – средняя скорость движения жидкости в сечении трубы; η – динамическая вязкость жидкости; ρ – плотность жидкости; k_1 – модуль объемного сжатия жидкости; D – диаметр трубы. Данные уравнения являются уравнениями в частных производных. Для получения искомого обыкновенного дифференциального уравнения примем допущение о несжимаемости жидкости. В результате модель представляется одним дифференциальным уравнением в частных производных:

$\frac{\partial v}{\partial t} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{32\eta}{D^2} v$. Далее выразим градиент давления по длине НКТ и среднюю скорость движения жидкости соотношениями:

$$\frac{\partial P}{\partial x} \approx \frac{\Delta P_{\text{НКТ}}}{L_{\text{НКТ}}} = \frac{P_B - P_H + P_{\text{НКТ}} - P_\Gamma}{L_{\text{НКТ}}}; \quad v = \frac{Q_{\text{НКТ}}}{S_{\text{НКТ}}}, \text{ где } P_{\text{НКТ}} - \text{статическое давление,}$$

создаваемое весом столба жидкости в НКТ; P_Γ – давление, вызванное газовым фактором; $L_{\text{НКТ}}$ – длина НКТ; $S_{\text{НКТ}}$ – площадь сечения НКТ. В результате подстановки данных соотношений в уравнение движения получим искомую модель в виде обыкновенного дифференциального уравнения:

$$\dot{X}_{\text{НКТ}} = \dot{Q}_{\text{НКТ}} = -\frac{S_{\text{НКТ}}}{\rho} \frac{P_B - P_H + P_{\text{НКТ}} - P_\Gamma}{L_{\text{НКТ}}} - \frac{32\eta}{D^2} Q_{\text{НКТ}}. \quad (11)$$

3.3. Динамическая модель жидкости в обсадной колонне

Жидкость в ОК взаимодействует с жидкостью в НКТ посредством УЭЦН и жидкостью в ЗДС посредством перфорационных отверстий в забойной области ОК. Соответствующее множество параметров имеет вид $\{P_{\text{НВх}}, Q_{\text{НКТ}}, P_3, Q_3\}$, где $P_{\text{НВх}}$ – давление на входе УЭЦН, P_3 – давление в забойной зоне ОК, Q_3 – поток жидкости в забойной зоне. Разделим параметры по функциональному смыслу: управление – $U_{\text{ОК}} = Q_{\text{НКТ}}$, возмущение – $V_{\text{ОК}} = (P_{\text{НВх}}, Q_3)$, состояние – $X_{\text{ОК}} = P_3$. Соответствующая динамическая модель жидкости в ОК в форме (1) имеет вид: $\dot{P}_3 = F_{\text{ОК}}(P_3, Q_{\text{НКТ}}, P_{\text{НВх}}, Q_3)$.

Уравнение модели жидкости в ОК может быть построено на основе уравнения баланса потоков: $Q_{\text{ОК}} = Q_3 - Q_{\text{НКТ}}$, где $Q_{\text{ОК}}$ – суммарный поток жидкости в ОК. Для получения требуемого вида уравнения представим суммарный поток $Q_{\text{ОК}}$ как скорость изменения объема $V_{\text{ОК}}$ жидкости в ОК: $Q_{\text{ОК}} = \frac{dV_{\text{ОК}}}{dt}$. Далее выразим объем $V_{\text{ОК}}$ через давление в забойной области P_3 с помощью соотношений:

$$V_{\text{ОК}} = S_{\text{ОК}} H_{\text{ОК}}, \quad H_{\text{ОК}} = \frac{P_3}{\rho g}, \quad V_{\text{ОК}} = S_{\text{ОК}} \frac{P_3}{\rho g},$$

где $S_{\text{ОК}}$ – площадь сечения ОК; $H_{\text{ОК}}$ – высота столба жидкости в ОК; g – ускорение свободного падения. В результате получим выражение потока $Q_{\text{ОК}}$ через давление

$$P_3: \quad Q_{\text{ОК}} = \frac{S_{\text{ОК}}}{\rho g} \frac{dP_3}{dt}. \text{ Подставив полученное выражение в уравнение баланса потоков, получаем искомое уравнение жидкости в ОК:}$$

$$\dot{X}_{\text{ОК}} = \dot{P}_3 = \frac{\rho g}{S_{\text{ОК}}} (Q_3 - Q_{\text{НКТ}}). \quad (12)$$

