

Д.Н. Субарев, И.Г. Соловьев

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА РАБОТУ СКВАЖИН С УЭЦН

*Исследуется влияние осложняющих факторов на процесс добычи нефти. Проводится сравнительный вычислительный анализ влияния деструкции притока, износа и засорения насоса на производительность и эксплуатационный ресурс погружного оборудования.*

***Насос, скважина, модель, мехпримеси, износ, осадконакопления, ресурс, приток, режим, типоразмер, производительность.***

В последнее время в связи с ухудшением условий эксплуатации нефтяных месторождений все больше обсуждаются вопросы профилактики и устранения последствий влияния осложняющих факторов на работу погружного оборудования [1–3].

Анализ показал, что значительную долю отказов погружного нефтедобывающего оборудования составляют обусловленные выходом из строя ЭЦН и кабеля [4]. Отказы УЭЦН в ОАО «Самотлорнефтегаз» связаны с воздействием агрессивной среды (коррозия) (13,4 %), мехпримесей (27,5 %), твердых отложений (24,5 %), субъективными причинами (20 %), неисправностями оборудования (14,6 %).

На основе представленной статистики можно заключить, что одним из основных факторов, осложняющих работу ЭЦН, является влияние мехпримесей. С одной стороны, выносимые на дневную поверхность, они оказывают абразивное воздействие на погружную установку, ускоряя процесс износа элементов насоса; с другой — мехпримеси, вследствие недостаточной скорости тока жидкости  $q(t)$ , оседают на поверхностях рабочих органов насоса, в результате чего происходит ухудшение гидродинамических характеристик, увеличиваются вибрации, что приводит к снижению наработки на отказ ЭЦН.

Основной причиной, по которой откачиваемая жидкость содержит в своем составе мехпримеси, является деструкция притока, вызванная неустойчивостью скелета пласта к высоким режимам отбора нефти. Причем в зависимости от качественного состава разрушаемой породы последствием таких режимов может быть не только негативное влияние мехпримесей на работу погружного оборудования, но и снижение продуктивности притока, что в свою очередь может стать причиной преждевременного выхода установки на срыв подачи.

Для выявления степени влияния всех вышеназванных факторов рассмотрим скважинную систему (СС) «УЭЦН — пласт — скважина», функциональная схема которой представлена на рис. 1.

В функциональной схеме выделены следующие выходные блоки:

$P_N$  — гидростатическая модель подъемника «насос — НКТ — устье скважины»;

$P_w$  — модель снижения гидропроводности  $w_1(t)$  притока на переходе «призабойная зона (ПЗ) — забой»;

$P_Q$  — модель эксплуатационного ресурса погружного оборудования.

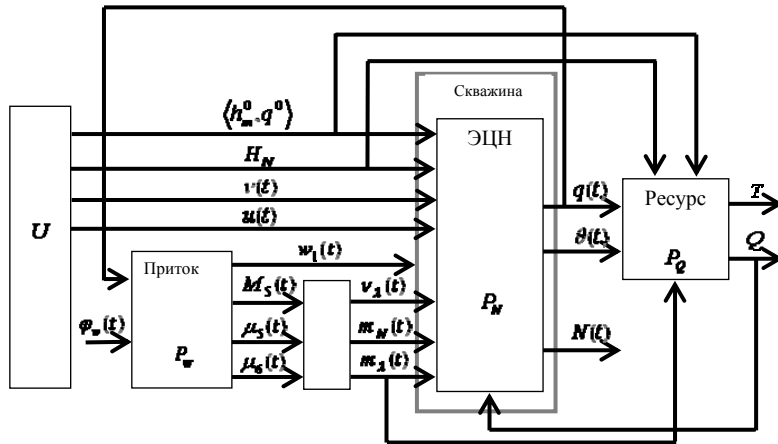


Рис. 1. Функциональная схема скважинной системы «УЭЦН — пласт — скважина»

