

Добыча, транспорт и переработка нефти и газа

УДК 681.5

СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ МНОГОКОНТУРНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ С ОБЪЕКТОМ РЕГУЛИРОВАНИЯ С ТРАНСПОРТНЫМ ЗАПАЗДЫВАНИЕМ

А.А. Афиногентов, Ю.Э. Плешивцева, С.П. Сетин, Ю.А. Тычинина

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Структурно-параметрический синтез системы автоматического регулирования процесса первичной переработки нефти на установке атмосферно-вакуумной трубчатке с объектом регулирования с транспортным запаздыванием проводится с использованием инженерной методик, основанной на альтернативном методе параметрической оптимизации. Для компенсации транспортного запаздывания в структуру регулирования введен ПИ-регулятор. Для реализации замкнутой САР объектом регулирования с астатизмом первого порядка использован ПД-регулятор. Поиск параметров настройки ПИ- и ПД-регуляторов проводится с использованием свойств амплитудно-частотных характеристик системы регулирования с обратной связью, для чего конструируются специальные системы уравнений, замкнутые относительно параметров настройки регуляторов и резонансных частот амплитудно-частотных характеристик.

Ключевые слова: *атмосферно-вакуумная перегонка нефти, система автоматического управления, транспортное запаздывание, структурный синтез, параметрический синтез, альтернативный метод.*

Задача структурно-параметрического синтеза многоконтурной системы автоматического регулирования (САР) процесса первичной переработки нефти на установке типа атмосферно-вакуумной трубчатке (АВТ) с несколькими типовыми регуляторами (ПИ- или ПИД) рассматривалась в работе [1].

Для целей параметрического синтеза САР температуры мазута использовались передаточные функции объектов управления в виде апериодических звеньев первого и второго порядков, что обусловлено применением типовых ПИД-регуляторов. В то же время реальная динамика температуры мазута на выходе из печи описывается мультипликативными передаточными функциями, состоящими из апериодического звена второго порядка и звена транспортного запаздыва-

Александр Александрович Афиногентов (к.т.н.), ассистент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Юлия Эдгаровна Плешивцева (д.т.н.), профессор кафедры «Управление и системный анализ в теплоэнергетике».

Сергей Петрович Сетин, аспирант,

Юлия Александровна Тычинина (к.т.н.), доцент кафедры «Автоматика и управление в технических системах».

ния, ввиду наличия протяженных трубопроводов как основных элементов конструкции установки АВТ.

В работе [2] предложена методика синтеза H^2 -оптимальных систем с запаздыванием, позволяющая получить решение, которое обладает значительной грубостью к параметрической неопределенности модели объекта, в том числе и к величине запаздывания.

В основе указанной методики лежит идея декомпозиции задачи управления на подзадачи управления объектом чистого запаздывания и управления с учетом инерционности объекта. Обе задачи решаются в классе оптимальных по квадратичному критерию систем.

В данной работе на примере локальной системы регулирования температуры мазута вакуумного блока перегонки нефти демонстрируется инженерная методика решения задачи структурно-параметрического синтеза многомерной САР для объектов регулирования со звеньями транспортного запаздывания с использованием равномерно-частотных показателей в форме H^∞ – норм $\|\bullet\|_\infty$ частотных характеристик, представляющих собой максимумы на оси частот максимальных сингулярных чисел соответствующих передаточных функций САР.

Структурный синтез САР

В качестве типовой структуры системы автоматического регулирования (САР) температуры мазута для объекта регулирования с транспортным запаздыванием приемем структуру, вид которой представлен на рис. 1.

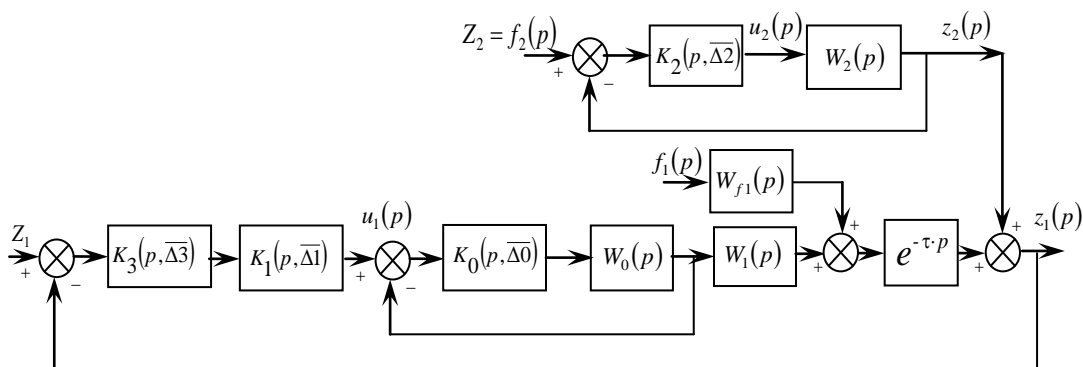


Рис. 1. Структурная схема системы автоматического регулирования температуры мазута вакуумного блока установки АВТ

В качестве объекта управления одной из подсистем САР установки АВТ рассматривается печь, предназначенная для подогрева мазута (сырья) с целью получения вакуумного газойля широкого фракционного состава (350–500 °С) и перегрева пара, который в дальнейшем поступает в вакуумную колонну и в отпарные колонны установки АВТ.

САР температуры мазута на выходе из печи представляет собой двухконтурную систему регулирования. Внутренний контур (регулятор K_0) обеспечивает регулирование расхода жидкого топлива в печь, который является управляющим воздействием (u_1) во внешнем контуре (регулятор K_1). Управляющим воздействием (u_0) во внутреннем контуре является изменение давления жидкого топлива, подаваемого в печь.

Основными внешними возмущениями, обрабатываемыми САР, являются изменение расхода (f_1) перегретого пара в печь и изменение расхода (f_2) перерабатываемого сырья (мазута).

САР расхода пара в печь представляет собой одноконтурную систему регулирования с регулятором K_2 , в качестве управляющего воздействия (u_2) выступает изменение подачи (расхода) пара в змеевики печи. Объектом управления является участок паропровода, служащий для подачи пара в печь и описываемый передаточной функцией W_2 .

Подробный анализ САР температуры мазута приведен в работе [1].

В САР температуры мазута на выходе из печи, соответствующей приведенной на рис. 1 структуре, каждый k -й локальный контур управления характеризуется следующими величинами: $z_n(p)$ – управляемая переменная; Z_k – задание; $u_k(p)$ и $f_k(p)$ – управляющее и возмущающее воздействия соответственно.

Передаточные функции объектов управления W_0, W_1, W_2 с постоянными коэффициентами и звена транспортного запаздывания, полученными на стадии анализа действующей САУ установкой АВТ, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры объектов управления САР

Контур САУ, k	Передаточная функция $W(p)$	Транспортное запаздывание τ, c
0	$W_0(p) = \frac{1}{16p + 1}$	0
1	$W_1(p) = \frac{49}{742p^2 + 239p + 1}; W_{f1}(p) = \frac{3,6(4,7p + 1)}{742p^2 + 239p + 1}$	$e^{-125p},$ $\tau = 125 c$
2	$W_2(p) = \frac{1}{3,6p + 1}$	0

Отличительной особенностью рассматриваемой в настоящей работе структуры САР является наличие звена транспортного запаздывания, которое отнесено к выходам объекта и фильтра помехи f_1 ; следовательно, возникает новая задача структурно-параметрического синтеза, т. к. использование ПИД-регулятора (K_1) не обеспечивает одновременную компенсацию транспортного запаздывания и динамического звена объекта регулирования.

Согласно результатам работы [2] решение задачи оптимального управления с минимизацией интегрального квадратичного функционала для объекта чистого запаздывания, грубого по отношению к вариациям величины запаздывания, достигается в классе ПИ-законов регулирования. При этом звено транспортного запаздывания описывается в виде аппроксимации Паде первого порядка (1):

$$e^{-\tau^0 p} = \frac{1 - \tau^0 p / 2}{1 + \tau^0 p / 2} = \frac{2 - \tau^0 p}{2 + \tau^0 p}. \quad (1)$$

На первом этапе решения задачи синтеза регулятора для объекта с транспортным запаздыванием для компенсации чистого запаздывания введем ПИ-регулятор (K_3), имеющий передаточную функцию вида

$$K_{III}(p, \bar{\Delta}) = \frac{\Delta_1 + \Delta_2 p}{p}, \quad (2)$$

последовательно соединив его с регулятором (K_I), структуру которого необходимо уточнить.

Передаточную функцию объекта управления запишем в виде

$$W_0(p) = \frac{W_0(p)K_0(p, \bar{\Delta 0})}{1 + W_0(p)K_0(p, \bar{\Delta 0})} W_1^*(p), \quad (3)$$

здесь

$$W_0(p) = \frac{1}{T_0 p + 1}; K_0(p, \bar{\Delta 0}) = \frac{\Delta 0_1 + \Delta 0_2 p + \Delta 0_3 p^2}{p}; W_1^*(p) = \frac{k_1 \cdot e^{-Tp}}{T_{11} p^2 + T_{12} p + T_{13}}. \quad (4)$$

Последовательным соединением ПИ-регулятора (K_3), корректирующего влияние звена чистого запаздывания и объекта регулирования (3), может быть получен объект с астатизмом первого порядка. Следовательно, оптимальным в такой структуре будет регулятор (K_I), реализующий ПД-закон регулирования с передаточной функцией вида

$$K_{ПД}(p, \bar{\Delta}) = \Delta_1 + \Delta_2 p. \quad (5)$$

На следующем этапе решения задачи структурно-параметрического синтеза САР температуры мазута необходимо определить численные значения вектора $\bar{\Delta}$ искомых параметров настройки для регуляторов K_I и K_3 .

Постановка задачи параметрического синтеза САУ

Предлагаемая в данной работе методика решения задачи структурно-параметрического синтеза САР при наличии транспортного запаздывания в модели объекта базируется на альтернативном методе параметрической оптимизации [3, 4].

В качестве критерия оптимизации $I(\bar{\Delta})$, характеризующего реакцию системы на внешнее возмущение, примем максимум соответствующей амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) номинальной системы по возмущению. Тогда задача сводится к поиску n -мерного вектора параметров $\bar{\Delta} = (\Delta_i)$, $i = \overline{1, n}$, минимизирующего $I(\bar{\Delta})$, т. е. минимакс вида

$$I(\bar{\Delta}) = \max_{\omega} |W_{zf}(i\omega, \bar{\Delta})| \rightarrow \min_{\Delta \in E^n}, \quad (6)$$

где $W_{zf}(i\omega, \bar{\Delta})$ – частотная передаточная функция системы по каналу возмущения.

Требования к качественным показателям сформулируем в виде ограничения на максимум АЧХ номинальной системы по каналу управляющего воздействия:

$$F(\bar{\Delta}) = \max_{\omega} |W_{zu}(i\omega, \bar{\Delta})| \leq M, \quad (7)$$

где $W_{zu}(i\omega, \bar{\Delta})$ – частотная передаточная функция системы по каналу управления,

а в качестве ограничения примем величину показателя колебательности M .

В итоге приходим к задаче параметрического синтеза регулятора, при котором функционал (6) должен принимать минимальное значение в условиях заданного ограничения (7) на величину показателя колебательности M .

Сформулируем такую задачу следующим образом: требуется найти вектор оптимальных параметров $\bar{\Delta} = (\bar{\Delta}_1, \bar{\Delta}_3) = (\Delta_i), i = \overline{1,4}$, структуры регулирования, состоящей из регуляторов $K_1(p, \bar{\Delta}_1)$ и $K_3(p, \bar{\Delta}_3)$, который обеспечивал бы инвариантность системы к внешнему возмущающему воздействию $f_1(p)$ в условиях ограничения на показатель колебательности системы M по каналу управления.

В условиях фиксированных значений параметров $\bar{\Delta}^0$ настройки регулятора K_0 получим задачу параметрического синтеза САР, которая сводится к отысканию вектора параметров $\bar{\Delta}^0 = (\Delta_1^0, \Delta_2^0, \Delta_3^0, \Delta_3^0)$, содержащего значения четырех параметров настройки регуляторов K_1 и K_3 : $\bar{\Delta}_1^0 = (\Delta_1^0, \Delta_2^0)$ и $\bar{\Delta}_3^0 = (\Delta_3^0, \Delta_3^0)$.