Выходной параметр модели ОК – давление $P_{\text{НВх}}$ на входе ЦН определяется глубиной h_H погружения ЦН и может быть выражен через параметры жидкости скважинной системы на основе последовательного применения соотношений:

$$P_{\text{НВх}} = h_H \rho g; \quad h_H = H_{\text{ОК}} - (L_{\text{ОК}} - L_{\text{НКТ}}); \quad H_{\text{ОК}} = \frac{P_3}{\rho g}, \text{ где } L_{\text{ОК}}, L_{\text{НКТ}} - \text{соответственно длины ОК и НКТ.}$$

В результате получаем искомое соотношение:

$$Y_{OK} = P_{HВх} = P_3 - (L_{OK} - L_{HKT}) \rho g. \quad (13)$$

В уравнениях (11, 12) модели жидкости в ОК параметры ($S_{OK}, L_{OK}, L_{HKT}, \rho, g$) выступают в качестве коэффициентов.

3.4. Динамическая модель жидкости в зоне дренирования скважины

Жидкость в ЗДС взаимодействует с жидкостью продуктивного пласта за пределами контура ЗДС и жидкостью в ОК посредством перфорационных отверстий в забойной области ОК. Соответствующее множество параметров имеет вид: $\{P_K, P_3, Q_3\}$, где P_K – давление жидкости продуктивного пласта на внешнем контуре ЗДС. Разделим параметры по функциональному смыслу: управление – $U_{ЗДС} = P_3$, возмущение – $V_{ЗДС} = P_K$, состояние – $X_{ЗДС} = Q_3$. Соответствующая форма модели жидкости в ОК имеет вид: $\dot{Q}_3 = F_{DC}(Q_3, P_K, P_3)$.

Для построения искомого уравнения модели движения жидкости в ЗДС допустим, что в ЗДС происходит упругий режим плоскорадиальной фильтрации однофазной жидкости к скважине. Основным уравнением, описывающим данное движение, является уравнение пьезопроводности вида [2]:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right),$$

где χ – коэффициент пьезопроводности; r – радиус окружности в рамках контура питания, P – давление на радиусе r . Поток Q_3 связывается с давлением по закону Дарси:

$$Q_3 = \frac{2 \pi r_c h k_n}{\eta} \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r_c},$$

где k_n – коэффициент проницаемости породы; η – динамическая вязкость жидкости; r_c – радиус скважины; h – толщина пласта [10].

Трудность получения искомого уравнения заключается в том, что оно является обыкновенным дифференциальным уравнением, а базовое уравнение пьезопроводности – уравнением в частных производных. Для решения данной задачи был проведен анализ приближенного частного решения уравнения пьезопроводности, представляющего переходный процесс прохождения волны давления $P(r, t)$ по ЗДС после пуска скважины. Здесь начальные условия: до пуска давление в каждой точке ЗДС было равно контурному P_K ; граничные условия – постоянное давление в забое скважины P_3 и на контуре ЗДС P_K . Процесс изменения дебита скважины, соответствующий указанному решению имеет вид [2]:

$$Q_3(t) = \frac{2 \pi k_n h (P_K - P_3)}{\eta \ln \left(\frac{r_c + \sqrt{\pi \chi t}}{r_c} \right)}. \quad (14)$$

На основе анализа характера указанного переходного процесса было предложено аппроксимировать динамику воздействия изменения забойного давления на приток жидкости Q_3 в забой скважины с помощью реального дифференцирующего звена с передаточной функцией вида [9]:

$$W_3(s) = \frac{\Delta Q_3(s)}{\Delta P_3(s)} = K \frac{bs-1}{Ts-1}, \quad (15)$$

где s – оператор Лапласа;

ΔP_3 – отклонение забойного давления от номинального (расчетного): $\Delta P_3 = P_3 - P_{3,0}$, где $P_3, P_{3,0}$ – соответственно текущее и номинальное (расчетное) давления в забое скважины;

ΔQ_1 – отклонение притока от номинального (расчетного), полученное в результате отклонения забойного давления ΔP_3 : $\Delta Q_1 = Q_1 - Q_{3,0}$, где $Q_{3,0}$ – номинальный (расчетный) приток в забой скважины; Q_1 – приток при отклонении забойного давления от номинального;