На рис. 1 приняты следующие обозначения:  $q(t)$  — регистрируемый на устье объемный расход добываемой продукции;  $\theta(t)$  — контролируемая температура ПЭД;  $\langle h_m^0, q^0 \rangle$  — номинальная точка на напорной характеристике, соответствует оптимальному режиму работы выбранного типоразмера погружной установки, в которой КПД установки максимален;  $H_N$  — глубина подвески насоса;  $v(t)$  — относительная частота вращения вала при использовании частотно-регулируемого привода;  $u(t) = \{1, 0\}$  — индикатор {вкл, выкл};  $M_5(t)$  — суммарная масса взвешенных мехпримесей в полостях насоса, которая вследствие проходящего потока частично может осаждаться и накапливаться в полостях насоса —  $\mu_6(t)$ , а оставшаяся часть —  $\mu_5(t)$  выносятся на дневную поверхность, обуславливая абразивный износ;  $v_\lambda(t)$  — коэффициент, учитывающий изменение напорной характеристики насоса вследствие стачивания рабочих органов мехпримесями;  $m_\lambda(t)$  — коэффициент, учитывающий изменение напорной характеристики насоса вследствие осадконакоплений в секциях установки;  $m_N(t)$  — коэффициент, учитывающий изменение мощностной характеристики насоса вследствие осадконакоплений в секциях установки;  $N(t)$  — мощность, потребляемая насосом;  $T$  — время «жизни» погружной установки;  $Q$  — ресурс погружной установки.

Таким образом, для выявления степени влияния всех вышеназванных факторов необходимо задать модели выходных блоков, входящих в структуру скважинной системы, а именно:

1. Гидростатическая модель производительности скважинной системы [5].

$$q(t) = \frac{h_m^0 (v(t)v_\lambda(t))^2 m_\lambda(t) \lambda_0(i) - H_z + (p_{пл} - p_n) / \gamma_1}{\frac{h_m^0}{q^0} v(t)v_\lambda(t) m_\lambda(t) \lambda_1(i) + \frac{1}{\gamma_1} r_{пл} + r_\Sigma}, \quad (1)$$

где  $H_z$  — глубина забоя скважины по вертикали;  $p_{пл}$  — квазипостоянное давление питания пласта;  $p_n$  — давление в линейном нефтесборном коллекторе на устье скважины;  $\gamma_1$  — удельный вес жидкости до приема насоса;  $r_{пл}$  — суммарное гидросопротивление призабойной зоны и зоны пласта;  $r_\Sigma$  — суммарное гидросопротивление устьевого штуцера и подъемника;  $\langle \lambda_0(i), \lambda_1(i) \rangle$  — коэффициенты трехзвенного графика кусочно-линейной аппроксимации напорной характеристики насоса, представленной на рис. 2.

$$h_N = u v v_\lambda m_\lambda h_m^0 (v v_\lambda \lambda_0(i) - \lambda_1(i) \frac{q}{q^0}) \quad (2)$$

Аналогично напорной характеристике аппроксимирован график мощностной характеристики насоса с коэффициентами  $\langle \lambda_2(i), \lambda_3(i) \rangle$  (рис. 2).

$$N_N = u (v v_\lambda)^2 m_\lambda N^0 (v v_\lambda m_N \lambda_2(i) + \lambda_3(i) \frac{q}{q^0}), \quad (3)$$

$$i = \begin{cases} 1, & \text{если } q \in q^0 v v_\lambda [q_{N2}, q_{N1}] \\ 2, & \text{если } q \in q^0 v v_\lambda [q_{N3}, q_{N2}] \\ 3, & \text{если } q \in q^0 v v_\lambda [q_{N4}, q_{N3}] \end{cases}$$

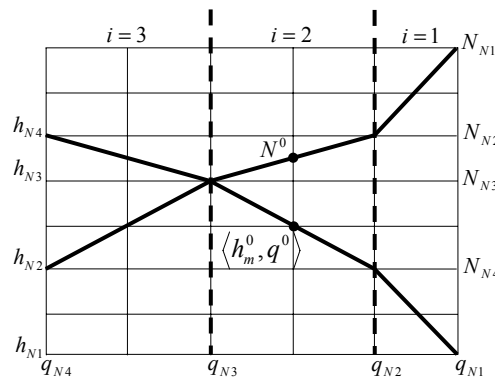


Рис. 2. Напорная и мощностная характеристики УЭЦН

2. Модель деструкции притока, определяющая снижение гидропроводности перехода «ПЗ — забой» вследствие неустойчивости скелета пласта к высокому уровню отбора нефти из скважины.

