

А. Л. Портнягин, И. Г. Соловьев
МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА
ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Статья посвящена структурно-параметрическому синтезу моделей оценки остаточного ресурса погружных установок для добычи нефти. Рассмотрены основные факторы, влияющие на работу установки в процессе эксплуатации, и факторы, формирующие значение начального ресурса. Приведена расчетная модель освоения ресурса, учитывающая доминирующие факторы эксплуатации, среди которых особо выделен пуско-остановочный режим установок, влияющий на ресурс изоляции и механический ресурс. Предполагаемое назначение модели ресурса — это оптимизация работы ремонтных служб нефтегазодобывающего управления.

1. Вводный анализ

Общеизвестным является тот факт, что при простое оборудования предприятие несет убытки. Также известно, что при рациональной организации ремонтных служб эти потери можно свести к минимуму, но возникает вопрос — как этого достичь? Вариантов ответов может быть много. Избежать потерь при простое оборудования не удастся, но найти оптимальное отношение затрачиваемых средств на ремонтную службу к неполученной прибыли вполне возможно.

Рассмотрим работу скважин для добычи нефти, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Поставим задачу по разработке модели оценки остаточного ресурса, зависящую от условий и режимов эксплуатации скважинных систем (СС). Очевидно, наличие подобных моделей и их практическая реализация в системах информационного обеспечения технологии нефтедобычи помогут существенно повысить эффективность управления ремонтно-техническим обслуживанием электромеханического оборудования промыслов.

Представленная работа посвящена структурно-параметрическому синтезу моделей оценки остаточного ресурса работающих установок для добычи нефти.

Под остаточным ресурсом будем понимать величину, характеризующую время до отказа установки (отдельных узлов и блоков) в тех или иных условиях эксплуатации. Количественная оценка освоенной части ресурса УЭЦН предполагает знание физики и анализа статистики отказов по узлам, условиям работы и режимам эксплуатации установок, что, в свою очередь, предполагает использование математической модели ресурса установки, учитывающей все перечисленные факторы. При анализе ресурса УЭЦН выделяют три функциональных блока [4, 8]:

- 1) ресурс изоляции системы «кабель — ПЭД» (питающий кабель, штепсельная муфта и статорная обмотка погружного электродвигателя (ПЭД)) $r_1(t)$;
- 2) механический ресурс насоса и двигателя $r_2(t)$;
- 3) ресурс системы гидрозащиты $r_3(t)$.

Таким образом, вектор ресурса УЭЦН имеет вид [6]:

$$r(t) = [r_1(t), r_2(t), r_3(t)]^T.$$

Координаты $r_i(t)$ являются функциями времени и монотонно возрастают от нуля до единицы. Значению $r_i(t) < 1$ соответствует рабочее состояние i -той подсистемы, а $r_i(T) = 1$ — ее отказ. При $r_3(T) = 1$, соответствующему полному замещению масла внешней жидкостью, отказа установки может не произойти, в зависимости от фазного состава и электропроводности газожидкостной смеси (ГЖС), заполняющей ПЭД. Если

$$(r_1(t) \rightarrow 1)$$

электропроводность ГЖС высока, то происходит интенсивный расход ресурса изоляции при

При $r_1(T) = 1$ или $r_2(T) = 1$ фиксируется отказ всей установки.

В непрерывном режиме эксплуатации координаты вектора $r(t)$ возрастают непрерывно, но на пусках освоение составляющих ресурса $r_1(t)$ и $r_2(t)$ происходит скачком (вследствие пиковых механических напряжений и больших температурных градиентов), причем по мере роста координат $r_1(t)$ и $r_2(t)$ опасность отказа при очередном пуске увеличивается. Учитывая это обстоятельство, введем линейное рекуррентное соотношение, отражающее пусковые условия:

$$r_{ik}(t_k) = \alpha_{ik} r_{i,k-1}(t_k), \quad i = 1, 2,$$

где α_k — коэффициент, учитывающий условие k -го пуска ($\alpha_k > 1, i = 1, 2$); $r_{ik}(t_k)$, $r_{i-1}(t_k)$ — освоенная к моменту времени t_k часть i -го ресурса после и до k -го пуска соответственно.