T – постоянная времени, пропорциональная коэффициенту пьезопроводности: $T \approx \pi\chi$;

K – коэффициент передачи в установившемся режиме определяется в соответствии с формулой Дюпюи:

$$K = \frac{Q_{3,0}}{P_{K,0} - P_{3,0}} = \frac{2\pi k_n h}{\eta \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)};$$

b – коэффициент, определяющий форму переходной характеристики. Исследования показывают, что достаточно высокая точность совпадения с решением (14) происходит при применении соотношения: $b \approx 5T$.

Пример временной диаграммы указанного переходного процесса, смоделированного с помощью частного решения (14) и передаточной функции (15), показан на рис. 3.

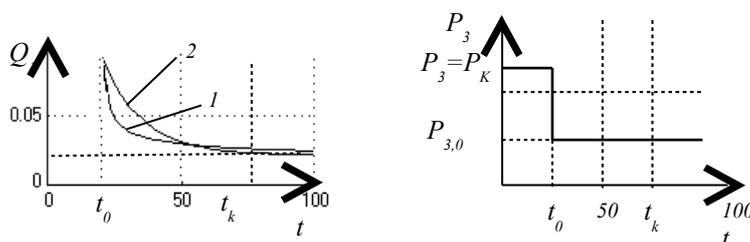


Рис. 3. Переходный процесс пуска скважины:

1 – частное решение; 2 – аппроксимация

Далее сделано допущение о том, что частное решение уравнения пьезопроводности при ступенчатом изменении контурного давления P_k будет иметь аналогичный характер, отличающийся тем, что волна давления $P(r,t)$ будет двигаться в

противоположную сторону, т.е. от контура ЗДС к скважине. Характер изменения дебита скважины $Q_3(t)$ в данном случае будет противоположным, т.е. нарастающим, но с той же постоянной времени T и коэффициентом передачи K . Здесь моделирование предлагается с помощью инерционного звена первого порядка:

$$\frac{\Delta Q_2(s)}{\Delta P_k(s)} = \frac{K}{Ts+1}, \quad (16)$$

где ΔP_k – отклонение контурного давления от номинального: $\Delta P_k = P_k - P_{k,0}$, где $P_k, P_{3,0}$ соответственно текущее и номинальное (расчетное) контурное давление;

ΔQ_2 – отклонение притока в забой от номинального, полученное в результате отклонения контурного давления ΔP_k : $\Delta Q_2 = Q_2 - Q_{3,0}$, где Q_2 – значение притока при отклонении контурного давления от номинального.

Полное изменение притока ΔQ_3 определяется как сумма изменений притоков, вызванных отклонениями забойного и контурного давлений от номинальных значений: $\Delta Q_3 = \Delta Q_1 + \Delta Q_2$. Выразим данную сумму с помощью передаточных функций (15-16):

$$\Delta Q_3(s) = W_1(s) \Delta P_3(s) + W_2(s) \Delta P_k(s) = K \frac{bs-1}{Ts-1} \Delta P_3(s) + \frac{K}{Ts+1} \Delta P_k(s). \quad (17)$$

Далее, рассматривая s как оператор дифференцирования, преобразуем (23) в дифференциальное уравнение вида:

$$\Delta \dot{Q}_3 = \frac{K}{T} (b \Delta \dot{P}_3 + \Delta P_3 + \Delta P_k) - \frac{1}{T} \Delta Q_3. \quad (18)$$

Учитывая вышеприведенные соотношения, а также то, что $\Delta \dot{Q}_1 = \dot{Q}_1$, $\Delta \dot{Q}_2 = \dot{Q}_2$, $\Delta \dot{P}_3 = \dot{P}_3$, $\Delta \dot{P}_k = \dot{P}_k$, преобразуем полученное уравнение (18) в исконую модель в виде обыкновенного дифференциального уравнения вида:

$$\dot{X}_{ЗДС} = \dot{Q}_3 = \frac{1}{\pi \chi} \left(\frac{2\pi k_n h}{\eta \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} (5\pi \chi \dot{P}_3 + (P_3 - P_{3,0}) + (P_k - P_{k,0})) - (Q_3 - Q_{3,0}) \right). \quad (19)$$

Здесь параметры $(r_k, r_c, k_n, h, \chi, P_{3,0}, P_{k,0}, Q_{3,0})$ выступают в качестве коэффициентов модели.

