

АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

И.Г. Соловьев, Д.Н. Субарев, Д.А. Говорков

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ С ЭЛЕКТРОНАСОСОМ

Рассматривается гидродинамическая модель скважинной системы с погружным электронасосом, дополненная моделью деструкции притока, а также моделью выноса и сорбции мехпримесей. Анализируется влияние осложняющих факторов эксплуатации на режим работы скважины.

Гидродинамическая модель, скважинная система, действие мехпримесей, деструкция притока, срыв подачи, анализ состояния системы.

1. Введение

Масштабное развитие информационных ресурсов нефтедобывающих производств [1, 2] позволяет переходить на технологии и алгоритмы замкнутого управления [3, 4], более эффективные в изменяющихся условиях эксплуатации [5, 6]. Отличительная особенность замкнутых технологий в том, что выбор режима эксплуатации, например по производительности, не есть типовые следствия традиционного проектирования. Производительность регулируется по состоянию контролируемых переменных, которые в свою очередь отражают плохо предсказуемую эволюцию изменяющихся факторов эксплуатации. В этом случае говорят не об уставке проекта, а о законе управления [7], реализуемом в автоматическом или автоматизированном режиме в форме «совет» оператору-технологу.

Конструирование замкнутых алгоритмов управления связано с созданием новых форм представления математических моделей скважинной системы [8, 9], реализуемых в рамках информационных ресурсов самого предприятия по месту обустройства технологий службами диспетчерского контроля.

В отличие от модных вопросов построения и использования «интеллектуальных скважин» [10, 11, 12], представленная работа поясняет механизмы и результаты действия осложняющих факторов на эксплуатацию скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН). Одно из доминирующих осложнений [5] связано с выносами мехпримесей, что проявляется:

- в возможном уменьшении продуктивности притока (деструкция притока);
- абразивном износе рабочих органов насоса;
- засорении рабочей зоны насоса шламом.

Если природа негативных проявлений определяется физико-химическими свойствами коллектора, видом и качеством проведенных геолого-технических мероприятий на забое скважины [12], то их интенсивность зависит от параметров конструкции скважинной системы и выбранного режима эксплуатации по производительности — $q(t)$. Иными словами, увеличение объемов добычи интенсифицирует деструктивные проявления, сокращая показатели долговечности для ЭЦН (T — время наработки на отказ), снижая продуктивность притока (w_R — коэффициент продуктивности скважины).

2. Гидростатика скважины с ЭЦН

Представленная на рис. 1, а конструктивная схема скважины, приведенной к вертикальной проекции, и связанный с ней линеаризованный график распределения давления (рис. 1, б) по стволу для включенного — 1 ($u(t) = 1$) и выключенного — 2 ($u(t) = 0$) состояний системы определяют основные конструктивные параметры, переменные состояния гидравлической системы подъемника, а также принятые упрощения, связанные с конечномерной аппроксимацией изначально распределенной системы.