Координата $r_3(t)$ не терпит разрыва на пусках, но скорость массообмена при заполнении ПЭД внешней жидкостью после пуска возрастает скачком. Заметим, что в остановленной СС старение материалов также имеет место, однако динамика освоения ресурса в работающей и остановленной скважине неодинакова.

2. Вопросы управления

Представим модель оценки остаточного ресурса УЭЦН в виде «черного ящика» (рис.).

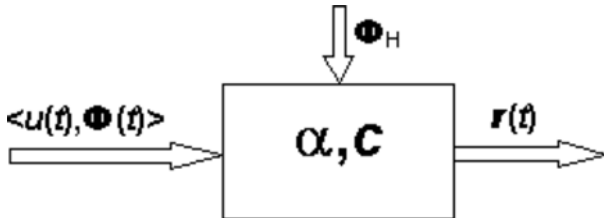


Рис. Схематичное изображение модели оценки остаточного ресурса УЭЦН

Модель устанавливает причинно-следственные связи между входными воздействиями ($u(t)$, $\Phi(t)$, Φ_H) и выходным состоянием ($r(t)$). В качестве входных переменных принято $u(t)$ — функция, характеризующая состояние работы погружного оборудования, т. е. $u(t) = 1$ — система работает, $u(t) = 0$ — система остановлена; $\Phi(t)$ — вектор факторов эксплуатации, влияющих на интенсивность расходования ресурса; Φ_H — это номинальное (паспортное) значение влияющих факторов эксплуатации; α, C — это внутренние параметры модели, подлежащие, вообще говоря, идентификации.

При прогнозировании входных факторов эксплуатации на ближайшую перспективу можно давать оценку времени наработки на отказ каждой установки. Соответствующая программа выхода из строя оборудования может быть использована в ремонтно-технической системе (РТС) для оптимального планирования ремонтно-восстановительных работ на месторождении.

По информации о вариации параметров СС с УЭЦН все множество скважин разделяется на три подмножества.

Первое подмножество образуют скважины, в которых действие осложняющих факторов эксплуатации может частично или полностью компенсироваться средствами системы регулирования (без подъема и замены оборудования).

Второе подмножество состоит из скважин, где действие осложняющих факторов можно учитывать при оценке времени отказа и при повторном проектировании, но действие этих факторов не удастся оперативно компенсировать.

Третье подмножество — это скважины, режимы эксплуатации которых соответствуют требованиям на условия нормальной работы УЭЦН.

Все нережимные условия эксплуатации УЭЦН можно свести к нережимной работе насоса, например при сильном проявлении газа на приеме, и к нережимной работе двигателя, что связано с его перегревом. Следует иметь в виду, что срыв подачи, вызванный газовым фактором, ведет одновременно и к перегреву из-за эффекта «сухой стенки».

При выборе регулирующих воздействий необязательно точно оценивать изменчивость исходных факторов эксплуатации. Средства оперативной регулировки режима работы УЭЦН без применения частотного преобразователя на скважинах малоэффективны. В то же время точная оценка вариаций параметров СС особенно важна для РТС при повторном подборе оборудования для скважины после ремонта.

Эффективность регулировочных воздействий, компенсирующих перегревы ПЭД, очень низка, кроме ситуаций, где перегревы вызваны образованием парафиновых или гидратных отложений. Все другие способы компенсации перегревов связаны с введением периодической откачки, когда в остановленном состоянии двигатель успевает остыть.

3. Модель ресурса

Процесс построения модели ресурса включает следующие стадии.

1. Обоснование факторов, влияющих на динамику освоения ресурса УЭЦН.
2. Разработка структуры математической модели ресурса с обоснованием принятых допущений.
3. Обоснование факторов и модели начального ресурса.
4. Разработка алгоритма идентификации модели ресурса по данным реальной эксплуатации.

Рассмотрим подробнее первую стадию.

Следует заметить, что наиболее изученными являются оценки динамики разрушения изоляции в зависимости от температуры [7, 9]. Температура считается основным действующим фактором. Специфика эксплуатации УЭЦН требует внесения в состав действующих факторов — давления. Именно сочетание этих факторов обуславливает быстрое старение изоляции. По данным зарубежных источников [10], абсолютные значения температуры и давления влияют в меньшей степени, чем их перепады в динамике. Учет этих величин особенно важен, если УЭЦН работает в периодическом режиме.