3.5. Полная динамическая модель системы жидкостей

Полная модель системы жидкостей в переменных состояния представляет собой объединение моделей жидкостей в НКТ, ОК и ЗДС. Параметры полной модели формируются на основе параметров моделей жидкостей: управление – $U_{CJ} = P_H$, возмущение – $V_{CJ} = P_K$, состояние $X_{CJ} = (Q_3 P_3)$, выход – $Y_{CJ} = P_{HВХ}$.

Соответствующая структура динамической модели системы жидкостей показана на рис. 4.

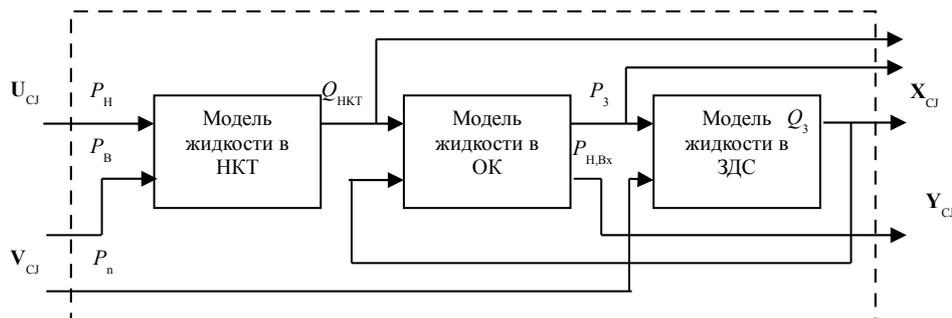


Рис. 4. Структура динамической модели системы жидкостей

Система уравнений динамической модели системы жидкостей в форме (1-2) имеет вид:

$$\dot{X}_{CJ} = \begin{pmatrix} \dot{Q}_{HKT} \\ \dot{P}_3 \\ \dot{Q}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{S_{HKT}}{\rho} \frac{P_B - P_H - P_{HKT} + P_\Gamma}{L_{HKT}} - \frac{32\eta}{D^2} Q_{HKT} \\ \frac{\rho g}{S_{OK}} (Q_3 - Q_{HKT}) \\ \frac{1}{\pi\chi} \left(\frac{2\pi k_n h}{\eta \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} (5\pi\chi \dot{P}_3 + (P_3 - P_{3,0}) + (P_K - P_{K,0})) - (Q_3 - Q_{3,0}) \right) \end{pmatrix}; \quad (20)$$

$$Y_{CJ} = P_{H,Вх} = P_3 - (L_{OK} - L_{HKT}) \rho g.$$

4. Полная динамическая модель нефтедобывающей скважины как объекта управления

Полная динамическая модель НС формируется путем объединения моделей УЭЦН и системы жидкостей. Параметры модели НС, сформированные на основе параметров моделей УЭЦН и системы жидкостей, имеют вид:

- вектор переменных состояния – $X = (n, P_3, Q_{HKT}, Q_3)^T$;
- вектор управляющих воздействий – $U = (u, f)^T$;
- вектор возмущающих воздействий – $V = (P_B, P_\Gamma, P_K)^T$.

Соответствующая структура полной динамической модели НС показана на рис. 5.