$$\dot{w}_1(t) = -\beta_w \varphi_w(t), \quad (4)$$

где  $\beta_w$  — параметр, определяющий интенсивность снижения гидропроводности перехода «ПЗ — забой», вызванного выносом мехпримесей;  $\varphi_w(t)$  — функция, задаваемая согласно

$$\varphi_w(t) = \alpha_{w1} (q(t) - q_{w1})_+ + \alpha_{w2} (q(t) - q_{w2})_+, \quad (5)$$

где  $\alpha_{w1}$  и  $\alpha_{w2}$  — параметры, определяющие интенсивность деструкции притока;  $q_{w1}$  и  $q_{w2}$  — настроечные параметры модели деструкции притока, устанавливающие пределы устойчивости скелета призабойной зоны.

Как отмечалось ранее, вынос мехпримесей может проявляться двояким образом — вызывать забивку и износ погружного оборудования. Очевидно, что с увеличением скорости тока  $q(t) > q_{M1}$  все мехпримеси выносятся на дневную поверхность и осадконакопление не проявляется. С другой стороны, если скорость потока еще выше  $q(t) > q_{M2}$ , наблюдается эффект вторичного взмучивания, т.е. переход осадка во взвешенное состояние с последующим выносом на дневную поверхность.

Вследствие вышеизложенного искомая модель массового баланса может быть представлена как

$$\dot{M}_5(t) = -\alpha_{50} \left(1 - \frac{q(t)}{q_{M1}}\right)_+ M_5(t) + \alpha_{60} \left(\frac{q(t)}{q_{M2}} - 1\right)_+ \mu_6(t) - \frac{q(t)M_5(t)}{V_N} + \alpha_w \varphi_w(t), \quad (6)$$

где первое слагаемое учитывает скорость осадконакоплений, второе — скорость обратного взмучивания, третье — массовый расход выносов, четвертое — массовый расход поступления мехпримесей в полости насоса.

В силу вышеизложенного масса осадконакоплений в полостях насоса оценивается соотношением

$$\dot{\mu}_6(t) = \alpha_{50} \left(1 - \frac{q(t)}{q_{M1}}\right)_+ M_5(t) - \alpha_{60} \left(\frac{q(t)}{q_{M2}} - 1\right)_+ \mu_6(t), \quad (7)$$

а масса мехпримесей, выносимых на дневную поверхность, — согласно

$$\dot{\mu}_5(t) = \frac{q(t)M_5(t)}{V_N}. \quad (8)$$

Характер влияния осадконакоплений и абразивного износа на напорную и энергетическую характеристики определим следующими функциями:

$$m_\lambda(t) = 1 - a_{h6} \mu_6(t), \quad (9)$$

$$v_\lambda(t) = 1 - a_{h5} \mu_5(t), \quad (10)$$

$$m_N(t) = 1 + a_{N6} \mu_6(t). \quad (11)$$

### 3. Модель эксплуатационного ресурса погружной установки [6, 7]

$$(1 - \alpha(H_N)q^0)Q^0 = \int_0^T (q(t) + \alpha_3 |q(t) - q^0| + \alpha_4 q^0 \frac{(\theta(t) - \theta_{N1})_+}{\theta_{N1}}) dt + \alpha_5 \mu_5(T)Q^0, \quad (12)$$

где  $Q^0$  — потенциальный ресурс погружной установки  $q^0$  — типоразмера и исчисляемый объемом добытой жидкости  $Q^0 = q^0 \cdot T^0$  в номинальных и комфортных условиях на полном жизненном сроке работы погружного оборудования  $T^0$ . При этом в рамках рассматриваемой задачи допустим, что с увеличением мощности установки время наработки на отказ оборудования сокращается, например:  $T^0 = \alpha_0 - \alpha_1 \cdot q^0 - \alpha_2 \cdot h_m^0$ .

В приведенной модели ресурса множитель  $(1 - \alpha(H_N)q^0)$  обуславливает снижение ресурса вследствие заглубления погружной установки. Составляющая  $\int_0^T q(t) dt$  определяет объем нефти, добытой до полного расхода ресурса  $T$  при работе установки в ненормальных условиях.