Метод решения задачи основан на универсальных свойствах АЧХ системы автоматического регулирования $|W_{zf}(i\omega, \bar{\Delta}^0)|$ и $|W_{zu}(i\omega, \bar{\Delta}^0)|$, для которых на оси частот $\omega \in [0; +\infty[$ существует не менее $R_f \geq 1$ различных точек $\omega_{fq}, q = \overline{1, R_f}$ и $R_u \geq 1$ различных точек $\omega_{uS}, S = \overline{1, R_u}$ достижения максимальных значений, равных соответственно $I(\bar{\Delta}^0)$ и $F(\bar{\Delta}^0) = M$. При этом выполняется соотношение

$$R_f + R_u = n + 1, \quad (8)$$

где n – число искоемых параметров.

Исключением является возможная ситуация, когда имеется минимальное число таких точек, т. е. $R_f = 1$ и (или) $R_u = 1$, тогда выполняется соотношение

$$R_f + R_u < n + 1, \text{ если } n \geq 2. \quad (9)$$

Отмеченные свойства позволяют составить замкнутую систему $n+1$ уравнений для АЧХ $|W_{zf}(i\omega, \bar{\Delta}^0)|$ и $|W_{zu}(i\omega, \bar{\Delta}^0)|$ относительно всех $n+1$ искоемых параметров, в роли которых выступают n компонент $\Delta_i^0, i = \overline{1, n}$, вектора $\bar{\Delta}^0$ и минимум $I(\bar{\Delta}^0)$.

При наличии дополнительной информации о форме соответствующих АЧХ можно дополнить данную систему уравнений условием существования экстремума указанных частотных характеристик в этих точках.

Тогда получаем систему $2(n+1)$ уравнений:

$$\begin{aligned} \left| W_{zf} \left(\square \omega_{fq}^0, \overline{\Delta^0} \right) \right| - I \left(\overline{\Delta^0} \right) &= 0; \quad \frac{\partial}{\partial \omega} \left| W_{zf} \left(\square \omega_{fq}^0, \overline{\Delta^0} \right) \right| = 0; \\ \left| W_{zu} \left(\square \omega_{us}^0, \overline{\Delta^0} \right) \right| - M &= 0; \quad \frac{\partial}{\partial \omega} \left| W_{zu} \left(\square \omega_{us}^0, \overline{\Delta^0} \right) \right| = 0; \\ q &= \overline{1, R_f}; \quad S = \overline{1, R_u}; \quad R_f + R_u = n + 1 \end{aligned} \quad (10)$$

с $2(n + 1)$ неизвестными: n настроек регулятора Δ_i^0 , $i = \overline{1, n}$, величина $I \left(\overline{\Delta^0} \right)$, R_f координат точек ω_{fq}^0 , R_u координат точек ω_{us}^0 .

Решение системы (10) относительно указанных n неизвестных является решением задачи параметрического синтеза.

Для случая, когда $R_f + R_u < n + 1$ (т. е. когда по крайней мере одна АЧХ имеет единственную точку максимума), дополнительное уравнение формулируется в виде необходимого условия экстремума, сводящегося к равенству нулю определителя, составленного из производных АЧХ системы по каналам управления и возмущения по искомым параметрам регулятора:

$$\begin{aligned} \det \left[\frac{\partial}{\partial \Delta_i} \left| W_{zu} \left(\square \omega_{us}^0, \overline{\Delta^0} \right) \right| ; \frac{\partial}{\partial \Delta_i} \left| W_{zf} \left(\square \omega_{fq}^0, \overline{\Delta^0} \right) \right| \right] &= 0; \\ q &= \overline{1, R_f}; \quad S = \overline{1, R_u}; \quad R_f + R_u = n + 1; \quad i = \overline{1, n}. \end{aligned} \quad (11)$$

Методика решения задачи параметрического синтеза САР температуры мазута для объекта с транспортным запаздыванием

Определение оптимальных параметров настройки регуляторов K_1 и K_3 проводится с учетом минимизации реакции САУ на возмущающее воздействие f_1 по описанной выше схеме альтернативного метода при фиксированных значениях параметров настроек $\overline{\Delta^0}$ регулятора K_0 . Функционал $I(\overline{\Delta})$ задается максимумом АЧХ САР по каналу внешнего возмущения f_1 и будет в данном случае иметь вид

$$I(\overline{\Delta}) = \left| W_{1zf1}^* \left(i\omega, \overline{\Delta} \right) \right| = \left| \frac{W_{f1}^*(i\omega)}{1 + W_{0zu}(i\omega, \overline{\Delta_0}) \cdot W_1^*(i\omega) \cdot K_1(i\omega, \overline{\Delta_1}) \cdot K_3(i\omega, \overline{\Delta_3})} \right|, \quad (12)$$

а функционал $F(\overline{\Delta})$ задан максимумом АЧХ САР по каналу управления, которая имеет вид

$$F(\overline{\Delta}) = \left| W_{1zu}^* \left(i\omega, \overline{\Delta} \right) \right| = \left| \frac{W_{0zu}(i\omega, \overline{\Delta_0}) \cdot W_1^*(i\omega) \cdot K_1(i\omega, \overline{\Delta_1}) \cdot K_3(i\omega, \overline{\Delta_3})}{1 + W_{0zu}(i\omega, \overline{\Delta_0}) \cdot W_1^*(i\omega) \cdot K_1(i\omega, \overline{\Delta_1}) \cdot K_3(i\omega, \overline{\Delta_3})} \right|. \quad (13)$$

На рис. 2 приведен график АЧХ по каналам управления и возмущения контура управления с регуляторами K_1 и K_3 , с оптимальными настройками $\overline{\Delta^0}$, определенными по описанной выше схеме альтернативного метода.

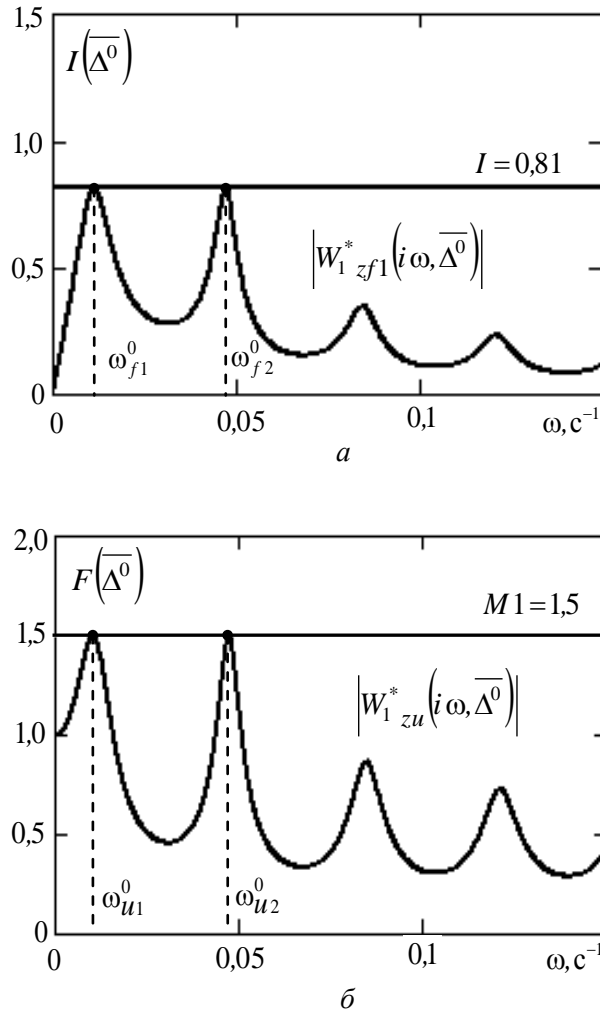


Рис. 2. АЧХ замкнутой системы контура регулирования по каналам задания и возмущения f_j :
 a – критерий оптимальности, b – функциональные ограничения

В данном случае АЧХ оптимальной системы имеют по два равных максимума, относительно которых составляется следующая система уравнений:

$$\begin{aligned}
 & \left| W_{1 z f 1}^*(i\omega_{f1}^0, \bar{\Delta}^0) \right| - I(\bar{\Delta}^0) = 0; \quad \frac{\partial}{\partial \omega} \left| W_{1 z f 1}^*(i\omega_{f1}^0, \bar{\Delta}^0) \right| = 0; \\
 & \left| W_{1 z f 1}^*(i\omega_{f2}^0, \bar{\Delta}^0) \right| - I(\bar{\Delta}^0) = 0; \quad \frac{\partial}{\partial \omega} \left| W_{1 z f 1}^*(i\omega_{f2}^0, \bar{\Delta}^0) \right| = 0; \\
 & \left| W_{1 z u}^*(i\omega_{u1}^0, \bar{\Delta}^0) \right| - M_1 = 0; \quad \frac{\partial}{\partial \omega} \left| W_{1 z u}^*(i\omega_{u1}^0, \bar{\Delta}^0) \right| = 0; \\
 & \left| W_{1 z u}^*(i\omega_{u2}^0, \bar{\Delta}^0) \right| - M_1 = 0; \quad \frac{\partial}{\partial \omega} \left| W_{1 z u}^*(i\omega_{u2}^0, \bar{\Delta}^0) \right| = 0; \\
 & q = \overline{1, R_f}; \quad S = \overline{1, R_u}; \quad R_f + R_u = n, \quad R_f = R_u = 2
 \end{aligned} \tag{14}$$

с девятью неизвестными: $n=4$ настроек регуляторов K_I и K_3 , $\overline{\Delta^0}=(\Delta 1_1^0, \Delta 1_2^0, \Delta 3_1^0, \Delta 3_2^0)$, величина $I(\overline{\Delta^0})$, $R_f=2$ координат точек ω_{fj}^0 , $R_u=2$ координат точек ω_{us}^0 . Система восьми уравнений (14) с девятью неизвестными должна быть дополнена условием равенства нулю определителя вида

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_1}; & \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_1}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_1}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_1}; \\ \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_2}; & \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_2}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_2}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 1_2}; \\ \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_1}; & \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_1}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_1}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_1}; \\ \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_2}; & \frac{\partial |W_{1zu}^*(i\omega_{u2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_2}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f1}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_2}; & \frac{\partial |W_{1zf1}^*(i\omega_{f2}^0, \overline{\Delta^0})|}{\partial \Delta 3_2}. \end{vmatrix} \quad (15)$$

Результаты решения задачи для различных значений показателя колебательности M_I САР расхода пара в печь приведены в табл. 2.

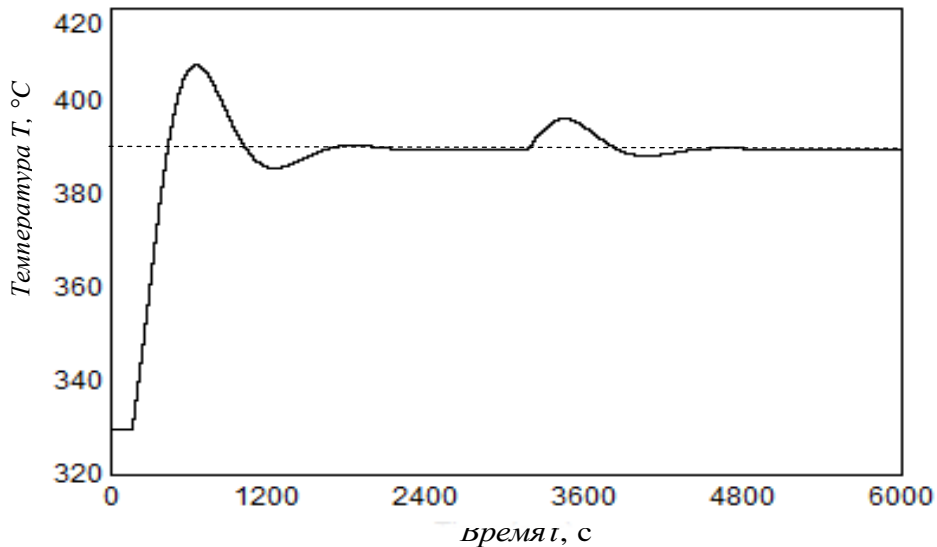


Рис. 3. Переходные процессы в САР температуры мазута установки АВТ

На рис. 3 представлен график переходных процессов первоначального пуска при заданном значении температуры мазута ($Z_1=390^\circ\text{C}$) и нанесении внешнего возмущения изменением расхода перегретого пара (по каналу $f_1 \rightarrow z_1$), проходящих в синтезируемой САР с оптимальными параметрами настройки регуляторов.

Результаты решения задачи параметрического синтеза САР

M_I	1,4	1,45	1,5	1,55	1,6	1,65	1,7
$\Delta 1_1$	4,57	4,03	3,12	2,44	1,85	1,26	0,58
$\Delta 1_2$	242,58	338,59	350,19	361,25	377,25	393,91	376,49
$\Delta 3_1$	0,000257	0,000261	0,000295	0,000318	0,000329	0,000334	0,000361
$\Delta 3_2$	0,009558	0,006224	0,005356	0,004469	0,003488	0,002509	0,001823
$I(\Delta)$	0,769	0,792	0,816	0,840	0,865	0,891	0,915

Отыскание настроек регулятора (K_2) в контуре регулирования внешнего возмущения проводится в дальнейшем по методике, описанной в работе [1].

