**И.Г. Соловьев, Д.Н. Субарев**

# ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДБОРА ТИПОРАЗМЕРА И РЕЖИМА РАБОТЫ ПОГРУЖНОГО НАСОСА

*Предложен экономический критерий оптимизации работы УЭЦН, учитывающий совместно технологические и экономические показатели и позволяющий оценивать эффективность функционирования установки с позиции рентабельности нефтедобычи. С помощью рассматриваемой модели можно оптимально подобрать режим работы УЭЦН с учетом его типоразмера на заранее заданном количестве смен насосного оборудования. С использованием представленного критерия определяются оптимальные значения производительности насоса и его типоразмер с точки зрения экономического эффекта. Кроме того, в модели учтена динамика осложняющих работу системы «пласт — скважина — УЭЦН» факторов.*

***Насос, скважина, модель, критерий, производительность, приток, типоразмер, режим.***

Состояние нефтяной промышленности России таково, что дальнейшая эксплуатация скважин возможна лишь при модернизации процесса добычи нефти. Одним из перспективных методов является эксплуатация установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). На работу УЭЦН влияет множество факторов — от конструкции скважины до процессов, происходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН [1].

Обустройство погружных электронасосов телеметрическими системами глубинного контроля давления, температуры и вибрации в сочетании с частотно-регулируемой производительностью существенно расширяет регулировочный потенциал технологий добычи, но, с другой стороны, это ужесточает требования к управлению, так как необходим более высокий уровень компетентности для принятия решений [2].

Зачастую процесс выбора режима работы насосного оборудования ориентирован на решение двух основных задач — предотвращения срыва подачи и максимизации добычи на отдельно взятом временном промежутке. При этом не принимаются во внимание возможные негативные последствия на более длительных промежутках работы системы «УЭЦН — пласт — скважина», а именно снижение продуктивности пласта вследствие повышенной интенсивности отбора нефти, снижение ресурса насосного оборудования в связи с неноминальными режимами эксплуатации, а также возможное засорение рабочих органов УЭЦН мехпримесями в результате интенсификации добычи. Кроме того, нередко при подборе типоразмера ЭЦН не учитываются регулировочные характеристики погружных систем с частотными преобразователями, что также снижает эффективность работы насоса.

Под подбором типоразмера понимается определение основных рабочих показателей взаимосвязанной системы «пласт — скважина — насосная установка» и выбор оптимальных сочетаний этих показателей. Подбор может осуществляться по различным критериям минимизации себестоимости добываемой продукции.

С точки зрения минимизации эксплуатационных затрат необходимо стремиться к длительному (оптимальному) межремонтному периоду (МРП). Максимальную наработку погружного оборудования, в свою очередь, можно обеспечить только при условии адекватного подбора всех параметров эксплуатации УЭЦН, их агрегатов и элементов, которые обозначены разработчиками оборудования в соответствующих ТУ, руководствах по эксплуатации и других нормативных документах.

При проектировании режима работы погружного насоса должны учитываться возможные изменения обводненности продукции, коэффициента продуктивности.

Таким образом, необходим критерий, который позволял бы судить о правильности подбора типоразмера и выбора режима работы насоса в течение всего периода рентабельной эксплуатации скважины с учетом деления его на интервалы последовательных подборов и смен насосов. В качестве такого критерия может выступать показатель экономической эффективности. Задачу по выбору оптимального решения $<q, q^0>$ запишем следующим образом:

$$< q, q^0 >= \arg\max I(q, q^0), \qquad (1)$$

где $q$ — производительность насоса, соответствующая выбранному режиму работы; $q^0$ — характеристика типоразмера, соответствующая номинальной производительности; $I(q, q^0)$ — целевая функция, определяемая по выражению

$$I(q, q^0) = C_\Sigma \cdot Q - C_2 \cdot (Q^0 - Q) - C^0 \to \max, \qquad (2)$$

где $Q^0$ — максимальный объем добытой нефти, приходящийся на установку $q^0$ -типоразмера в номинальных и комфортных условиях эксплуатации; $Q$ — реальный объем добытой нефти, обусловленный выбранным режимом работы и условиями эксплуатации насоса; $C_2$ — параметр амортизационных отчислений за ускоренный расход ресурса установки; $C^0$ — стоимость владения насосом выбранного типоразмера ($q^0$); $C_\Sigma$ — параметр нормативного дохода на единицу добываемой продукции, определяемый по формуле

$$C_\Sigma = C_Н \cdot (1 - \beta) \cdot \alpha_Н - C_Э, \qquad (3)$$

где $C_Н$ — стоимость единицы добытой нефти; $\beta$ — средняя обводненность нефти на весь период эксплуатации ($\beta$ = const); $\alpha_Н$ — параметр, учитывающий нормативные отчисления от дохода; $C_Э$ — параметр, учитывающий норматив эксплуатационных затрат, приведенный к объему добычи.