Помимо заглупления к снижению эксплуатационного ресурса приводит также работа установки в ненормальном режиме —  $\int_0^T \alpha_3 |q(t) - q^0| dt$ , перегрев силовой части установки —  $\int_0^T \alpha_4 q^0 \frac{(\theta(t) - \theta_{N1})_+}{\theta_{N1}} dt$  и абразивное влияние мех-примесей —  $\alpha_5 \mu_5(T) Q^0$ .

Термостатическую модель установки зададим согласно

$$\theta(t) = \alpha_c (H_N - H_{N0})_+ + \frac{\alpha_\theta}{1 + \alpha_{\theta 1} q(t)} \cdot \delta \eta_D N(t), \quad (13)$$

где первое слагаемое учитывает повышение температуры при заглуплении установки  $H_N$  ниже геотермального слоя  $H_{N0}$ , второе — повышение температуры в связи с увеличением паразитной мощности  $\delta \eta_D N(t)$  или снижением расхода  $q(t)$  омывающей установку жидкости.

Помимо выхода установки из строя в связи с полным расходом ресурса необходимо также учитывать условие преждевременного выхода установки на срыв подачи, что в свою очередь устанавливает ограничение на максимальный режим отбора нефти из скважины [8]:

$$h_4(t) \geq h_4^{\min}(t), \quad (14)$$

где  $h_4(t)$  — уровень столба жидкости в ЗТ над приемом насоса;  $h_4^{\min}(t)$  — минимальный уровень столба жидкости над приемом насоса, при котором еще гарантируется стабильная подача.

#### Параметры скважины

№	Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Величина
1	Среднепластовое давление	$p_{пл}$	МПа	25
2	Давление газовой фазы в затрубном пространстве	$p_{40}$	МПа	1,5
3	Давление в линейном нефтесборном коллекторе на устье скважины	$p_{л}$	МПа	0,8
4	Давление насыщения нефти газом	$p_{нс}$	МПа	12
5	Глубина забоя по вертикали	$H_Z$	м	2000
6	Глубина подвески насоса	$H_N$	м	1800
7	Коэффициент продуктивности	$w_1(0)$	м <sup>3</sup> /МПа·сут	12,5
8	Газовый фактор	$\Gamma$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	100
9	Удельный вес жидкости до приема насоса	$\gamma_1$	МПа/м	0,009
10	КПД насоса	$\eta_N$	—	0,4
11	КПД двигателя	$\eta_d$	—	0,9
12	Настроечный коэффициент модели ресурса насоса	$\alpha_0$	сут	700
13	Настроечный коэффициент модели ресурса насоса	$\alpha_1$	сут <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	0,8
14	Настроечный коэффициент модели ресурса насоса	$\alpha_2$	сут/м	0,05
15	Номинальная производительность установки	$q^0$	м <sup>3</sup> /сут	125

Чтобы оценить влияние охарактеризованных осложняющих факторов на показатели работы скважинной системы, проведем вычислительный экспери-

мент для скважины с параметрами из табл. Оценим влияние каждого из данных факторов на приведенный интегральный показатель (объем добытой нефти) на полном сроке эксплуатации установки при вариации настроечных параметров модели (рис. 3). Также произведем оценку влияния действия всех приведенных осложняющих факторов одновременно на технологические параметры электронасоса (рис. 4).