Заключение

Задача структурно-параметрического синтеза многоконтурной САР температуры мазута вакуумного блока перегонки нефти установки АВТ для объектов регулирования со звеньями транспортного запаздывания решена с учетом результатов, полученных в работах [1, 2]. В частности, для компенсации транспортного запаздывания в структуру регулирования введен ПИ-регулятор, а для реализации замкнутой САР объектом регулирования с астатизмом первого порядка использован ПД-регулятор. Поиск параметров настройки для рассматриваемой структуры, состоящей из последовательно соединенных ПД- и ПИ-звеньев, проведен с использованием методики параметрического синтеза многоконтурных САР в частотной области, предложенной в работе [1] и основанной на альтернативном методе параметрической оптимизации [3, 4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Афиногентов А.А., Плишивцева Ю.Э., Сетинн С.П., Снопков А.С. Структурно-параметрический синтез многоконтурной системы автоматического управления технологическим процессом первичной переработки нефти // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2013. – № 4(40). – С. 169-180.
2. Ремизова О.А., Рудакова И.В., Сырковакин В.В., Фокин А.Л. Робастное управление линейным объектом с запаздыванием с применением квадратичных методов синтеза системы // Изв. вузов. Приборостроение. – 2011. – Т. 54. – № 12. – С. 22-29.
3. Рапопорт Э.Я. Альтернативный метод параметрического синтеза H^∞ -оптимальных систем автоматического управления // Изв. РАН. Теория и системы управления. – 2000. – № 1. – С. 79-90.
4. Рапопорт Э.Я. Альтернативный метод в прикладных задачах оптимизации. – М.: Наука, 2000. – 336 с.

Статья поступила в редакцию 1 октября 2014 г.

STRUCTURAL-PARAMETRIC SYNTHESIS OF MULTILoop AUTOMATIC CONTROL SYSTEM OF INITIAL OIL REFINING TECHNOLOGICAL PROCESS FOR CONTROL OBJECT WITH A TRANSPORT DELAY

A.A. Afinogentov, Yu.E. Pleshivtseva, S.P. Setin, Yu.A. Tychinina

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

Structural and parametrical synthesis of automatic control system of initial oil refining technological process on the atmospheric-vacuum distillation unit with the control object with transport delay is performed using the engineering design procedure based on alternance method of parametric optimization. The PI-controller is integrated into the regulation structure in order to compensate transport delay. The PD-controller is used to implement the feedback automatic control system by the control object with the first-order astatism. Adjustment parameters for PI- and PD-controllers are defined using the properties of frequency-response characteristics of the feedback control system; to do this, special control systems are designed which are closed towards the regulator adjustment parameters and resonance frequency of frequency-response characteristics.

Keywords: *atmospheric-vacuum oil refining, automatic control system, transport delay, structural synthesis, parametric synthesis, alternance method.*

*Alexander A. Afinogentov (Ph.D. (Techn.)), Assistant.
Yulia E. Pleshivtseva (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Sergey P. Setin, Postgraduate Student.
Yulia A. Tychinina (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.*

УДК 620.197

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОТЕКТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, ИЗГОТАВЛИВАЕМЫХ ИЗ ВТОРИЧНЫХ АЛЮМИНИЕВЫХ СПЛАВОВ

Н.Г. Кац, С.В. Васильев

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Рассмотрены вопросы применения вторичных алюминиевых сплавов в качестве протекторов. Представлены характеристики сплавов, выбор их типоразмера и свойства в случае применения их для защиты нефтяных резервуаров. Показаны конструкции протекторов, их типоразмеры, особенности применения в тех или иных случаях эксплуатации. Представлены характеристики протекторов, изготавливаемых из вторичных алюминиевых сплавов. Проведены испытания по определению скорости саморастворения протекторных сплавов и определены зависимости потенциалов протекторов от концентрации раствора. Даны рекомендации по определению материального исполнения протекторов, их типоразмеры и область применения в зависимости от способа хранения нефтепродукта.

Ключевые слова: резервуар, протекторная защита, вторичные сплавы.

В нефтяной промышленности используется большое количество стальных вертикальных резервуаров различной вместимости для хранения и обработки нефти и нефтепродуктов. Функционирующий резервуарный парк имеет большую массу – около 5 млн т металла [1]. Срок службы резервуаров зависит от типа хранимого продукта и колеблется от 15 лет для подготовки нефти и бензина до 1 года и менее (отдельные элементы резервуаров) для высокосернистых обводненных нефтей, содержащих углекислый газ.

В последние годы наблюдается явная тенденция к возрастанию обводненности нефти. При хранении нефти в резервуарах вода, содержащая растворимые соли, находится в нижней части резервуара и является электролитической средой. Скорость коррозии углеродистых и низколегированных сталей в пластовых и подтоварных водах, по данным разных авторов, колеблется от 0,1 до 4,0 мм/год.

Известно [2], что наиболее интенсивному коррозионному износу подвергаются днища и нижние пояса резервуаров, работающие в контакте с подтоварной водой. Скорость коррозионного разрушения велика, поэтому в настоящее время без защиты от коррозии резервуары не принимаются в эксплуатацию.

Для борьбы с коррозией применяются различные методы: обработка коррозионной среды, нанесение защитных покрытий и электрохимическая защита [3-5], которая подразделяется на катодную (с использованием станций катодной защиты) и протекторную (с подбором материала протектора более электроотрицательного, чем защищаемая конструкция). Протекторная защита проста, надежна в эксплуатации, не требует дополнительных капитальных вложений и средств

Николай Григорьевич Кац (к.т.н., доц.), доцент кафедры «Машины и аппараты химических производств».

Сергей Владимирович Васильев, ведущий инженер.

контроля и автоматики [2, 6].

Протекторная защита заключается в создании гальванической пары «стальное днище и нижние пояса (катод) – протектор (анод)». При электрохимическом взаимодействии происходит разрушение анода, а скорость коррозии катода существенно снижается, и теоретически коррозия может полностью прекратиться.

Материал протектора должен быть более электроотрицательным по отношению к защищаемой поверхности. Для изготовления протекторов могут использоваться магний, цинк, алюминий и их сплавы.

Наиболее эффективными, отвечающими вышеперечисленным требованиям, являются алюминий и магний, причем по величине создаваемой электродвижущей силы предпочтение следует отдать магнию. Вместе с тем магний характеризуется несколько повышенной скоростью растворения по сравнению с алюминием. На поверхности алюминия образуется плотный слой оксидов, снижающий эффективность работы протектора, влияние которого уменьшается с возрастанием минерализации воды.

Следовательно, материал протектора выбирается в зависимости от общей минерализации подтоварной воды. Опыт эксплуатации протекторной защиты [2] свидетельствует, что при минерализации более 40 г/л следует использовать алюминиевые протекторы.

Промышленность выпускает протекторы, изготавливаемые литьем в формы, которые применяются для защиты резервуаров: ПМР-5, ПМР-10, ПМР-20, АП-20, ПОКА-20 и др. Используются как компактные (рис. 1), так и протяженные (рис. 2) протекторы [4, 5, 7].

Выбор конструкции и типоразмера протекторов производится с учетом обеспечения:

- требуемого срока службы;
- оптимальной зоны защитного действия протектора;
- удобства и простоты монтажа, демонтажа и возобновления;
- простоты изготовления на металлургических заводах.

В условиях рыночной экономики большое значение имеет стоимость протекторных сплавов. Вот почему применение в качестве протекторов вторичных алюминиевых сплавов экономически целесообразно. По своим параметрам и характеристикам такие протекторы не уступают промышленным, а их стоимость гораздо ниже [2, 8, 10].

К настоящему времени освоено полупромышленное производство протекторов из вторичного алюминия: компактных ИМС-10 и ИМС-14, протяженных АПП-6 и АПП-9. Структура и свойства материалов, а следовательно, и эксплуатационные характеристики определяются наличием легирующих элементов и присадок.

Зона защитного действия протекторов определяется материалом протекторов, минерализацией и уровнем подтоварной воды, наличием и свойствами защитного покрытия.

Защитное покрытие может быть сплошным или местным из полимерных материалов на различной основе. Технология нанесения защитного покрытия, способ подготовки поверхности, а также количество слоев и состав наносимого материала определяются в каждом конкретном случае. Наиболее часто подготовка поверхности заключается в зачистке до металлического блеска с обработкой преобразователями ржавчины. Покрытие обычно наносится в 2-3 слоя с предварительным отгрунтовыванием.

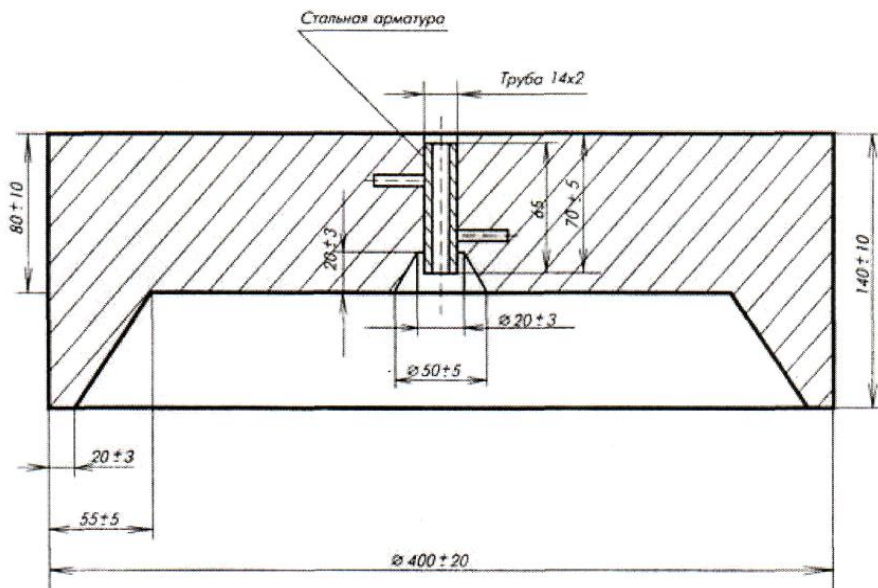


Рис. 1. Протектор марки ПМР

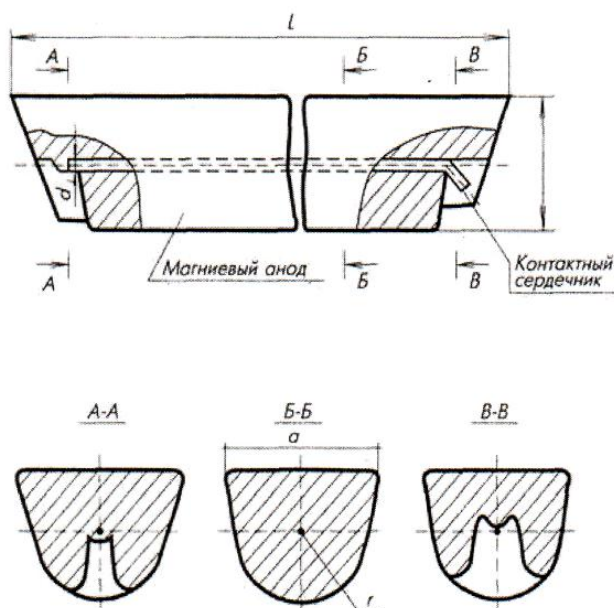


Рис. 2. Протектор марки ПМ

Проведены исследования свойств вторичных алюминиевых сплавов с целью определения их электрохимических и коррозионных характеристик, возможности их использования для изготовления протекторов. Материал протекторов по своим химическим составам приближается к маркам АМг, АВ, АК-8, Al-Cu-Si. Химический состав исследуемых образцов представлен в таблице [13].

Пластовые воды по своему химическому составу разнообразны и могут

иметь различное содержание отдельных компонентов [2, 5, 8, 10]. Для проведения исследований был выбран модельный раствор, состав которого наиболее близок к химическому составу подтоварных вод: 98,6 % – NaCl; 0,28 % – ион Ca^{2+} ; 0,012 % – ион Mg^{2+} ; 0,524 % – ион SO_4^{2-} . Зависимость весовых показателей саморастворения от минерализации воды представлена на рис. 3.