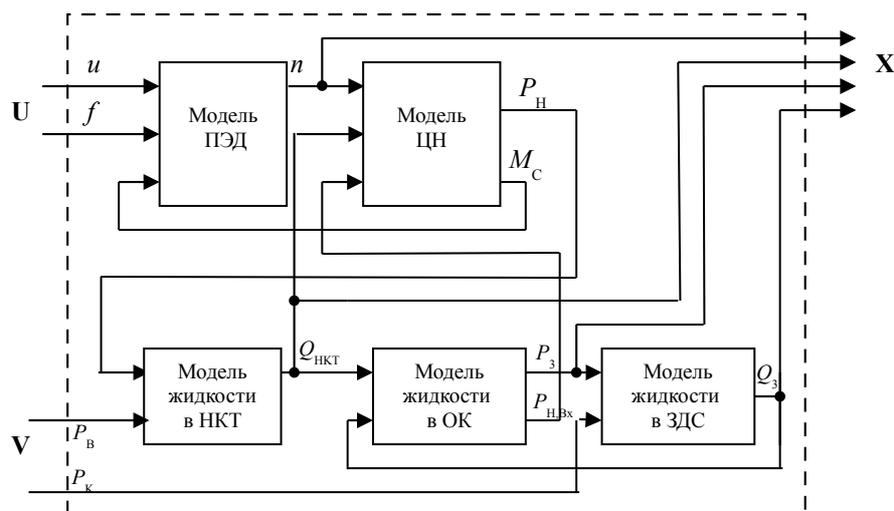


Рис. 5. Структура полной динамической модели НС как объекта управления

Соответствующая система уравнений модели НС в форме (1) имеет вид:

$$\dot{X} = \begin{pmatrix} \dot{n} \\ \dot{Q}_{HKT} \\ \dot{P}_3 \\ \dot{Q}_3 \end{pmatrix} = \frac{1}{2\pi J} \left(\frac{2 \cdot M_k \left(\frac{u}{u_n} \right)^2 / \left(\frac{f}{f_n} \right)^2}{\left(\frac{f-n}{p} + \frac{\Delta n_k}{\Delta n_k} \right)} \frac{Q_{HKT} \left(\rho g \left(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 - S_f Q_{HKT}^2 \right) - P_3 - (L_{OK} - L_{HKT}) \rho g \right)}{102 \eta_H 2 \pi n} 10^3 \right) \quad (21)$$

$$= \frac{S_{HKT}}{\rho} \frac{P_B - \rho g \left(H_{fn} \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 - S_f Q_{HKT}^2 \right) - P_{HKT} + P_\Gamma}{L_{HKT}} - \frac{32 \eta}{D_{HKT}^2} Q_{HKT} - \frac{\rho g}{S_{OK}} (Q_3 - Q_{HKT})$$

$$\frac{1}{\pi \chi} \left(\frac{2 \pi k_n h}{\eta \ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right)} (5 \pi \chi \dot{P}_3 + (P_3 - P_{3,0}) + (P_K - P_{K,0})) - (Q_3 - Q_0) \right)$$

В качестве коэффициентов модели НС выступает следующее множество параметров:

$$\left\{ J, M_k, u_n, f_n, \Delta n_k, p, \rho g, H_{fn}, S_f, L_{OK}, D_{HKT}, L_{HKT}, \eta_H, S_{HKT}, P_{HKT}, L_{HKT}, \eta, k_n, h, \chi, r_c, r_k, P_{3,0}, P_{K,0}, Q_{3,0} \right\}.$$

Вектор управляемых параметров Y и соответствующее соотношение $Y = F_Y(X, U, V)$ может быть различным и определяется выбранной целью управления.

Для оценки качества предложенной модели выполнялись вычислительные эксперименты с моделями отдельных узлов и системы в целом. В качестве примера результата вычислительного эксперимента на рис. 6. приведены процессы в НС, возникающие при изменении управляющего воздействия – частоты f питающего напряжения ПЭД и возмущающего воздействия – контурного давления P_K на границе ЗДС.

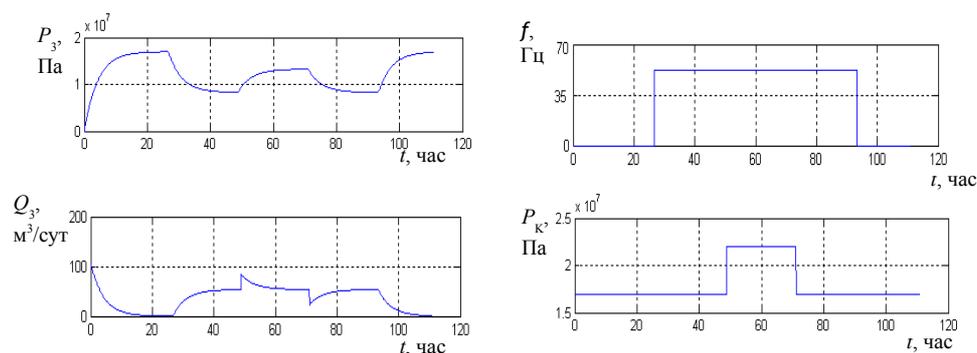


Рис. 6. Пример вычислительного эксперимента на базе динамической модели НС

В результате сравнительного анализа результатов многочисленных вычислительных экспериментов с промышленными данными был сделан вывод о достаточно высокой адекватности предложенной модели.