Пусть $\Delta Q = Q^0 - Q$ — сверхнормативный расход ресурса вследствие неноминальных режимов работы и условий эксплуатации насоса. Тогда целевая функция (2) приводится к виду

$$I(q, q^0) = C_\Sigma \cdot Q^0 - (C_2 + C_\Sigma) \cdot \Delta Q - C^0 \to \max. \qquad (4)$$

Максимальный объем добытой нефти $Q^0$ (характеристика ресурса) определяется как функция двух параметров — типоразмера насоса $q^0$ и срока наработки на отказ $T^0$, т.е.

$$Q^0 = f(q^0, T^0) = q^0 \cdot T^0. \qquad (5)$$

Характеристики, устанавливающие взаимосвязь между типоразмером насоса и его наработкой на отказ, задаются заводом-изготовителем насосов. В рассматриваемой задаче значение срока службы насоса $T^0$ будем определять из предположения, что насос большего типоразмера имеет меньший срок службы, тогда функцию $T^0 = f(q^0)$ можно представить как на рис. 1.

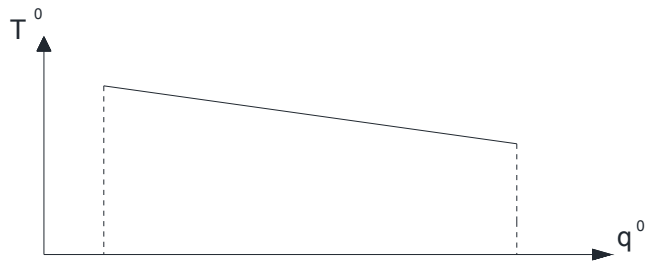


**Рис. 1.** График зависимости срока службы насоса от типоразмера

Данная зависимость весьма условна, так как каждый производитель предусматривает свою характеристику зависимости срока службы насоса от типоразмера для собственной линейки типоразмеров.

Учитывая (5) и линейный характер функции $T^0 = f(q^0)$, выражение для номинального ресурса можно записать в виде

$$Q^0 = \alpha_0 \cdot (\alpha_1 - q^0) \cdot q^0, \tag{6}$$

где $\alpha_0$ и $\alpha_1$ — настроечные коэффициенты модели ресурса насоса.

Значение параметра $\Delta Q$ определим согласно выражению:

$$\Delta Q = \alpha_T \cdot (q^0 - q)^2 + \alpha_W \cdot (q - q^0{}_1)^2{}_+, \tag{7}$$

где первое слагаемое учитывает повышенный расход ресурса при отклонениях реальной производительности $q$ от номинальной $q^0$ для выбранного типоразмера; второе слагаемое учитывает интенсификацию износа вследствие выноса механических примесей (деструкция притока) при превышении $q$ над значением устойчивой эксплуатации $q_1^0$; $\alpha_T$ — коэффициент, учитывающий износостойкость оборудования вследствие неноминального режима работы; $\alpha_W$ — коэффициент, учитывающий деструкцию притока вследствие превышения значения $q$ над значением $q_1^0$.

Значение функции $C^0$ будем определять выражением

$$C^0 = C_1 \cdot q_0 + C_0, \tag{8}$$

где $C_0$ и $C_1$ — параметры, определяемые ценовой политикой завода-изготовителя.

Подставив (6)–(8) в выражение (4), запишем:

$$\begin{gathered} I(q,q^0) = C_\Sigma \cdot \alpha_0 \cdot (\alpha_1 - q^0) \cdot q^0 - (C_2 + C_\Sigma) \cdot (\alpha_T \cdot (q - q^0)^2 + \\ + \alpha_W \cdot (q - q_1^0)_+^2) - C_1 \cdot q_0 - C_0 \to \max \end{gathered} \tag{9}$$

Пусть $k$ — номер интервала эксплуатации $i$-го насоса. При этом деструкция притока на каждом последующем интервале эксплуатации будет определяться из выражения

$$\Delta q_1^0(k+1) = \alpha_e \cdot q_1^0(k) \cdot (q(k) - q_1^0(k))_+, \tag{10}$$

где $\alpha_e$ — настроечный параметр, зависящий от свойств устойчивости коллектора.