Рис. 3*. Зависимость весового коэффициента скорости саморастворения образцов от минерализации раствора:

1 – образцы, приближенные к марке АВ; 2 – образец, приближенный к марке АК-8; 3 – образцы на основе сплава Al–Cu–Si; 05-09,12 – образцы, приближенные к марке АМг

Химический состав вторичных алюминиевых сплавов

№ образца	Содержание основных элементов, % (основ. Al)								Примечание
	Cu	Si	Mg	Mn	Ti	Fe	Zn	Be	
2	0,80	0,60	1,52	0,26	0,02	0,40	–	–	Марка АВ
3	0,75	0,62	0,32	0,15	0,02	0,41	–	–	
5	2,30	0,71	0,75	0,33	0,03	0,69	–	–	Марка АК-8
1	0,84	0,63	1,90	0,74	-	0,50	0,20	–	Марка Al-Cu-Si
8	1,05	2,50	0,10	0,15	0,02	-,58	–	–	
11	1,18	2,54	0,12	0,10	0,02	0,52	–	–	
05	–	–	4,00	0,09	–	0,45	–	0,0002	Марка АМг
06	–	–	4,15	0,09	–	0,47	–	0,0002	
07	–	–	3,80	0,09	–	0,49	–	0,0002	
08	–	–	3,90	0,09	–	0,60	–	0,0002	
09	–	–	3,95	0,09	–	0,42	–	0,0002	
12	–	–	3,9	0,19	–	0,45	–	0,0002	

* Результаты получены при участии М.В. Бестужевского.

Из представленных данных (см. рис. 3) видно, что самую низкую скорость саморастворения показали образцы, химический состав которых близок к АВ и АМг, что объясняется низким содержанием в них меди и железа и высоким содержанием магния.

На рис. 4 представлены данные о величине стационарного электродного потенциала материалов протекторов в зависимости от концентрации раствора. Из представленных данных видно, что наиболее отрицательным потенциалом обладают образцы, состав которых приближается к сплаву АМг. Образцы, состав которых приближается к сплаву АВ и АК-8, а также сплав на основе Al-Cu-Si, потенциалы которых находятся в интервале от -0,38 до -0,52 В, не смогут обеспечить необходимую степень защиты конструкции от коррозии.

На долговечность протекторных сплавов существенное влияние оказывают включения по границам зерен [2, 11-13], это хорошо просматривается по рис. 5. Чем равномернее распределены эти включения по границам зерен, тем однороднее структура металла, поэтому в образцы вводили модификаторы, такие как медь, железо и т. д.

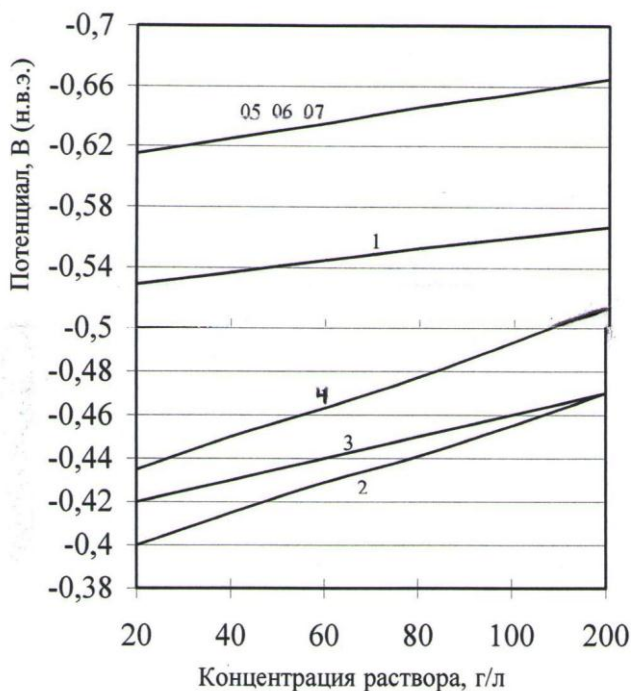


Рис. 4*. Зависимость потенциалов образцов от минерализации раствора:

- 1 – образцы, приближенные к марке АВ; 2 – образец, приближенный к марке АК-8; 3 – образцы на основе сплава Al-Cu-Si;
- 4 – образцы, приближенные к марке АМг

По разработкам авторов [2, 8, 10] была осуществлена протекторная защита более 40 резервуаров различной вместимости (от 1000 до 20000 м³) для хранения и обработки нефти на Новокуйбышевском НПЗ, на НГДУ «Бузулукнефть», «Бугурусланнефть», «Сорочинскнефть», «Южоренбургнефть», входящих в состав АО «Оренбургнефтегаз», в НГДУ «Арланнефть», «Туймазанефть» и «Уфанефть» АО «Башнефть». Большая работа по внедрению протекторной защиты проводи-

лась на нефтегазодобывающих предприятиях Тюменской области.

При защите от коррозии товарных резервуаров, подтоварная вода в которых имеет незначительную минерализацию, а водяная подушка не превышает 0,5 м, можно рекомендовать к использованию магниевые протекторы ПМР-20. Для защиты днища буферных и водяных резервуаров с подтоварной водой высокой минерализации и уровнем от 3 до 9 м следует применять алюминиевые протекторы АП-20 или протекторы из вторичных алюминиевых сплавов ИМС-10 и ИМС-14. Количество протекторов на днище зависит от вместимости резервуара и степени минерализации воды. Для защиты стенок рекомендуется использовать стержневые протекторы, которые располагаются в несколько ярусов по образующим. Промышленность такие протекторы из чистого алюминия не выпускает, поэтому можно рекомендовать в качестве материала вторичные алюминиевые сплавы.

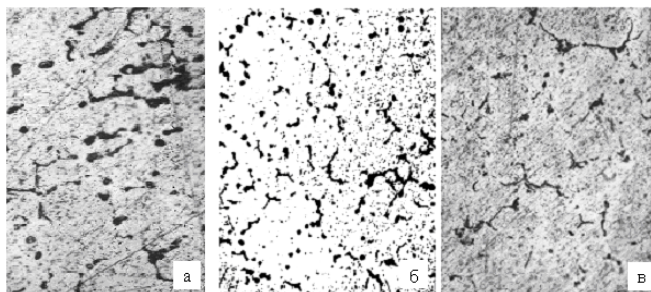


Рис. 5. Микроструктура образцов (x500):
а – образец № 05; б – образец № 06; в – образец № 09

Для повышения надежности и долговечности протекторной защиты с одновременной экономией протекторных материалов следует дополнительно использовать защитные покрытия.

При необходимости между протектором и поверхностью резервуара могут устанавливаться дополнительные прокладки из пленочных диэлектрических материалов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Обеспечение качества при строительстве и ремонте вертикальных стальных цилиндрических резервуаров // Безопасность труда в промышленности. – 1996. – № 9. – С. 39-42.
2. Бестужевский М.В. Влияние химического состава вторичных алюминиевых сплавов на эффективность их работы в качестве протекторов // Научно-технический вестник Роснефть. – 2009. – № 1. – 53-55.
3. Зиневич А.М., Глазков В.И., Котик В.Г. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии. – М.: Недра, 1975. – 288 с.
4. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов: Учеб. пособие. – 2-е изд., стереотип. Перепеч. изд. 1976. – М.: Альянс, 2006. – 472 с.
5. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: Учеб. пособие. – М.: Машиностроение, 2011. – 436 с.
6. Юхневич Р. Техника борьбы с коррозией: пер. с польск. Под ред. А.М. Сухотина. – Л.: Химия, 1980. – 224 с.
7. Инструкция по протекторной защите резервуаров РВС от коррозии. Уфа-Бугульма // РД 39-0147585-93. – 1993. – 38 с.
8. Васильев С.В., Кац Н.Г., Парфенова С.Н., Живаева В.В., Доровских И.В. Общая характеристика и свойства подтоварных вод // ВНИИОЭНГ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 12. – С. 41-42.

9. *Каспарьянц К.С.* Проектирование обустройства нефтяных месторождений. – Самара: СамВен, 1990. – 412 с.
10. *Бестужевский М.В., Стариков В.П., Кац Н.Г., Лесухин С.П., Живаева В.В., Доровских И.В.* Исследование влияния химического состава вторичных алюминиевых сплавов на эффективность их работы в качестве протекторов // ВНИИОЭНГ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 5. – С. 24-27.
11. *Гуляев А.П.* Металловедение: Учеб. пособие / 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Металлургия, 1986. – 544 с.
12. *Сокол И.Я., Ульянин Е.А., Фельдгандлер Э.Г.* Структура и коррозия металлов и сплавов. Атлас: Справочник. – М.: Металлургия, 1989. – 400 с.
13. Руководство для подготовки инспекторов по визуальному и измерительному контролю качества окрасочных работ. – Екатеринбург: Оригами, 2009. – 202 с.

Статья поступила в редакцию 2 октября 2014 г.

OPERATION EXPERIENCE OF PROTECTORS FOR OIL RESERVOIRS MADE OF RECYCLED ALUMINUM ALLOYS

N. G. Kats, S.B. Vasil'ev

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The paper deals with the issues of using recycled aluminum alloys as protectors. The paper gives the characteristics of alloys, selection criteria for dimension-types and properties in case of using them for oil reservoirs protection. The paper shows the protector designs, dimension-types and special features of using them in various operation conditions. Characteristics of protectors made of recycled aluminum alloys are represented. Testing is performed in order to determine the self-digestion velocity of protector alloys and relationships between protector potential and solution concentration are defined. Recommendations for defining the material design of protectors are given, as well as their dimension-types and application area depending on the oil-product storage conditions.

Keywords: *reservoir, cathodic protection, secondary raw alloys.*

*Nikolay G. Kats (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Sergey B. Vasil'ev, Leading Engineer.*

УДК 66.02

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРИОДИЧЕСКОЙ РЕКТИФИКАЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.А. Крючков, С.В. Иваняков

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Рассмотрены вопросы разделения смеси легких углеводородов на фракции. В качестве процесса разделения использована периодическая ректификация. Представлена технологическая схема процесса и ее описание. Рассмотрены два варианта режима работы установки: однократная и двукратная периодическая ректификация. Для каждого варианта определены временные режимы работы установки. В результате моделирования работы ректификационной колонны получены количества и компонентные составы продуктов разделения. Определены преимущества варианта с двукратной периодической ректификацией. Предложена конструкция ректификационной колонны, оснащенной насадкой АВР.

Ключевые слова: *периодическая ректификация, легкие углеводороды, нефтяной растворитель.*

В данной работе рассмотрено получение фракции нефрас П1-55/61 из фракции 55-68 [1, 2]. Этот процесс осложнялся тем, что целевая фракция должна была быть очищена от бензола до уровня 10 ppm. Одним из возможных способов получения целевой фракции является процесс периодической ректификации.

В данном процессе используется только одна ректификационная колонна, а продукты разделяются по времени выкипания. Технологическая схема представлена на рис. 1.

Исходным сырьем установки является бензиновая фракция 55-68 °С, компонентный состав которой представлен в табл. 1.

В работе рассмотрены два варианта проведения периодического процесса:

- вариант 1 – однократная периодическая ректификация;
- вариант 2 – двукратная периодическая ректификация.

Рассмотрим эти варианты подробнее.

Вариант 1 – однократная периодическая ректификация. В начале процесса исходная фракция закачивается в ребойлер периодически работающей колонны К-101. Здесь происходит испарение жидкости за счет ее нагрева теплоносителем. Пары с верха колонны проходят через воздушный конденсатор ХВ-101, после чего поступают в сепаратор Е-101. Жидкость из сепаратора забирается насосом Н-101 и подается на орошение колонны. В определенный промежуток времени данная жидкость по своему составу и свойствам соответствует целевой фракции. В этот период часть жидкости после насоса Н-101 отбирается и отправляется в товарный парк.

Дмитрий Александрович Крючков (к.т.н.), доцент кафедры «Машины и аппараты химических производств».

Сергей Викторович Иваняков (к.т.н.), доцент кафедры «Машины и аппараты химических производств».