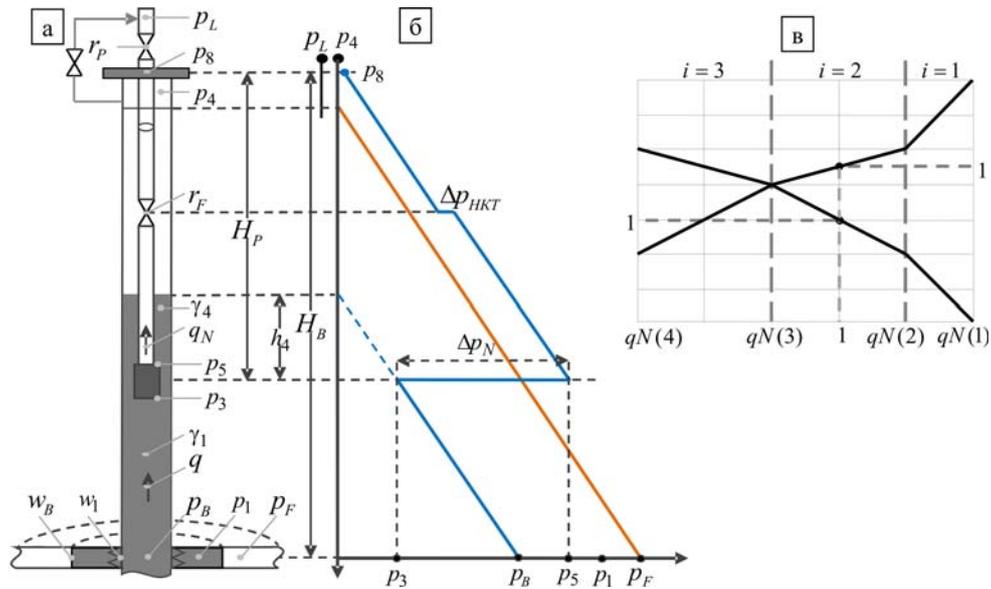


Рис. 1. Конструктивная схема вертикальной скважины (а), линеаризованные графики распределения давления по вертикали (б) и нормированные напорная и мощностная характеристики насоса (в)

В соответствии с обозначениями на рис. 1 упрощенная гидростатическая модель скважинной системы, рассчитанная относительно объемного расхода добываемой жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$) [9]:

$$q(t) = \left(\frac{u(t)\lambda'_0(i,t)h^0 - H_p + (p_F - p_L)/\gamma}{u(t)\lambda'_1(i,t)h^0 / q^0 + r_S + 1/(\gamma w_F(t))} \right)_+, \quad (1)$$

есть результат совместного решения уравнений:

— модели притока:

$$P_Z : q(t) = w_F(t) \cdot (p_F - p_B(t))$$

с коэффициентом продуктивности $w_F = \frac{w_B w_1}{w_B + w_1}$ ($\text{м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{сут})$) и средне-

нальным давлением коллектора — p_F (МПа);

— гидростатической модели подъемника:

$$P_S : p_5(t) - p_3(t) = p_L + \gamma(H_P + r_S q(t)) - (p_B(t) - \gamma(H_B - H_P))$$

с удельным весом жидкости — γ (Мпа/м) и суммарным гидросопротивлением линеаризованной модели штуцера $r_S = r_P + r_F$ (сут/м²), эквивалентным потерям напора на трение от выкида насоса до нефтесборника на устье с линейным давлением p_L ;

— нормированной напорной характеристикой насоса:

$$P_N : \frac{h_N(t)}{h^0} = u(t)v(t)v_h(t) \left(v(t)\lambda_0(i) - \lambda_1(i) \frac{q(t)}{v_q q^0} \right), \quad (2)$$

где $i = \arg\{q(t) \in v(t)v_q(t)q^0 [qN(i+1), qN(i)]\}, i \in \{1, 2, 3\}$, представленной кусочно-линейным графиком, как на рис. 1, в. Аналогичное представление имеет график потребляемой мощности:

$$\frac{N(t)}{N^0} = u(t)v(t)^2 v_N(t) \frac{\gamma}{\gamma^0} \left(v(t)\lambda_2(i) + \lambda_3(i) \frac{q(t)}{v_q q^0} \right), \quad (3)$$

где γ^0 — удельный вес воды при испытании ЭЦН на стенде.

На рисунках и в приведенных выражениях приняты следующие обозначения.

Параметры конструкции:

H_B — глубина забоя по вертикали (м);

H_P — глубина подвески насоса;

$\langle q^0, h^0, N^0 \rangle$ — параметры номинальной рабочей точки выбранного типоразмера насоса, $\langle (\text{м}^3/\text{сут}), (\text{м}), (\text{кВт}) \rangle$;

$\langle \lambda_0(i), \lambda_1(i), \lambda_2(i), \lambda_3(i), qN(i), i = \overline{1, 3}) \rangle$ — настроечные параметры нормированных рабочих характеристик насоса, например, как в табл. 1;

— r_P, r_F — эквивалентные потерям напора гидросопротивления линеаризованной модели устьевого штуцера и НКТ соответственно.