Таким образом,

$$q_1^0(k+1) = q_1^0(k) - \Delta q_1^0(k+1) = q_1^0(k) \cdot (1 - \alpha_e \cdot (q(k) - q_1^0(k))). \qquad (11)$$

С учетом параметра *k* преобразуем выражение (1):

$$< q, q^0, k >= \arg\max I(q, q^0, k). \qquad (12)$$

Тогда целевая функция для нескольких этапов эксплуатации примет вид

$$I_\Sigma = \Sigma_{i=1}^k I(q_i, q_i^0, k) = \Sigma_{i=1}^k (C_\Sigma \cdot \alpha_0 \cdot (\alpha_1 - q_i^0) \cdot q_i^0 - (C_2 + C_\Sigma) \cdot (\alpha_T \cdot (q_i - q_i^0)^2 + \alpha_W \cdot (q_i - q_{1i}^0)_+^2) - C_1 \cdot q_i^0 - C_0) \to \max. \qquad (13)$$

При этом сделано допущение, что на различных интервалах эксплуатации изменяются лишь значения параметров *q*, $q^0$, $q^0_1$, а значения всех остальных параметров остаются постоянными.

Примем количество смен насосов *k* равным 4.

Определим оптимальные значения критерия на каждом отдельном интервале эксплуатации, т.е. решим уравнение (13) раздельно на каждом интервале, учитывая, что деструкция притока определяется формулой (11). При этом значения параметров, входящих в целевую функцию, примем равными [3]:

$$C_\Sigma = 1, C_0 = 800, C_1 = 36, C_2 = 0.01,$$

$$\alpha_0 = 0.4, \alpha_1 = 1200, \alpha_T = 10, \alpha_W = 20, \alpha_e = 0.003, q_1^0(0) = 100.$$

Результаты расчетов приведены в таблице:

| Параметр | *k* | | | | Σ*I* |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | |
| $q_1^0$ | 100.00 | 97.45 | 94.95 | 92.50 | |
| *q* | 108.50 | 106,00 | 103.55 | 101.14 | |
| $q^0$ | 125.51 | 123,10 | 120.74 | 118.43 | |
| *I* | 44243.55 | 43364.55 | 42498.40 | 41645.28 | 171751.78 |

Для того чтобы найти совместное оптимальное значение критерия при заданном количестве смен насосов, т.е. получить уравнения связи между интервалами эксплуатации, воспользуемся методом множителей Лагранжа *L*(*k*):

$$L(q(k), q_0(k), q_1^0(k), \lambda(k)) = I(q(k), q_0(k), q_1^0(k)) + \lambda(k) \cdot \varphi(k), \qquad (14)$$

где $L(q(k), ..., \lambda(k))$ — функция Лагранжа; λ(*k*) — множитель Лагранжа; φ (*k*) — ограничение функции $I(q(k), q_0(k), q_1^0(k))$, т.е. (φ (*k*)=0).

В качестве ограничения функции $I(q(k), q_0(k), q_1^0(k))$ воспользуемся выражением (11), тогда функция Лагранжа (14) примет вид:

$$L(k) = C_\Sigma \cdot \alpha_0 \cdot (\alpha_1 - q^0(k)) \cdot q^0(k) - (C_2 + C_\Sigma) \cdot (\alpha_T \cdot (q(k) - q^0(k))^2 + \alpha_W \cdot (q(k) - q_1^0(k))_+^2) - C_1 \cdot q_0(k) - C_0 + \lambda(k) \cdot (q_1^0(k+1) - q_1^0(k) \cdot (1 - \alpha_e \cdot (q(k) - q_1^0(k)). \qquad (15)$$

Далее берутся частные производные функции *L*(*k*) по переменным *q*, $q^0$, $q^0_1$:

$$\frac{\partial L(k)}{\partial q(k)} = -2\cdot(C_2 + C_\Sigma)\cdot(\alpha_T\cdot(q(k) - q^0(k)) + \alpha_W\cdot(q(k) - q_1^0(k))_+) +$$

$$+\lambda(k)\cdot\alpha_e\cdot q_1^0(k) = 0;$$

$$\frac{\partial L(k)}{\partial q^0(k)} = C_\Sigma\cdot\alpha_0\cdot(\alpha_1 - 2q^0(k)) + 2\cdot(C_2 + C_\Sigma)\cdot(\alpha_T\cdot(q(k) - q^0(k))) - C_1 = 0;$$

$$\frac{\partial L(k)}{\partial q_1^0(k)} = 2\cdot(C_2 + C_\Sigma)\cdot\alpha_W\cdot(q(k) - q_1^0(k))_+ +$$

$$+\lambda(k)\cdot(-1 + \alpha_e\cdot q(k) - 2\cdot\alpha_e\cdot q_1^0(k)) + \lambda(k-1) = 0.$$

Таким образом, за счет параметра λ($k$ – 1) устанавливается связь между двумя соседними интервалами эксплуатации, причем решение на каждом последующем интервале зависит от решения на предыдущем.