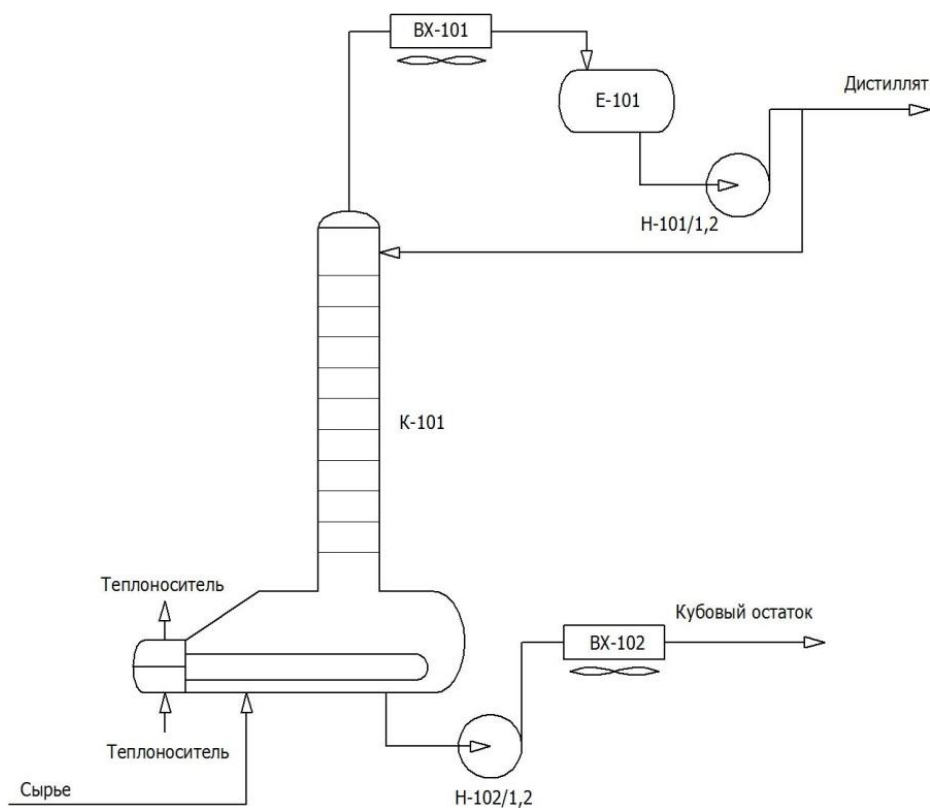


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема блока периодической ректификации производства углеводородных растворителей

Таблица 1

Компонентный состав бензиновой фракции 55-68 °С

Компонент	% массовый
Пентан	0,006175
2,2-Диметилбутан	0,534083
Циклопентан	0,204559
2,3-Диметилбутан	13,264627
2-Метилпентан	64,997803
3-Метилпентан	19,959433
Гексан	0,860672
Метилциклопентан	0,039403
Бензол	0,133254

В результате моделирования процесса периодической ректификации установлен следующий временной режим работы:

1. В течение первых 6 час проводится выход колонны на режим. При этом отбора целевой фракции не происходит, а вся жидкость с насоса Н-101 подается на орошение колонны.

2. В течение последующих 18 час проводится отбор целевой фракции нефрас П1-55/61.

После окончания отбора целевой фракции процесс периодической ректификации прекращается. Остаток жидкости из ребойлера колонны откачивается насосом Н-102, охлаждается в воздушном холодильнике ХВ-102 и смешивается с фракцией нефрас 63-75.

Компонентный состав полученных продуктов при однократной периодической ректификации представлен в табл. 2.

Вариант 2 – двукратная периодическая ректификация. В этом варианте для выделения целевой фракции процесс периодической ректификации проводится дважды. Технологическая схема процесса такая же, как и в варианте 1.

В начале процесса исходная фракция закачивается в ребойлер периодически работающей колонны К-101. Через определенный промежуток времени после начала процесса жидкость, подаваемая на орошение, представляет собой петролейный эфир. В этот период времени часть жидкости после насоса Н-101 отбирается и смешивается с верхним продуктом колонны К-4. После отгона петролейного эфира начинается отбор промежуточного дистиллята, содержащего целевую фракцию.

Таблица 2

Компонентные составы полученных продуктов при однократной периодической ректификации

Компонент	% массовый	
	Нефрас П1-55/61	Кубовый остаток
Пентан	0,035460	0,001415
2,2-Диметилбутан	2,958777	0,139251
Циклопентан	1,164470	0,048319
2,3-Диметилбутан	29,118183	10,683543
2-Метилпентан	64,315491	65,108887
3-Метилпентан	2,404739	22,817484
Гексан	0,001468	1,000555
Метилциклопентан	0,000021	0,045815
Бензол	0,001393	0,154722

В результате моделирования процесса периодической ректификации [3, 4] установлен следующий временной режим работы:

1. В течение первых 6 час проводится выход колонны на режим. При этом отбора фракций не происходит, а вся жидкость с насоса Н-101 подается на орошение колонны.

2. В течение последующих 14 час проводится отбор легкой части, которая смешивается с петролейным эфиром.

3. В течение последующих 10 час отбирается промежуточный дистиллят.

После окончания отбора промежуточного дистиллята первый этап процесса периодической ректификации прекращается. Остаток жидкости из ребойлера колонны откачивается насосом Н-102, охлаждается в воздушном холодильнике ХВ-102 и смешивается с фракцией нефрас 63-75.

В начале второго этапа промежуточный дистиллят закачивается в ребойлер периодически работающей колонны К-101. Через определенный промежуток времени после начала процесса жидкость, подаваемая на орошение, представляет собой целевую фракцию. В этот период времени часть жидкости после насоса Н-101 отбирается и отправляется в товарный парк.

В результате моделирования процесса периодической ректификации установлен следующий временной режим работы:

1. В течение первых 2 час проводится выход колонны на режим. При этом отбора фракций не происходит, а вся жидкость с насоса Н-101 подается на орошение колонны.

2. В течение последующих 14 час проводится отбор целевой фракции нефрас П1-55/61.

После окончания отбора целевой фракции второй этап процесса периодической ректификации прекращается. Остаток жидкости из ребойлера колонны откачивается насосом Н-102, охлаждается в воздушном холодильнике ХВ-102 и смешивается с фракцией нефрас 63-75.

Компонентные составы полученных продуктов при двукратной периодической ректификации представлены табл. 3.

Таблица 3

Компонентные составы полученных продуктов при двукратной периодической ректификации

Компонент	% массовый		
	Легкая часть	Нефрас П1-55/61	Кубовый остаток
Пентан	0,023217	0,001629	0,000147
2,2-Диметилбутан	1,959666	0,170586	0,015785
Циклопентан	0,765029	0,056248	0,005102
2,3-Диметилбутан	26,321558	15,229039	4,358237
2-Метилпентан	68,091164	78,933159	52,304184
3-Метилпентан	2,835892	5,608250	40,891430
Гексан	0,001739	0,000298	2,021035
Метилциклопентан	0,000024	0,000001	0,092567
Бензол	0,001712	0,000784	0,311516

Таблица 4

Расчетный материальный баланс периодической ректификации при однократной и двукратной перегонке

Наименование	Однократная перегонка		Двукратная перегонка	
	Количество		Количество	
	кг	% массовый на сырье	кг	% массовый на сырье
Взято:				
Фракция 55/68	2500	100	2500	100
Итого:	2500	100	2500	100
Получено:				
Легкая часть	0	0	600	24
Нефрас П1-55/61	350	14	836	33,44
Кубовый остаток	2150	86	1064	42,56
Итого:	2500	100	2500	100

В табл. 4 представлен расчетный материальный баланс периодической ректификации при однократной и двукратной перегонке, составленный из расчета разовой загрузки в 2500 кг. Балансы рассчитаны без учета нормативных (0,5 %) потерь сырья и готовой продукции.

Из полученных результатов следует, что при двукратной перегонке получается в 2,4 раза больше целевого продукта с более четким началом кипения при увеличении времени процесса только в 1,9 раза (с 24 до 46 час), что позволяет говорить о целесообразности использования метода двукратной периодической ректификации.

В результате проведенных исследований был разработан колонный аппарат для проведения процесса периодической ректификации (рис. 2).

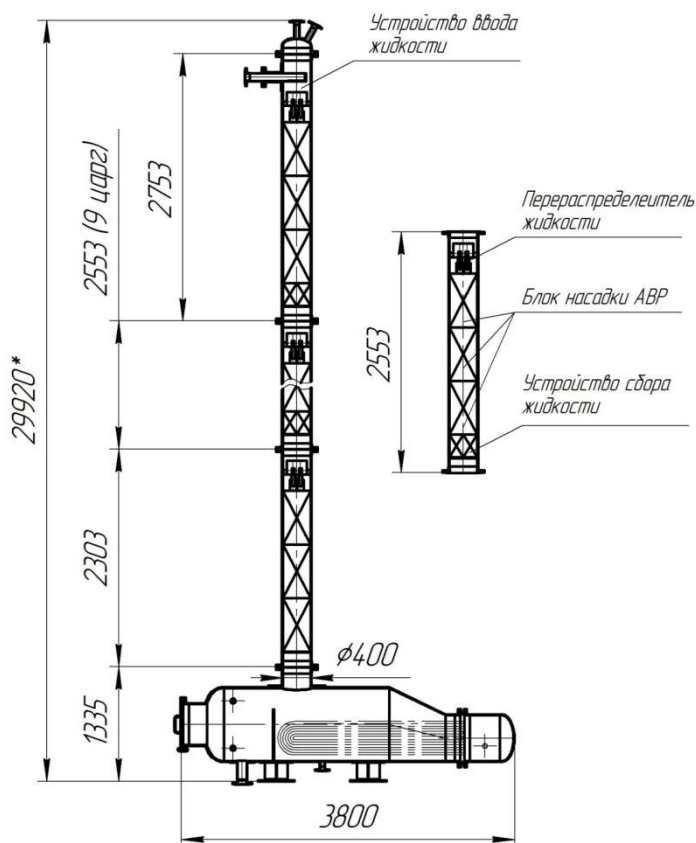


Рис. 2. Колонный аппарат блока периодической ректификации производства углеводородных растворителей

Данная колонна представляет собой вертикальный цилиндрический царговый аппарат, установленный на испаритель с паровым пространством. Общая высота аппарата составляет 29920 мм. Диаметр царговой части 400 мм. Колонна состоит из 11 царг, оснащенных насадкой АВР 60х60-р и устройствами сбора и перераспределения жидкости [5].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стекольников М.Н. Углеводородные растворители. Свойства, производство, применение: Справочник. – М.: Химия, 1986. – 120 с.

2. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке. – М.: Химия, 1981. – 352 с.
3. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового равновесия и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
4. Уэйлес С.М. Фазовые равновесия в химической технологии. – М.: Мир, 1989. – Ч. 1. – 301 с.
5. Григорян Л.Г. Гидродинамика, массо- и теплообмен при взаимодействии жидкости и газа на вертикальных контактных решетках колонных аппаратов: Дис. ... докт. техн. наук: 05.17.08. – Л., 1986. – 333 с.

Статья поступила в редакцию 25 сентября 2014 г.

MODELING THE PROCESS OF PERIODICAL RECTIFICATION OF LIGHT HYDROCARBONS

D.A. Kryuchkov, S.V. Ivanyakov

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The paper deals with the issues of breaking the mixtures of the light hydrocarbons into fractions. The periodical rectification is used as fractionation process. The process flow-sheet and its description are presented. Two types of the unit operation are considered: one-time and two-times periodical rectification. Time conditions are determined for each type. As the result of modeling the rectification column operation, volumes and compositions of fractionalization products are obtained. The advantages of two-times periodical rectification are defined. The design of rectification column equipped with automatic transfer switch is proposed.

Keywords: *periodical rectification, light hydrocarbons, oil solvent.*

Dmitriy A. Kryuchkov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Sergey V. Ivanyakov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.

УДК 574

О ПОДХОДАХ К КЛАССИФИКАЦИИ ОТХОДОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ***А.А. Пименов, Д.Е. Быков, А.В. Васильев**Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Проведен анализ существующих критериев и подходов к классификации отходов нефтегазовой отрасли и побочных продуктов нефтепереработки, рассмотрены литературные источники по данной проблеме. Разработана систематизация видов классификации нефтесодержащих отходов по различным классификационным признакам. Сделан вывод о необходимости создания комплексной классификации отходов нефтегазовой отрасли и побочных продуктов нефтепереработки.

Ключевые слова: отходы, нефтегазовая отрасль, побочные продукты, нефтепереработка, систематизация, классификация.

За последнее время существенно вырос уровень негативных воздействий на окружающую среду. Одной из актуальных проблем является снижение негативного воздействия отходов нефтегазовой отрасли.

Отходы нефтегазовой отрасли и побочные продукты нефтепереработки, как правило, представляют собой разнородные по своему химическому, компонентному, фазовому составу и физико-химическим (физико-механическим) свойствам сложные многокомпонентные смеси веществ [1-9, 11]. Поэтому они являются одними из наиболее технически сложных объектов переработки. Это обуславливает сложность разработки классификации данного вида отходов. Поэтому разработка комплексной классификации отходов нефтегазовой отрасли и побочных продуктов нефтепереработки является актуальной задачей.