Таблица 1

Параметрические настройки нормированной характеристики ЭЦН

i	1	2	3
qN	5/3	4/3	2/3
λ_0	10/3	2	3/2
λ_1	2	1	1/4
λ_2	0,1	0,82	0,7
λ_3	0,72	0,18	0,36

Параметры коллектора:

— w_B, w_1 — гидропроводности переходов: «призабойная зона — забой скважины» и «коллектор — призабойная зона», ($\text{м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$);

— $\gamma = (1 - \beta)\gamma_O + \beta\gamma_W$ — удельный вес пластовой жидкости обводненностью — $\beta, \gamma_O, \gamma_W$ — удельные веса газированной нефти и пластовой воды.

Уставки и переменные состояния:

— $p_B(t)$ — давление в забое скважины, (МПа);

— $p_3(t), p_5(t), p_8(t)$ — давление у приема насоса, давление на выкиде насоса и давление на устье скважины;

— $p_4(t) = \max\{p_{40}, p_F - \mathcal{H}_B + (\gamma - \gamma_4)H_P - q/w_F\}$ — давление в затрубном пространстве на уровне устья,

где p_{40} — стабилизируемая уставка давления газовой фазы затрубного пространства; γ_4 — удельный вес отстоя жидкости уровня h_4 от приема насоса.

Функциональность ЭЦН при разгазировании нефти в подъемнике контролируется огрубленным условием предупреждения срыва подачи:

$$h_4(t) = \frac{1}{\gamma_4(t)}(p_3(t) - p_{40}) \geq h_{PS} = h_W + \alpha_G(1 - \beta)G, \quad (4)$$

где G — газовый фактор нефти [14], h_W — уровень минимального покрытия по воде, α_G — настроечный параметр.

В выражении (1) комплексные параметры напорной характеристики насоса (2) определяются равенствами:

$$\lambda'_0(i, t) = h_0 v_h(t) \lambda_0(i), \quad \lambda'_1(i, t) = h_0 v_h(t) \lambda_1(i) / v_q(t) q_0,$$

где $u(t) = \{0, 1\}$ — идентификатор выключенного и включенного состояния системы; $v(t) = \{0, 7; 1, 3\}$ — регулируемая переменная относительной частоты питающего напряжения (при наличии частотно управляемого привода).

Запись $q(t) = (x(t))_+$ обозначает — положительная часть графика $x(t)$. В случае (1) при $u(t) = 0$ возможный слив жидкости из нефтесборника в скважину предупреждается конструкцией обратных клапанов на устье и на выкиде насоса.

3. Действие осложняющих факторов

Динамика возможного снижения продуктивности притока при увеличении отбора $q(t)$ связана с частичной потерей механической устойчивости скелета пласта в ближней к забою зоне коллектора, что увеличивает объемы выносов мехпримесей и нарушает фильтрующую структуру порового пространства. Динамику снижения гидропроводности будем описывать уравнением вида [9]:

$$\dot{w}_B(t) = -b_B \varphi(q(t)), \quad (5)$$

где функция интенсивности процессов деструкции притока, представленная на рис. 2, $\varphi(q) = (q - qB_1)_+ + \alpha_B(q - qB_2)_+$, задается уставками по механической устойчивости qB_1, qB_2 и скоростью трансформаций α_B, b_B .

