

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.

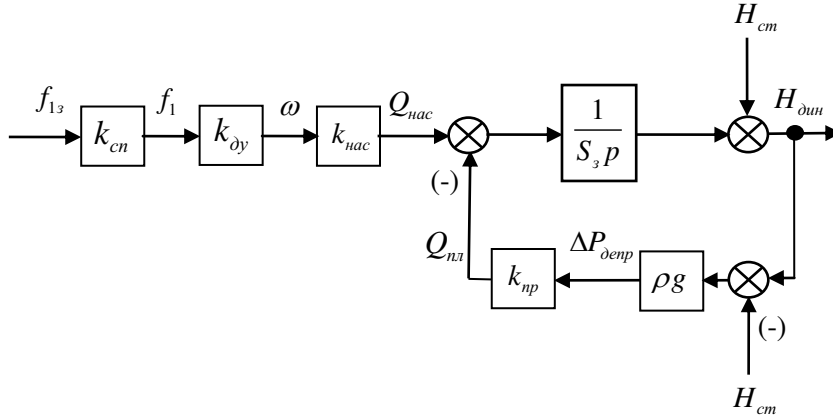


Рис. 1. Структурная схема нефтяной скважины, оснащенной установкой погружного электроцентробежного насоса

На структурной схеме приняты следующие обозначения:  $k_{cn}$ ,  $k_{дy}$  и  $k_{нас}$  – коэффициенты передачи силового (частотного) преобразователя, погружного электродвигателя по управлению и центробежного насоса соответственно;  $S_3$  – площадь затрубного пространства;  $k_{нр}$  – коэффициент продуктивности скважины (нефтяного пласта);  $\rho$  – 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;  $Q_{пл}$  – приток жидкости;  $Q_{нас}$  – производительность насоса;  $\omega$  – 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  $k_{скв} = \frac{k_{cn}k_{дy}k_{нас}}{k_{нр}\rho g}$  – коэффициент передачи скважины;

$T_{скв} = \frac{S_3}{k_{нр}\rho g}$  – 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).

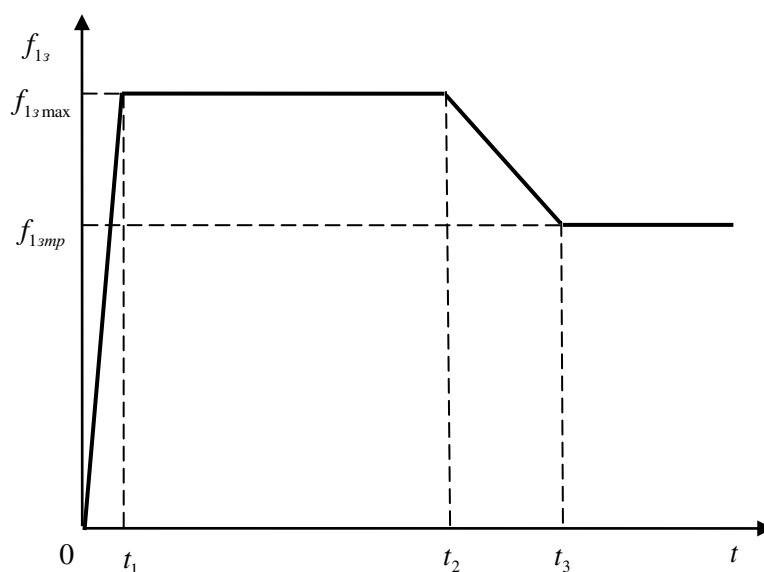


Рис. 2. Вид задающего сигнала  $f_{13}(t)$ , необходимый для вывода нефтяной скважины на установившийся режим эксплуатации

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

$$f_{1з}(p) = \frac{f_{1з\max}}{t_1 p^2},$$

где  $f_{1з\max}$  – максимальная заданная величина частоты на входе силового преобразователя;

$p$  – комплексная переменная.

При этом изображение выходной величины принимает вид

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

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

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

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

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

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

$$f_{1з}(p) = \frac{f_{1з\max}}{p}.$$

С учетом ненулевых начальных условий изображение выходной величины на втором участке

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

Переходя в (4) к оригиналу, получим

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

Следовательно, в момент времени  $t_2$  приращение динамического уровня достигнет значения

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

На третьем участке времени от  $t_2$  до  $t_3$  изображение входного сигнала

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

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

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

Изображению (6) соответствует оригинал

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

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

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

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

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

а выходной величины

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

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

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

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  $\Delta t_3$  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;  $k_{\text{нас}} = 2,949 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/рад;  $k_{\text{np}} = 1,0275 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/с·Па;  $\rho = 900$  кг/м<sup>3</sup>;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;  $S_3 = 0,0083$  м<sup>2</sup>;  $H_{\text{дин,мп}} = 935$  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.

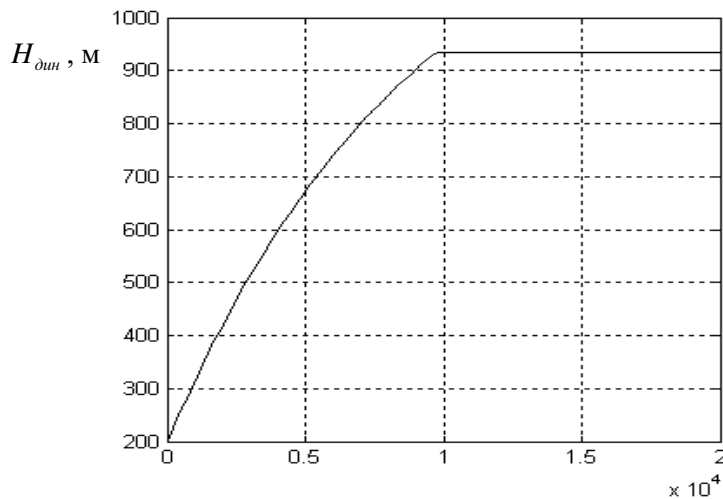


Рис. 3. Расчетный график изменения динамического уровня жидкости в нефтяной скважине

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  $H_{дин.тр}$  и, соответственно,  $f_{1з.тр}$ , 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.*