Авторами проведен анализ существующих критериев и подходов к классификации отходов нефтегазовой отрасли и побочных продуктов нефтепереработки, рассмотрены литературные источники по данной проблеме. Ранее рядом авторских коллективов велась работа по систематизации информации о классификации нефтегазовых отходов и побочных продуктов: Д.Е. Быковым [1], объединенным коллективом авторов Института проблем нефти и газа РАН и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и др. Детальная система классификации, совмещающей в себе различные аспекты обращения с отходами, содержится в Государственном кадастре отходов. Кадастр представляет собой свод данных об отходах производства и потребления, содержащий информацию об отходах (происхождение, количество, состав, свойства, уровень воздействия на окружающую среду, условия

* Работа выполнена по заданию Министерства образования и науки РФ на проведение НИР «Разработка ресурсосберегающих технологий утилизации отходов производства и потребления». Код проекта 2006.

Андрей Александрович Пименов (к.х.н.), директор научно-аналитического центра промышленной экологии СамГТУ.

Дмитрий Евгеньевич Быков (д.т.н., проф.), ректор СамГТУ.

Андрей Витальевич Васильев (д.т.н., проф.), заведующий кафедрой «Химическая технология и промышленная экология».

размещения, технологии использования и обезвреживания) на уровне Российской Федерации, субъектов Федерации и предприятий, осуществляющих свою деятельность в области обращения с отходами.

Кадастр состоит из трех самостоятельных разделов:

- каталог отходов, составленный в соответствии с Федеральным классификационным каталогом;
- реестр объектов размещения отходов;
- банк данных по отходам и технологиям использования и обезвреживания отходов.

Создание и ведение Государственного реестра объектов размещения отходов (ГРОРО) включает в себя паспортизацию объектов размещения отходов, классификацию объектов размещения отходов и присвоение кода объектам размещения отходов по типу объекта размещения отходов и категории его экологической опасности.

Банк данных по отходам, технологиям их использования и обезвреживания осуществляет систематический учет сбора, накопления, размещения, использования и перемещения отходов, образующихся на территории Российской Федерации, регистрацию действующих технологий использования и (или) обезвреживания отходов, классификацию и присвоение кода технологии использования или обезвреживания отходов.

Основным достоинством кадастра отходов как источника информации наряду с систематичностью приведенных данных является их достоверность. Составы и свойства отходов, внесенные в кадастр, определены в аккредитованных лабораториях и проверены специалистами специально уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды. Технологии, содержащиеся в банке данных по отходам и технологиям, перед занесением в кадастр подвергнуты государственной экологической экспертизе. Кадастр отходов – главный информационный источник в области обращения с отходами в Российской Федерации.

Указанная выше классификационная база данных является наиболее совершенной, потому что в ней охвачен весь «жизненный цикл» отходов. Однако экологическая эффективность кадастра зависит и от того, насколько полно и широко в нем будут представлены технологии переработки и обезвреживания промышленных отходов, в том числе и отходов нефтегазовой отрасли как наиболее крупнотоннажных и одних из самых токсичных. К сожалению, в настоящее время технологии переработки отходов добычи и переработки углеводородов по своему количеству значительно уступают технологиям, производящим отходы. Соответственно, существует большое количество нефтегазоотходов, не находящихся применения в производственной деятельности общества. Этот факт является следствием того, что технологии переработки отходов производства создаются по «фрагментарному принципу»: экономические показатели процессов вступают в противоречие с экологическими параметрами производств, многие внедренные технологии на предприятиях не распространяются на отрасль в целом, переработке подвергаются, как правило, только простые по составу, как правило, «свежие» отходы и т. д. При этом проблема накопленного экологического ущерба, особенно в случае «бесхозных» нефтешламонакопителей, не имеет комплексного методически проработанного решения.

В литературе приводятся сведения о многочисленных подходах к классификации нефтесодержащих отходов по различным признакам [1, 7-12]. В основу их

создания положена, как правило, необходимость выделения границ составов и свойств отходов, для которых авторами классификации разрабатывается технология утилизации.

К анализируемым видам отходов вполне может быть адаптирована классификация промышленных отходов И.П. Наркевича и В.В. Печковского [12] по методам их утилизации и (или) удаления, которая предполагает разделение всех отходов на группы: отходы, подлежащие повторному использованию; отходы, которые необходимо складировать или захоранивать после предварительной переработки. В этой классификации, к сожалению, отсутствует информация о самих отходах, их физико-химических свойствах, качественном и количественном составе, что совершенно необходимо для выбора и реализации технологии переработки, складирования, захоронения или уничтожения промышленных отходов.

В технических условиях ТатНИПИнефть ТУ 0258-085-00147585-2003 для различных марок нефтешламов (в зависимости от состава и технологической принадлежности) даются рекомендуемые пути использования (табл. 1).

Таблица 1

Классификация нефтесодержащих отходов и методы переработки

Марка нефтешлама	Вид образуемого нефтешлама	Рекомендуемые пути использования
А	Донные осадки резервуаров	Получение углеводородов, смазок неотвественных механизмов цепей, форм при изготовлении бетонных плит на домостроительных комбинатах и заводах ЖБК, в качестве профилактических средств для предотвращения смерзания угля и для предохранения от ветровой эрозии при его перевозке, сжигание в качестве печного топлива
Б-1	Отработанный буровой раствор	Использование в производстве кирпича
Б-2		Использование в производстве керамзита
В	Нефтешламы, образующиеся при ремонте скважин и авариях на нефтепроводах	Получение строительного битума, асфальтобетонной смеси; после отверждения – использование при сооружении дорог, посыпка льда, изготовление облицовочного материала для различных хранилищ
Г-1	Нефтешламы нефтеперерабатывающей промышленности	Получение битума
Г-2		Получение сернистого газа, сернокислого аммония и высокосернистого кокса
Д	Нефтешламы, образующиеся в процессе мойки труб на трубных базах	Получение парафина

Состав нефтешламов представлен обширным перечнем соотношений компонентов. Анализ литературных данных о ранее проведенных исследованиях НСО различных регионов России показывает, что они характеризуются широким диапазоном состава, однако имеют общую тенденцию физико-химических характеристик слоевых компонентов накопителей нефтесодержащих отходов.

Экстракты из нефтешламов в хлористом метиле, гексане, ацетоне и хлороформе представляют собой сложные смеси углеводородов различного строения, включающие предельные углеводороды от тридекана ($C_{13}H_{28}$) до триаконтана ($C_{30}H_{62}$), циклопарафины, алкилбензолы, нафталины, ПЦА, кислородсодержащие соединения. В отбензиненном шламе преобладают алканы C_{17} – C_{35} в близких количествах (4–6 %). Во фракции, выкипающей при 350–495 °С, в основном представлены углеводороды C_{19} – C_{26} . Групповой состав углеводородной части нефтешламов представлен в табл. 2.

Таблица 2

Групповой состав углеводородной части нефтесодержащих отходов

Групповой химический состав, % мас.	ООО «Лукойл-Волгоград-нефтепереработка» [8]	ОАО «Салават-нефтеоргсинтез» [8]	Донный НШ ОАО «Башнефтехим» [8]	ОАО «Самаранефтегаз»
Парафино-нафтеновые углеводороды	45,9	49,6	33,2	50,6
Моноциклические ароматические	5,7	6,8	1,8	18,8
Би-, и трициклические ароматические	6,8	10,7	4,6	10,8
Полициклические ароматические	12,7	11,6	19,4	7,7
Смолы (в сумме)	24,0	17,1	27,2	7,3
Асфальтены	4,9	4,2	13,8	4,8

Следует отметить, что в литературе не приводятся сведения о классификации нецелевых (побочных) продуктов нефтепереработки. Вероятно, это связано с отсутствием работ, посвященных систематическому изучению вопросов их максимально эффективного использования в производстве нефтепродуктов.

Еще в 1979 г. [13] имела место первая попытка классифицировать все промышленные отходы по типам: материальные и энергетические с указанием подтипов-отраслей их получения и агрегатного состояния с помощью определенной символики. Во-первых, эта система не дает представления о фазовом и химическом составе отходов; во-вторых, деление их на материальные и энергетические не имеет строгой границы.

Позднее сформировалось представление [11] о возможности решения проблемы классификации всего разнообразия промышленных отходов путем создания картотеки, их кодирования от завода до отрасли в целом по различным признакам: отрасль образования, природа, фазовое состояние, состав, накопленное количество, класс токсичности, возможные методы утилизации или удаления.

В результате совместных усилий научных, проектных организаций и специально уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды в 1997 году в России появился Федеральный классификационный каталог отходов (ФККО). В 2014 году эта классификация отходов была модифицирована, некоторые виды отходов были объединены в более крупные группы, а иные – наоборот – разделены на более детальные таксоны. Не умаляя достоинств ФККО, следует признать, что он не дает ключа к полноценному, законченному решению проблемы утилизации нефтегазопромышленных отходов сложного состава. Они отличаются особой опасностью из-за наличия высоких концентраций токсичных органических и неорганических веществ, неоднородного фазового состава, что значительно затрудняет поиск способов защиты биосферы от их воздействия.

Разработанная авторами систематизация видов классификации нефтесодержащих отходов по различным классификационным признакам приведена в табл. 3.

Таблица 3

Систематизация видов классификации нефтесодержащих отходов по различным классификационным признакам

<p>1. По условиям образования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – продукты сбросов при зачистке нефтяных резервуаров; – продукты аварийных разливов при добыче и транспортировке нефти; – амбарные нефти; – грунтовые нефтешламы; – придонные нефтешламы; – нефтешламы резервуарного типа; – отходы ремонта; – нефтегрунт; – асфальто-смолопарафиновые отложения (АСПО); – отходы безреагентной обработки нефтесодержащих сточных вод; – отходы, образовавшиеся в результате реагентной обработки нефтесодержащих сточных вод; – смешанные отходы трудноразделяемых нефтесодержащих материалов (синтетических ПАВ, флотоконцентратов и др.); – отработанные масла, продукты очистки нефтяных резервуаров; – отходы придонные, образующиеся на дне различных водоемов после произошедшего разлива нефти; – отходы, образующиеся при бурении скважин буровыми растворами на углеводородной основе; – отходы, образующиеся в процессе добычи нефти и в процессе ее очищения; – отходы, образующиеся при хранении и транспортировке нефти в резервуарах, и др.
<p>2. По агрегатному состоянию:</p> <ul style="list-style-type: none"> – жидкие нефтесодержащие отходы; – твердые и высоковязкие нефтесодержащие отходы; – грунтовые отходы, являющиеся продуктом соединения почвы и пролившейся на нее нефти; – избыточный активный ил и др.

3. По физико-химическим свойствам:
<ul style="list-style-type: none"> – физические свойства; – химический состав; – наличие механических примесей и др.
4. По степени экологической опасности:
<ul style="list-style-type: none"> – класс опасности отходов; – степень токсичности отходов; – область потенциального экологического воздействия (почва, водоемы, грунтовые воды, особо охраняемые природные территории и др.).
5. По типу технологического процесса образования нефтешлама:
<ul style="list-style-type: none"> – нефтешламы, образующиеся при ремонте скважин и авариях на нефтепроводах; – нефтешламы нефтеперерабатывающей промышленности; – нефтешламы, образующиеся в процессе мойки труб на трубных базах и др.
6. По методам переработки:
<p>Термические методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – сжигание в открытых амбарах; – сжигание в печах различного типа и конструкций; – термосушка; – пиролиз и др. <p>Физические методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – гравитационное отстаивание; – разделение в центробежном поле; – фильтрование и др. <p>Физико-химические методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – затвердевание путем диспергирования с гидрофобными реагентами; – нейтрализация; – окисление; – электрофизические методы; – флотация; – коагуляция; – сорбция; – экстракция и др. <p>Биологические методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обработка активным илом; – анаэробное сбраживание; – биотермическое компостирование; – фитоочистка и др.
7. По возможности использования:
<ul style="list-style-type: none"> – отходы, подлежащие повторному использованию; – отходы, подлежащие захоронению; – отходы, подлежащие уничтожению (сжигание и др.).
8. По области применения:
<ul style="list-style-type: none"> – получение углеводов; – смазка неотчетственных механизмов цепей; – получение форм при изготовлении бетонных плит на домостроительных комбинатах и заводах ЖБК, на обогатительных фабриках; – использование в качестве профилактических средств для предотвращения смерзания угля и для предохранения от ветровой эрозии при его перевозке;

- сжигание в качестве печного топлива;
- использование в производстве кирпича;
- использование в производстве керамзита;
- получение битума;
- получение сернистого газа, сернокислого аммония и высокосернистого кокса;
- получение парафина и др.