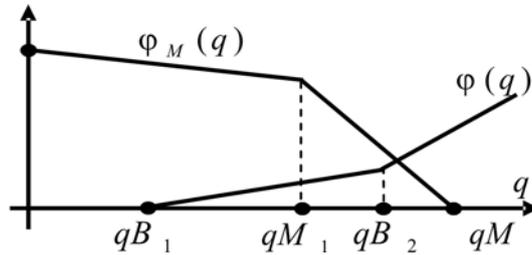


Рис. 2. Графики зависимостей моделей выноса и сорбции мехпримесей

Эволюция рабочих характеристик вследствие износа и засорения учитывается введением в выражения (2), (3) поправочных множителей $v_h(t), v_q(t), v_N(t)$:

$$\begin{cases} v_h(t) = 1 - a_{h1}v_S(t) - a_{h2}v_P(t), \\ v_q(t) = 1 - a_qv_P(t), \\ v_N(t) = 1 - a_{N1}v_S(t) + a_{N2}v_P(t) \end{cases}, \quad (6)$$

динамика которых определяется объемами выносов шлама на дневную поверхность $v_S(t)$ (м^3) и объемами осадконакоплений в полости насоса $v_P(t)$ (м^3). С учетом порядкового отличия величин $v_S(t) \gg v_P(t)$ модель динамики миграции и осадконакоплений мехпримесей может быть представлена системой вида:

$$\begin{cases} \dot{v}_S(t) = b_S\varphi(q(t)) \\ \dot{v}_P(t) = \alpha_{M2}\varphi_M(q(t))_ - v_P(t) + b_S\varphi(q(t)) \cdot \frac{\alpha_{M1}\varphi_M(q(t))_ +}{q(t)/V_P + \alpha_{M1}\varphi_M(q(t))_ +} \end{cases}, \quad (7)$$

где функция $\varphi_M(q)$, изображенная на рис. 2, отражает динамику сорбирования ($q < qM$) и взмучивания ($q > qM$) в зависимости от интенсивности тока жидкости; V_P — объем пустот рабочей зоны центробежного насоса; $b_S, \alpha_{M1}, \alpha_{M2}$ — настроечные параметры.

Представленные на рис. 3 результаты вычислительного анализа эволюции состояния системы отражают специфику работы скважины при выносе мехпримесей. Сравниваются три случая:

- с доминантой деструкции притока (графики с номером 1, при $b_S = 0, b_B = 2 \cdot 10^{-4}$),
- с доминантой износа и засорения (графики с номером 2, при $b_S = 1 \cdot 10^{-4}, b_B = 0$);
- с совместным проявлением двух следствий (графики с номером 3, при $b_S = 1 \cdot 10^{-4}, b_B = 2 \cdot 10^{-4}$).

Временные интервалы анализа соответствуют расчетным периодам наработки до отказа T [4].

Сравнительный анализ графиков свидетельствует о следующем:

- всякие деструктивные проявления приводят к снижению производительности $q(t)$ и объема добычи на одну установку;

— устойчивая динамика снижения $h_4(t)$ в случае 1 свидетельствует об опасности выхода установки в аварийное состояние срыва подачи (4), что следует учитывать при выборе глубины подвески H_P с запасом;

— в случае 2, соответствующем доминанте процессов износа и засорения, переменная $h_4(t)$ растет, опасность срыва подачи отсутствует, что позволяет выбирать при проектировании экономически выгодный минимальный уровень подвески H_P ;

— совместное действие факторов демонстрирует особый характер эволюции графика $h_4(t)$ с наличием минимума, что следует учитывать в проектах обустройства скважин с ЭЦН.