5. Применение динамической модели нефтедобывающей скважины для синтеза алгоритмов управления

Назначением представленной динамической модели является синтез алгоритмов $U(t) = A_U(X(t), V(t), t)$ автоматического управления процессами в НС. Основными этапами обобщенной процедуры данного синтеза являются: 1) определение цели управления; 2) выбор принципа управления; 4) выбор и применение метода синтеза алгоритма управления; 5) оценка эффективности алгоритма управления.

Цель управления отдельной НС определяется принятой стратегией управления группой скважин или месторождением на данном этапе, а следовательно может изменяться в процессе эксплуатации. Анализ показывает, что к основным типам целей, применяемым для управления НС, согласно классификации принятой в теории управления, относятся следующие:

– *цели оптимального типа* – обеспечение оптимального интегрального значения некоторого функционала от управляемого параметра $y(t)$, характеризующе-

го качество эксплуатации НС (объемы добычи, затраты и др) в интервале времени

$[t_0, t_1]: \int_{t_0}^{t_1} \hat{F}(y(t)) dt \rightarrow extr$. Одним из принципов достижения целей данного типа

является принцип программного прогнозирующего управления. Согласно данному принципу алгоритм управления определяется предварительно в виде оптимальной программы $U_{opt}(t)$, $t \in [t_0, t_1]$ с учетом прогноза возмущающих воздействий $V(t)$. Определение программы управления выполняется путем решения оптимизационной задачи с применением модели вида (1-2):

$$U_{opt}(t) = \operatorname{argmin}_{U(t)} \int_{t_0}^{t_1} \hat{F}(y(t)) dt,$$

при условиях $y(t) = F_y(X(t), U(t), V(t)); \dot{X} = F(X, U(t), V(t)); U \in G_U, X \in G_X$ где G_U, G_X – области, ограничивающие допустимые значения U, X . В качестве методов синтеза оптимальной программы управления $U_{opt}(t)$ могут быть применены методы, основанные на принципах максимума Понтрягина, динамического программирования Беллмана и др., в основе которых лежит применение модели вида (1-2) [4].

– *цели экстремального типа* – обеспечение текущего экстремального значения некоторого управляемого параметра $y(t)$, характеризующего качество эксплуатации НС: $y(t) \rightarrow extr$. Для достижения данной цели применяется принцип оптимального управления с обратной связью, когда в реальном времени решается задача поиска текущего оптимального управления: $U_{opt} = \operatorname{argmin}_U y$ с учетом условий $y = F_y(X, U, V); \dot{X} = F(X, U, V); U \in G_U, X \in G_X$. В качестве методов синтеза текущего управления могут применяться методы условной многопараметрической оптимизации, такие как градиентные методы, метод Гаусса-Зейделя и др.

– *цели регулирующего типа* – обеспечение текущего требуемого y_0 значения некоторого управляемого параметра y : $|y - y_0| \rightarrow \min$. Для достижения данной цели применяется принцип управления с обратной связью по отклонению $U = f(y - y_0)$. В качестве методов синтеза управления здесь могут быть применены методы классической теории линейного регулирования, где алгоритм управления синтезируется в форме передаточной функции корректирующего динамического звена. Для применения данных методов необходимо модель в форме (1-2) линеаризовать в окрестности номинального режима и представить в виде передаточных функций [9].

Заключение

В результате проведенных исследований предложена динамическая математическая модель нефтегазовой скважины на базе УЭЦН как объекта управления. Модель представлена в форме переменных состояния, обеспечивающей эф-

эффективное применение методов современной теории автоматического управления для решения задач синтеза и анализа алгоритмов управления процессами в нефтедобывающей скважине. Адекватность предложенной модели подтверждается проведенным сравнительным анализом результатов вычислительных экспериментов с промышленными данными.