Рассматривая дальнейшие исследования по *классификации отходов нефтегазовой отрасли и побочных продуктов нефтепереработки*, следует отметить необходимость создания нормативно-технической базы по видам нефтесодержащих отходов и подходам к их оценке, в том числе по проведению специальных съемок и обследований, выявлению негативных факторов, оценке и прогнозу, предупреждению и устранению негативных процессов при воздействии на человека и биосферу. Необходимо более четко разработать перечень обязательных параметров и критериев при оценке негативного воздействия нефтесодержащих отходов. Следует провести обследование территории Российской Федерации с целью выявления характера, масштаба и уровней загрязнения земель нефтесодержащими отходами. При этом следует более широко использовать современные методы и технические средства мониторинга (включая спутниковые геодезические системы, методы дистанционного зондирования, наземные экспресс-методы, методы биоиндикации и биотестирования и др.).

В целом необходимо создать комплексную классификацию отходов нефтегазовой отрасли и побочных продуктов нефтепереработки на основе научно обоснованного, выверенного на практике алгоритма изучения ресурсного потенциала и внедрения технологий его максимально эффективного освоения на основе учета происхождения, фазового и химического состава сырья – побочных продуктов и отходов нефтегазовой отрасли. В соответствии со сложностью поставленной задачи и объектов исследования, очевидно, комплексная классификация должна быть многоуровневой. Она может быть распространена и на переработку других промышленных отходов, имеющих менее сложный химический и фазовый состав.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Быков Д.Е.* Разработка комплексной многоуровневой системы исследования и технологий переработки гетерофазных промышленных отходов: Дисс. ... докт. техн. наук. – Самара, 2004.
2. *Васильев А.В.* Комплексный экологический мониторинг как фактор обеспечения экологической безопасности // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 2. – С. 23.
3. *Васильев А.В.* Обеспечение экологической безопасности в условиях городского округа Тольятти: Учеб. пособие. – Самара: Изд-во Самарского научного центра РАН, 2012. – 201 с.
4. *Васильев А.В.* Исследование токсичности органических отходов на территории бывшего ОАО «Фосфор» // ЕЛРПТ-2013. Экология и безопасность жизнедеятельности промышленно-транспортных комплексов: Сб. тр. IV Междунар. эколог. конгресса (VI Междунар. науч.-техн. конф. Науч. ред. А.В. Васильев. – 2013. – С. 46-51.
5. *Васильев А.В., Перешивайлов Л.А.* Глобальный экологический кризис и стратегии его предотвращения. Региональные аспекты защиты окружающей среды: Учеб. пособие для студ. вузов, обучающихся по эколог. спец-тям. – Тольятти: Тольяттинский гос. ун-т, 2005.
6. *Васильев А.В., Быков Д.Е., Пименов А.А.* Анализ особенностей и практические результаты экологического мониторинга загрязнения почвы нефтесодержащими отходами // Изв. Самар. науч. центра РАН. – Самара, 2014. – Т. 16. – № 1(6). – С. 1705-1708.
7. *Гладышев Н.Г.* Научные основы рециклинга в техноприродных кластерах обращения с отходами. Дис. ... д-ра технических наук: 03.02.08 / ГОУ ВПО «Ивановский государственный химико-технологический университет». – Иваново, 2013.
8. *Десяткин А.А.* Разработка технологии утилизации нефтяных шламов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.17.07. –Уфа, 2004. – 24 с.

9. Ермаков В.В., Сухоносова А.Н., Быков Д.Е., Пирожков Д.А. Определение класса опасности нефтешламов // Экология и промышленность России. – 2008. – № 7. – С. 14-16.
10. Жаров О.А., Лавров В.Л. Современные методы переработки нефтешламов // Экология производства. – 2004. – № 5. – С. 43-51.
11. Наркевич И.П. Классификация промышленных отходов // Химическая промышленность. – 1987. – № 4. – С. 51-54.
12. Наркевич И.П., Печковский В.В. Утилизация и ликвидация отходов в технологии неорганических веществ. – М.: Химия, 1984. – С. 20-41.
13. Роздин И.А. О классификации производственных отходов // Труды МИТХТ им. Ломоносова. – 1979. – Вып. 1. – Т. IX. – С. 175.

Статья поступила в редакцию 5 октября 2014 г.

ON APPROACHES TO CLASSIFICATION OF OIL-GAS INDUSTRY WASTE AND BY-PRODUCTS OF OIL PROCESSING

A.A. Pimenov, D.E. Bykov, A.V. Vasilyev

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The paper analyzes the existing methods of shifting the oil well into steady production state. It shows that most control systems that have the bore-hole electric-centrifugal pump use the sensors of dynamic level of liquid. On the basis of the analysis of mathematical model of the oil well the method of its shifting into steady production state without the sensors by means of the open-loop control system is proposed. The analytical expressions are made up, allowing to calculate the parameters of the control input which provides achievement of the required value of dynamic level of liquid in the oil well according to its known parameters.

Keywords: waste, oil gas industry, secondary products, oil processing, systematization, classification.

*Andrey A. Pimenov (Ph.D (Chem.)), Associate Professor.
Dmitry E. Bykov (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Andrey V. Vasilyev (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.*

УДК 621.3.078

ВЫВОД НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ БЕЗ ДАТЧИКА ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ

А.В. Стариков, Д.Ю. Полежаев

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Проанализированы существующие способы вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы. Показано, что большинство современных систем управления погружным электроцентробежным насосом используют датчики динамического уровня жидкости в скважине. На основе анализа математической модели нефтяной скважины предложен способ ее вывода на стационарный режим без применения датчиков с помощью разомкнутой системы управления. Получены аналитические выражения, позволяющие рассчитать параметры задающего воздействия, обеспечивающего достижение требуемой величины динамического уровня жидкости в скважине по известным ее параметрам.

Ключевые слова: нефтяная скважина, разомкнутая система управления, структурная схема, передаточная функция, динамический уровень жидкости, погружной электроцентробежный насос.

Существует много различных способов вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы с помощью частотных преобразователей. Например, на основании предыдущего освоения скважины и известного графика изменения динамического уровня жидкости в скважине вручную производят коррекцию скорости вращения насоса с помощью частотного преобразователя по сигналам эхолота [1]. Другой подход к выводу скважины на стационарный режим работы заключается в использовании системы управления погружным электроцентробежным насосом, замкнутой по датчику динамического уровня – эхолоту [2, 3]. Настройки регулятора такой системы определяют исходя из заданной диаграммы изменения динамического уровня жидкости в скважине, полученной при предыдущем освоении. Существуют также предложения по применению наблюдателя динамического уровня для построения замкнутой системы управления погружным насосом [4]. Очевидно, что все эти способы основаны на измерении динамического уровня жидкости в скважине с помощью эхолота или цифрового наблюдателя, осуществляющего вычисление уровня с помощью микропроцессорного устройства по информации датчика расхода, установленного на устье скважины.

Целью настоящего исследования является разработка способа вывода скважины на стационарный режим работы без применения датчиков динамического уровня или расхода жидкости с помощью разомкнутой системы управления погружным электроцентробежным насосом, оснащенной частотным преобразователем.

Для достижения поставленной цели рассмотрим математическую модель нефтяной скважины с установкой электроцентробежного насоса, управляемого

Александр Владимирович Стариков (д.т.н., доц.), доцент кафедры «Электропривод и промышленная автоматика».

Дмитрий Юрьевич Полежаев, аспирант.

частотным преобразователем, как объекта управления [2]. Структурная схема такого объекта и собственно разомкнутой системы управления погружным насосом приведена на рис. 1.

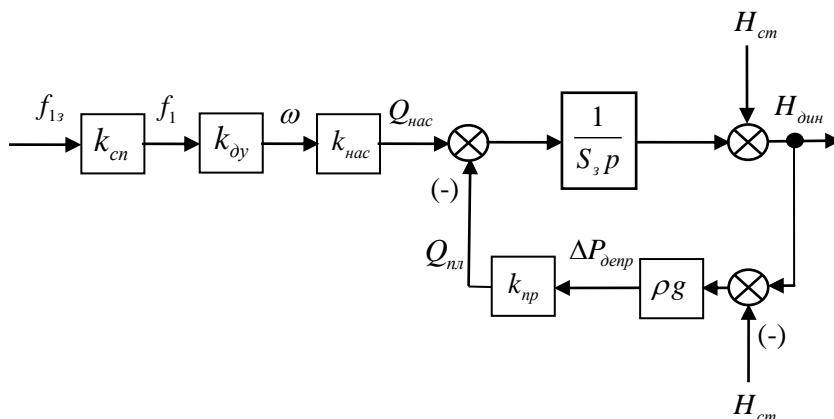


Рис. 1. Структурная схема нефтяной скважины, оснащенной установкой погружного электроцентробежного насоса

На структурной схеме приняты следующие обозначения: k_{cn} , k_{dy} и k_{nac} – коэффициенты передачи силового (частотного) преобразователя, погружного электродвигателя по управлению и центробежного насоса соответственно; S_3 – площадь затрубного пространства; k_{np} – коэффициент продуктивности скважины (нефтяного пласта); ρ – плотность откачиваемой жидкости; g – ускорение свободного падения; $H_{дин}$ и $H_{ст}$ – динамический и статический уровни жидкости в скважине; $\Delta P_{депр}$ – депрессия на нефтяной пласт, создаваемая насосом; Q_{nl} – приток жидкости; Q_{nac} – производительность насоса; ω – скорость вращения вала двигателя; f_1 – частота питающего напряжения статора электродвигателя; f_{13} – заданная частота.

Передаточная функция нефтяной скважины по отношению к управляющему воздействию $f_{13}(t)$ определяется выражением

$$W_{скв}(p) = \frac{\Delta H(t)}{f_{13}(t)} = \frac{k_{скв}}{T_{скв}p + 1}, \quad (1)$$

где $k_{скв} = \frac{k_{cn}k_{dy}k_{nac}}{k_{np}\rho g}$ – коэффициент передачи скважины;

$T_{скв} = \frac{S_3}{k_{np}\rho g}$ – постоянная времени скважины;

$\Delta H = H_{дин} - H_{ст}$ – приращение динамического уровня жидкости, отсчитываемое от статического;

t – время;

$p = \frac{d}{dt}$ – оператор дифференцирования.

В предположении линейности объекта управления из (1) следует, что требуемая величина заданной частоты $f_{13.mp}$ на входе (и выходе) частотного преобразователя, обеспечивающая необходимую величину динамического уровня $H_{дин.мп}$ жидкости в стационарном (установившемся) режиме работы, определяется из условия

$$f_{13.mp} = \frac{H_{дин.мп} - H_{ст}}{k_{скв}}. \quad (2)$$

Формула (2) может быть уточнена с учетом зоны нечувствительности объекта, вызванной тем, что отбор жидкости из скважины начинается только после того, как насос разовьет напор (измеряемый в метрах), превышающий сумму статического уровня, потерь в насосно-компрессорных трубах и буферного давления.

Заданием частоты питающего напряжения в соответствии с выражением (2) уже обеспечивается вывод скважины на стационарный режим работы с требуемой величиной динамического уровня жидкости $H_{дин.мп}$. Однако время достижения заданного установившегося режима сильно затягивается. Поэтому для вывода скважины на стационарный режим эксплуатации предлагается сформировать задающий сигнал $f_{13}(t)$ следующего вида (рис. 2).

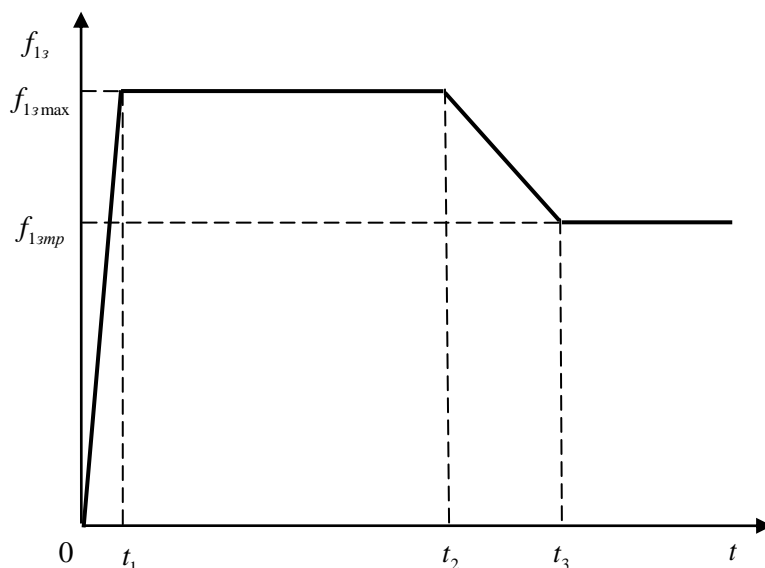


Рис. 2. Вид задающего сигнала $f_{13}(t)$, необходимый для вывода нефтяной скважины на установившийся режим эксплуатации

Параметры графика могут быть выбраны из таких соображений. Величина частоты f_{13max} определяется из возможностей электроцентробежного насоса и запаса мощности погружного электродвигателя. Если исходить из характеристик центробежных насосов, то частота f_{13max} не должна превышать 70 Гц, но при этом необходимо учитывать, что момент на валу электродвигателя увеличивает-

ся пропорционально квадрату скорости вращения.