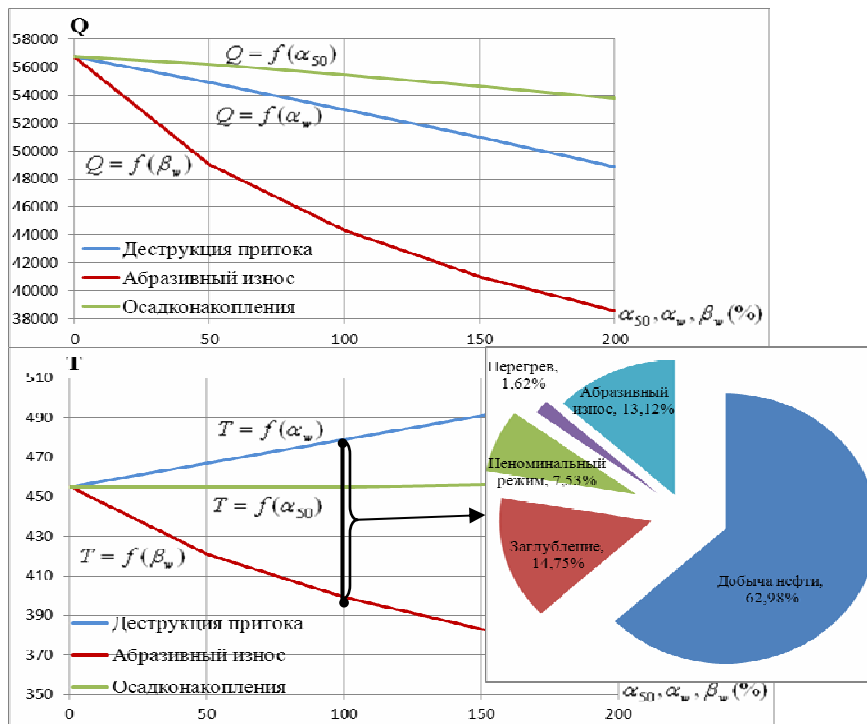


Рис. 3. Зависимости значений объема добычи и времени эксплуатации при вариации настроечных параметров и диаграмма затрат ресурса

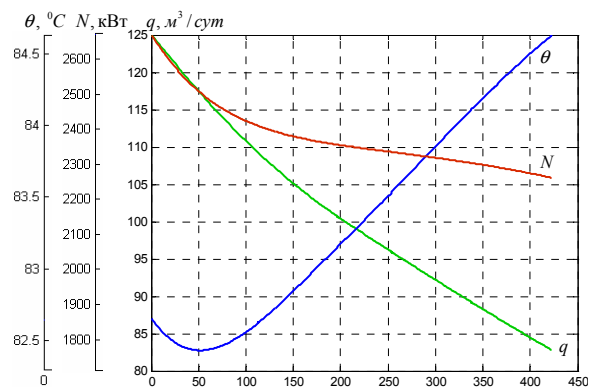


Рис. 4. Результаты вычислительного анализа влияния осложняющих факторов на параметры скважинной системы

Несмотря на неполный набор осложняющих факторов, представленная модель достаточно корректно отображает влияние нестационарных условий эксплуатации на работу погружной установки. Результаты моделирования дают правдоподобную картину влияния осложняющих факторов на технологические параметры скважинной системы и эксплуатационный ресурс погружной установки. Данная модель впоследствии может быть использована в задачах управления параметрами обустройства и режимами эксплуатации скважины, оборудованной погружным электронасосом.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 6–13.
2. Шайдаков В.В. Механические примеси в нефтедобыче // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 98–103.
3. Смирнов Н.И. Новые подходы к повышению ресурса электропогружной установки // Инженерная практика. 2012. № 1. С. 5.
4. Гребенюк А.Н. Применение новых материалов и деталей в УЭЦН в скважинах с осложненными условиями эксплуатации // Территория Нефтегаз. 2006. № 10. С. 36.
5. 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.
6. Соловьев И.Г., Конопелько В.К. Линейная модель ресурса погружного электроцентробежного насоса // Экспресс-информация. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 1987. № 6.
7. Соловьев И.Г., Фомин В.В., Басов С.Г., Кожин А.Г. Критерии и алгоритмы стабилизации оптимального режима эксплуатации погружного насоса. Критерий // Изв. вузов. Нефть и газ. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. № 6. С. 51–54.
8. 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.

*D.N. Subarev, I.G. Solovyev*

*The impact analysis of complicating factors on the operation of oil wells with the ESP unit*

*Subject to investigation being the impact of complicating factors on oil production. The paper undertakes a comparative computational analysis regarding the impact of inflow destruction, wear and clogging of the pump on the production rate and operational life of submersible equipment.*

***Pump, well, model, mechanical impurities, wear, sedimentation, resource, inflow, mode, frame size, production rate.***