Литература

1. Худяков Д., Маркелов Д. Интеллектуальные станции управления УЭЦН // Нефтегазовая вертикаль. 2011. №11. С. 64 - 68.
2. Хисамутдинов Н.И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки. СПб.: Недра, 2007. 232 с.
3. Конопля Д.В. Возможность планирования работ по выводу скважины на режим // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 114 - 116.
4. Александров А.Г., Артемьев В.М., Афанасьев В.Н. и др. Справочник по теории автоматического управления. Под ред. А.А. Красовского. М.: Наука, 1987. 712 с.
5. Ключев В.И. Теория электропривода. М.: Энергоатомиздат, 2001. 704 с.
6. Федосов Ф.Б. Простые динамические модели асинхронных двигателей. URL: http://model.exponenta.ru/bt/bt_354_AD_MechDin_Model.htm (дата обращения 15.06.2012)
7. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. М.: Машиностроение, 1966. 364 с.
8. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. М.: Недра, 1975. 296 с.
9. Попов Е.П. Теория линейных систем автоматического регулирования и управления. 2-е изд. М.: Наука, 1989. 304 с.
10. Тиаб Д., Доналдсон Э. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. 868 с.

DYNAMIC MODEL OF THE OIL WELLS ON THE BASIS OF THE ESCP AS THE OBJECT OF CONTROL

I.F. Nugaev¹, R.V. Iskuzhin²

Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russia

e-mail: ¹inugaev@yandex.ru, ²rustem22@mail.ru

Abstract. *The article is devoted to one of the urgent tasks in the field of automation of mechanized oil production on the basis of the ESCP – to the creation of a dynamic model of oil producing well as the object of control. The proposed dynamic model is presented in the form of state variables, ensuring effective use of the modern methods of synthesis and analysis of the control algorithms. The model includes the complex of the proposed dynamic models of the sub-systems that have a significant impact on the processes of the oil production control. These sub-systems include submersible motor, centrifugal pump, the system of liquids in the tubing, casing column, well drainage area. The results of the computational experiments is considered. The peculiarities of the application of the model in the synthesis of control algorithms are considered.*

Keywords: *oil well, automation, ESCP, dynamic model, control algorithm*

References

1. Khudyakov D., Markelov D. Intellektual'nye stantsii upravleniya UETsN (ESP intelligent control system), *Neftegazovaya vertikal' - Oil and Gas Vertical*, 2011, Issue 11, pp. 64 — 68.
2. Khisamutdinov N.I. Problemy sokhraneniya produktivnosti skvazhin i nefte-nasyshchennykh kollektorov v zaklyuchitel'noi stadii razrabotki (Problems of productivity maintenance for wells and oil-saturated reservoirs in the final stages of development). SPb., Nedra, 2007. 232 p.
3. Konoplya D.V. Vozmozhnost' planirovaniya rabot po vyvodu skvazhiny na rezhim (Capability of oil well startup planning), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2008, Issue 7, pp. 114 - 116.
4. Aleksandrov A.G., Artem'ev V.M., Afanas'ev V.N. i dr. Spravochnik po teorii avtomaticheskogo upravleniya (Control theory handbook). Ed.: A.A. Krasovskii. Moscow, Nauka, 1987. 712 p.
5. Klyuchev V.I. Teoriya elektroprivoda (Electric drive theory). Moscow, Energoatomizdat, 2001. 704 p.
6. Fedosov F.B. Prostye dinamicheskie modeli asinkhronnykh dvigatelei (Simple dynamic models of induction motors).
URL: http://model.exponenta.ru/bt/bt_354_AD_MechDin_Model.htm (last accessed on 15.06.2012)
7. Lomakin A.A. Tsentrobezhnye i osevye nasosy (Centrifugal and axial pumps). Moscow, Mashinostroenie, 1966. 364 p.

8. Charnyi I.A. Neustanovivsheesya dvizhenie real'noi zhidkosti v trubakh (Unsteady motion of a real fluid in pipes). Moscow, Nedra, 1975. 296 p.
9. Popov E.P. Teoriya lineinykh sistem avtomaticheskogo regulirovaniya i upravleniya (Theory of linear automatic control systems). 2 ed. Moscow, Nauka, 1989. 304 p.
10. Tiab D., Donaldson E. Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoistv gornyykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov. Moscow, Premium Inzhiniring, 2009. 868 p. (Transl. from: Djebbar, Erle C. Donaldson. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. Gulf Professional Publishing, 2003. 880 p.).