Решаем предыдущую задачу (при $k$ = 4) с учетом уравнения связи. Результаты расчетов приведены в таблице:

| Параметр | $k$ | | | | Σ$I$ |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | |
| $q_1^0$ | 100.00 | 99.69 | 98.64 | 96.85 | |
| $q$ | 101.02 | 103,22 | 104.69 | 105.41 | |
| $q^0$ | 118.32 | 120.43 | 121.84 | 122.54 | |
| λ | -1026,8 | -686,4 | -346,1 | 0 | |
| $I$ | 43091.13 | 43626.30 | 43648.82 | 43157.07 | 173523.32 |

Если сравнивать значения суммарного критерия оптимальности, рассчитанного для каждого интервала и совместно для всех интервалов, то можно сделать вывод, что лучшее значение по заданному критерию имеет второй вариант. Графики зависимости для двух случаев приведены на рис. 2.

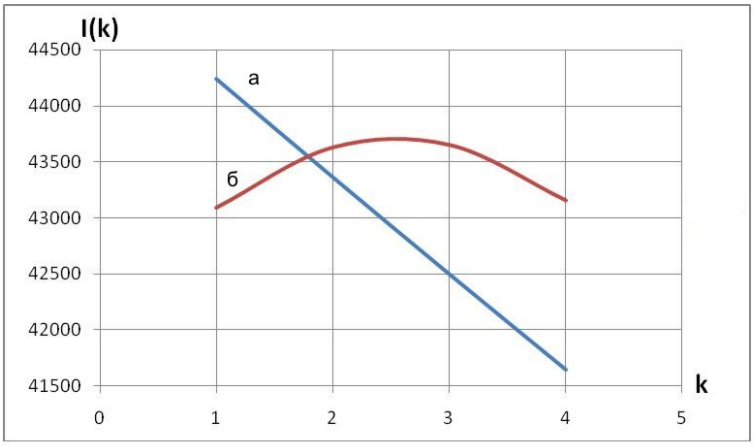


**Рис. 2.** График зависимости критерия оптимальности от интервала эксплуатации: *а* — при раздельном решении; *б* — совместном решении

В итоге убеждаемся, что не всегда интенсификация отбора нефти на отдельно взятом промежутке эксплуатации приводит к наибольшему экономическому эффекту во всем временном диапазоне работы скважины. Оптималь-

ные экономические показатели в процессе добычи нефти могут быть найдены только при совместном расчете параметров типоразмера и режима эксплуатации насосного оборудования на каждом отдельном интервале эксплуатации.

## ЛИТЕРАТУРА


1. *Зейгман Ю.В., Колонских А.В.* Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений // Нефтегазовое дело. Электрон. науч. журн. 2005. № 2. 8 с. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: www.ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.

2. *Соловьев И.Г.* Контроль и управление гидродинамикой скважинной системы в нестационарных средах // Вестн. кибернетики. Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2011. № 10. С. 55–63.

3. *Шакиров Э.И.* Опыт применения технологий добычи и пескопроявления на пластах пачки ПК месторождений Барсуковского направления // Инженер. практика. 2010. № 2. С. 58–65.



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


*OPTIMIZATION OF SELECTING A DIMENSION TYPE AND AN OPERATING MODE OF A WELL PUMP*


*The article suggests an economic criterion for an operational optimization of an electrical centrifugal pump unit (ECPU), noted for considering both technological and economic indexes and allowing to assess the efficiency of the units' operation in terms of efficiency of oil production. The presented model makes it possible most optimally to select an operating mode of ECPU with reference to its dimension type on the basis of the given in advance number of replacement of the pump equipment. The presented criterion enables to determine the optimum values of pump efficiency and its dimension type in terms of economic effect. Besides, the model allows for dynamics of «stratum — well — ECPU» factors complicating the operation of the system.*



***Pump, well, model, criterion, efficiency, inflow, dimension type, mode.***