Величина t_1 выбирается исходя из соображений ограничения пусковых токов погружного электродвигателя.

Для корректного расчета моментов времени переключения t_2 и t_3 произведем следующие математические преобразования. Прежде всего учтем, что изображение Лапласа задающего воздействия на первом участке от 0 до t_1 равно

$$f_{13}(p) = \frac{f_{13\max}}{t_1 p^2},$$

где $f_{13\max}$ – максимальная заданная величина частоты на входе силового преобразователя;

p – комплексная переменная.

При этом изображение выходной величины принимает вид

$$\Delta H_{\text{дин1}}(p) = \frac{k_{\text{скв}} f_{13\max}}{t_1 (T_{\text{скв}} p + 1) p^2}. \quad (3)$$

Используя таблицы обратных преобразований Лапласа, перейдем в (3) к оригиналу

$$\Delta H_{\text{дин1}}(t) = \left[\frac{t}{t_1} + \frac{T_{\text{скв}}}{t_1} \left(e^{-\frac{t}{T_{\text{скв}}}} - 1 \right) \right] k_{\text{скв}} f_{13\max}.$$

Отсюда следует, что в момент времени t_1 приращение динамического уровня жидкости в скважине достигнет значения

$$\Delta H_{\text{дин}}(t_1) = \left[1 + \frac{T_{\text{скв}}}{t_1} \left(e^{-\frac{t_1}{T_{\text{скв}}}} - 1 \right) \right] k_{\text{скв}} f_{13\max}.$$

Это значение является начальным условием для второго участка от t_1 до t_2 , для которого изображение входного сигнала равно

$$f_{13}(p) = \frac{f_{13\max}}{p}.$$

С учетом ненулевых начальных условий изображение выходной величины на втором участке

$$\Delta H_{\text{дин2}}(p) = \frac{\frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_1) T_{\text{скв}}}{p} + 1}{(T_{\text{скв}} p + 1) p} k_{\text{скв}} f_{13\max}. \quad (4)$$

Переходя в (4) к оригиналу, получим

$$\Delta H_{\text{дин2}}(t) = \left\{ 1 + \left[\frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_1)}{k_{\text{скв}} f_{13\max}} - 1 \right] e^{-\frac{t-t_1}{T_{\text{скв}}}} \right\} k_{\text{скв}} f_{13\max}.$$

Следовательно, в момент времени t_2 приращение динамического уровня достигнет значения

$$\Delta H_{\text{дин}}(t_2) = \left\{ 1 + \left[\frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_1)}{k_{\text{скв}} f_{13 \text{ max}}} - 1 \right] e^{-\frac{t_2 - t_1}{T_{\text{скв}}}} \right\} k_{\text{скв}} f_{13 \text{ max}}. \quad (5)$$

На третьем участке времени от t_2 до t_3 изображение входного сигнала

$$f_{13}(p) = \frac{f_{13 \text{ max}}}{p} + \frac{f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}}}{(t_3 - t_2) p^2}.$$

Используя значение (5) в качестве начального условия, найдем изображение выходной величины на третьем участке:

$$\Delta H_{\text{дин}3}(p) = \frac{\frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_2) T_{\text{скв}} (t_3 - t_2)}{k_{\text{скв}} (f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}})} p^2 + \frac{f_{13 \text{ max}} (t_3 - t_2)}{f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}}} p + 1}{(T_{\text{скв}} p + 1) p} \frac{k_{\text{скв}} (f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}})}{t_3 - t_2}. \quad (6)$$

Изображению (6) соответствует оригинал

$$\Delta H_{\text{дин}}(t) = \left\{ \left[T_{\text{скв}} - \frac{f_{13 \text{ max}} (t_3 - t_2)}{f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}}} \right] \left(e^{-\frac{t - t_2}{T_{\text{скв}}}} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_2) (t_3 - t_2)}{k_{\text{скв}} (f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}})} e^{-\frac{t - t_2}{T_{\text{скв}}}} + t - t_2 \right\} \frac{k_{\text{скв}} (f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}})}{t_3 - t_2}.$$

Отсюда следует, что в момент времени t_3 приращение динамического уровня станет равным

$$\Delta H_{\text{дин}}(t_3) = \left\{ \left[T_{\text{скв}} - \frac{f_{13 \text{ max}} (t_3 - t_2)}{f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}}} \right] \left(e^{-\frac{t_3 - t_2}{T_{\text{скв}}}} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_2) (t_3 - t_2)}{k_{\text{скв}} (f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}})} e^{-\frac{t_3 - t_2}{T_{\text{скв}}}} + t_3 - t_2 \right\} \frac{k_{\text{скв}} (f_{13 \text{ mp}} - f_{13 \text{ max}})}{t_3 - t_2}.$$

На четвертом участке при $t > t_3$ изображение задающего воздействия

$$f_{13}(p) = \frac{f_{13 \text{ mp}}}{p},$$

а выходной величины

$$\Delta H_{\text{дин}4}(p) = \frac{\frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_3) T_{\text{скв}}}{k_{\text{скв}} f_{13 \text{ mp}}} p + 1}{(T_{\text{скв}} p + 1) p} k_{\text{скв}} f_{13 \text{ mp}}.$$

Следовательно, изменение динамического уровня на четвертом участке будет происходить по закону

$$\Delta H_{\text{дин}4}(t) = \left\{ 1 + \left[\frac{\Delta H_{\text{дин}}(t_3)}{k_{\text{скв}} f_{13 \text{ mp}}} - 1 \right] e^{-\frac{t - t_3}{T_{\text{скв}}}} \right\} k_{\text{скв}} f_{13 \text{ mp}}.$$

Полученные формулы позволяют рассчитать значения моментов времени t_2 и t_3 , при которых происходят соответствующие переключения сигнала задания

частоты питающего напряжения на статорных обмотках погружного электродвигателя. Время t_2 находится, например, из решения уравнения

$$\Delta H_{\text{дин}}(t_3) - k_{\text{СКВ}} \left\{ f_{13, \text{мп}} \left[\frac{T_{\text{СКВ}}}{\Delta t_3} \left(e^{\frac{\Delta t_3}{T_{\text{СКВ}}}} - 1 \right) + 1 \right] - f_{13, \text{макс}} \left[\left(\frac{T_{\text{СКВ}}}{\Delta t_3} + 1 \right) e^{\frac{\Delta t_3}{T_{\text{СКВ}}}} - \frac{T_{\text{СКВ}}}{\Delta t_3} \right] \right\} =$$

$$= k_{\text{СКВ}} f_{13, \text{макс}} \left[1 + \frac{T_{\text{СКВ}}}{t_1} e^{-\frac{t_2}{T_{\text{СКВ}}}} \left(1 - e^{-\frac{t_1}{T_{\text{СКВ}}}} \right) \right].$$

Значение $\Delta H_{\text{дин}}(t_3)$ берется меньше требуемой разности $H_{\text{дин.мп}} - H_{\text{ст}}$, например, на 1 метр. Величина Δt_3 времени снижения задающего сигнала со значения $f_{13, \text{макс}}$ до $f_{13, \text{мп}}$ с заданным темпом (например 1 Гц за 10 с) выбирается исходя из условий обеспечения работы силового частотного преобразователя без перенапряжений в линии постоянного тока. Время t_3 определяется как сумма $t_3 = t_2 + \Delta t_3$.

Приведенные формулы позволяют также построить ожидаемый график изменения динамического уровня жидкости в скважине при формировании задающего сигнала $f_{13}(t)$ в соответствии с рис. 2. Например, для скважины 67 Кудиновского месторождения, оснащенной установкой электроцентробежного насоса УЭЦНМ5-80-1200, с параметрами $k_{\text{ст}} = 1$; $k_{\text{дв}} = 6,28$ рад/с·Гц; $k_{\text{нас}} = 2,949 \cdot 10^{-6}$ м³/рад; $k_{\text{мп}} = 1,0275 \cdot 10^{-10}$ м³/с·Па; $\rho = 900$ кг/м³; $g = 9,81$ м/с²; $S_3 = 0,0083$ м²; $H_{\text{дин.мп}} = 935$ м; $H_{\text{ст}} = 200$ м, рассчитаны следующие значения графика изменения частоты: $t_1 = 20$ с, $t_2 = 9620$ с, $t_3 = 189,5$ с, $f_{13, \text{макс}} = 55$ Гц, $f_{13, \text{мп}} = 36,05$ Гц.

Моделирование предлагаемой системы управления погружным электроцентробежным насосом (рис. 3) показывает, что действительно в конечном итоге динамический уровень жидкости в скважине придет к требуемому значению – 935 м.

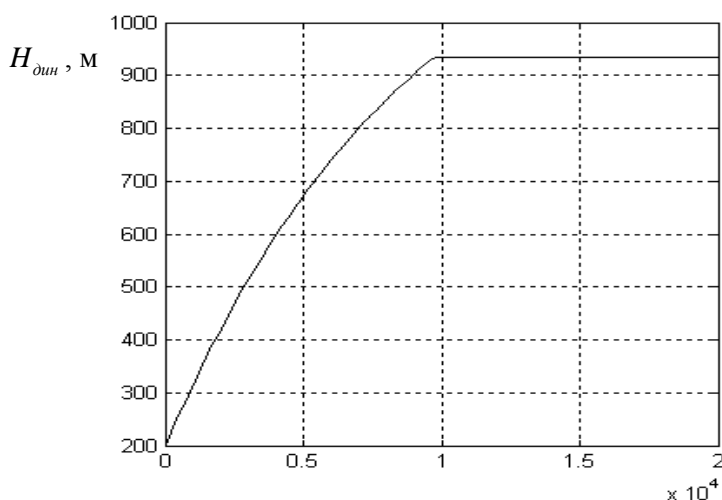


Рис. 3. Расчетный график изменения динамического уровня жидкости в нефтяной скважине

Вариация в процессе длительной эксплуатации коэффициента продуктивности пласта или пластового давления приводит к изменению установившегося значения $H_{дин}$. Но если выбирать с некоторым запасом величину $H_{дин.пр}$ и, соответственно, $f_{13.пр}$, то предлагаемая система управления погружным электроцентробежным насосом в любом случае обеспечит вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы и позволит длительно и бесперебойно ее эксплуатировать без применения датчиков динамического уровня.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Патент России № 2181829, МПК Е 21 В 43/00, F 04 D 13/10. Способ вывода скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом, на стационарный режим работы / В.М. Люстрицкий, С.А. Шишков (Россия) // Оpubл. 27.04.2002, Бюл. № 12.
2. Живаева В.В., Стариков А.В., Стариков В.А. Применение частотно-регулируемого электропривода для вывода скважины на стационарный режим / Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2009. – № 1 (23). – С. 142–151.
3. Патент России № 2370673, МПК F 04 D 15/00, F 04 D 13/10. Система управления погружным электроцентробежным насосом / В.В. Живаева, А.В. Стариков, В.А. Стариков (Россия) // Оpubл. 20.10.2009, Бюл. № 29.
4. Патент России № 2165037, МПК Е 21 В 43/00, F 04 D 13/10. Способ эксплуатации скважины с погружным центробежным насосом и устройство для его осуществления / В.М. Люстрицкий, С.Я. Галицков, А.П. Масляницын, С.А. Шишков (Россия) // Оpubл. 10.04.2001, Бюл. № 10.

Статья поступила в редакцию 25 сентября 2014 г.

SHIFTING THE OIL WELL INTO STEADY PRODUCTION STATE WITHOUT THE SENSOR OF DYNAMIC LEVEL OF LIQUID

A.V. Starikov, D.Yu. Polezhaev

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The paper analyzes the existing methods of shifting the oil well into steady production state. It shows that most control systems that have the bore-hole electric-centrifugal pump use the sensors of dynamic level of liquid. On the basis of the analysis of mathematical model of the oil well the method of its shifting into steady production state without the sensors by means of the open-loop control system is proposed. The analytical expressions are made up, allowing to calculate the parameters of the control input which provides achievement of the required value of dynamic level of liquid in the oil well according to its known parameters.

Keywords: *the oil well, the opened control system, the block diagram, transfer function, dynamic level of a liquid, the submersible electric-centrifugal pump.*

*Alexander V. Starikov (Dr. Sci. (Techn.)), Associate Professor.
Dmitry Yu. Polezhaev, Postgraduate Student.*