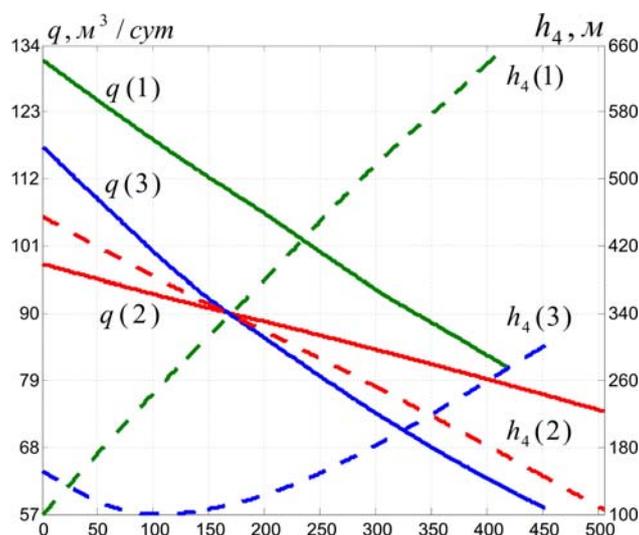


Рис. 3. Графики зависимости объемного расхода — $q(t)$, динамического уровня — $h_4(t)$ и потребляемой мощности ПЭД — $N(t)$ для случаев 1, 2, 3

4. Заключение

Предложенная схема огрубленного описания эволюции состояния скважины не предназначена для задач долгосрочного прогнозирования. Напротив, комплексный и упрощенный характер анализа процессов эксплуатации скважины с ЭЦН позволяет реализовывать и сопровождать такие модели в рамках информационных ресурсов служб диспетчерского контроля силами самого предприятия.

Это существенно расширяет регулировочный потенциал систем оперативного контроля и управления технологиями нефтедобычи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zdolnik S., Pashali A., Markelov D., Volkov M. Real-time Optimization Approach for 15,000 ESP Wells // SPE 112236, 2008.
2. Система управления и мониторинга для механизированного фонда скважин // Инженерная практика: Производственно-технический нефтегазовый журнал. Выпуск 9, 2010. 112 с. [Электрон. ресурс] Режим доступа: <http://glavteh.ru>.

3. Saputelli L., Nikolaou M., Economides M.,J. Real-time reservoir management: A multiscale adaptive optimization and control approach // Computational Geosciences. Springer, 2006. No 10. P. 61–96.
4. Guyaguler B., Papadopoulos A.T., Philpot J.A. Feedback Controllers for the Simulation of Field Processes // SPE 118969, 2009.
5. Эксплуатация осложнённого фонда скважин* 2010 // Инженерная практика: Производственно-технический нефтегазовый журнал. 2011. Выпуск 2. 118 с. [Электрон. ресурс] Режим доступа: <http://glavteh.ru/>.
6. Fomin V., Solovyev I. Adaptive Observer Design for Hydrodynamic States of an Oil-Well // Proceeding of CSCS-18. University POLITEHNICA of Bucharest, 2011. P. 286–289.
7. Бесекецкий В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования. М.: Наука, 1975. 768 с.
8. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Фомин В.В. Модель и динамика переходных режимов нефтяных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 6. С. 11–17.
9. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н. Эволюция состояния и динамика освоения ресурса ЭЦН при действии осложняющих факторов эксплуатации // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2013, № 5. С. 44–48.
10. Glandt C.A. Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review // SPE 81107. 2005.
11. Goh K.C., Dale-Pine B., Brunei I.Y., Van Overschee P., Lauwerys C. Production Surveillance and Optimization for Multizone Smart Wells With Data Driven Models // SPE 112204. 2008.
12. Sun K., Constantine J., Tirado R., Eriksen F., Costa L. Intelligent Well System: Providing Value or Just Another Completion? // SPE 124916. 2009.
13. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н. Управление параметрами обустройства и режимом эксплуатации скважины с погружным электронасосом // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2012. №7. С. 15–21.
14. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 414 с.
15. Соловьев И.Г., Кожин А.Г., Субарев Д.Н. Факторная модель динамики освоения ресурса ЭЦН // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2013. № 8. С. 25–28.

I.G. Solovyev, D.N. Subarev, D.A. Govorkov

Evolution of operation mode of a well with electric pump at carrying over of mechanical impurities

This paper covers hydrodynamic model of well equipped with submersible pump, modified with inclusion of inflow destruction and mechanical impurities migration/accumulation models. Complicating factors impact on well operation mode is analyzed.

Model of hydrodynamics, oil well, mechanical impurities impact, inflow destruction, pump starvation, system conditions analysis.