Среди отмечаемых в литературе факторов, влияющих на разрушение изоляции, выделяют: вибрацию; наличие в среде свободного газа, проникающего в слоевую изоляцию кабеля; электромагнитное поле, создаваемое кабелем и двигателем. Особый механизм старения изоляции создают пиковые температурные напряжения, возникающие в результате пуска ПЭД, когда токи превосходят номинальные в 4–6 раз.

Наибольшее влияние на динамику разрушения механической части системы оказывает вибрация, имеющая склонность к возрастанию по мере эксплуатации системы, абразивное действие механических примесей и отложение солей. В равной степени нагрузка на ступени насоса, а следовательно, и износ возрастают по мере повышения вязкости добываемой жидкости. Более сложная модель влияния газа. До состояния срыва подачи наличие газовой смеси снижает нагрузки на систему, но само состояние срыва обуславливает ударные нагрузки на ступени, что может привести к слому ступеней или заклиниванию вала.

Механизм старения гидрозащиты объясняется следующим образом. Вибрация увеличивает зазоры в опорах скольжения, а расход добываемой жидкости обуславливает проникновение ГЖС во внутреннюю полость двигателя. На динамику роста зазоров и скорости массообмена влияют: абразивное действие мехпримесей, коррозионная активность веществ в ГЖС, а также перепады температуры и давления. При сильных градиентах давления возникает опасность разрыва резиновой диафрагмы. Абсолютное значение температуры жидкости внутри полости двигателя также влияет на подвижность (вязкость) ГЖС при массообмене.

При моделировании динамики освоения ресурса системы для оценки срока наработки до отказа особое значение имеет вопрос о величине начального ресурса $r(0)$. Простой анализ производственных ситуаций свидетельствует, что срок работы УЭЦН при прочих равных условиях зависит от многих факторов, среди которых выделим:

$U_{И}$ — завод-изготовитель, либо уровень восстановления начального ресурса системы после ее капитального ремонта;

$U_{Т}$ — условие транспортировки и хранения установки;

$U_{Б}$ — квалификация бригады ПРС, устанавливающей оборудование;

$U_{К}$ — природно-географические и климатические условия в момент спуска УЭЦН.

Модели линейного приближения обладают достаточной точностью аппроксимации физических закономерностей только в ограниченной зоне вариации внешних факторов. Вариации рассматриваются относительно средних значений, характерных для соответствующей группы скважин или месторождения в целом.

В отличие от моделей ресурса, применяемых при проектировании, эксплуатационная модель ресурса отражает влияние доминирующих факторов эксплуатации и может быть представлена в виде: [1]

$$r(t) = R(P, \hat{P}, \theta, \hat{\theta}, v, q, I, N_1, \Delta U, \beta_{\text{мх}}, \beta_{\Gamma}, \beta_{\text{нф}}, \beta_{\text{с}}, \mu, k, \alpha_k),$$

где $P(t)$ — давление у приемной сетки насоса; $\hat{P}(t)$ — динамика изменения давления у приемной сетки насоса; $\theta(t)$ — температура статорной обмотки ПЭД; $\hat{\theta}(t)$ — динамика изменения температуры статорной обмотки ПЭД; $v(t)$ — комплексный показатель вибрации; $q(t)$ — расходный показатель СС по жидюсти; $I(t)$ — ток, потребляемый электродвигателем; $N_1(t)$ — потребляемая мощность; $\Delta U(t)$ — перекося фаз питающего напряжения; $\beta_{\text{мх}}(t)$ — наличие механических примесей; $\beta_{\Gamma}(t)$ — газовый фактор у приема насоса; $\beta_{\text{нф}}(t)$ — фактор парафинообразования в насосно-компрессорных трубах (НКТ); $\beta_{\text{с}}(t)$ — фактор проявления солеобразования; $\mu(t)$ — реологические характеристики смеси (вязкость); $k(t)$ — количество повторных пусков; $\alpha_k(t)$ — параметр, характеризующий условия k -го пуска.

r

Расчетная модель освоения ресурса для момента времени $t = t_k + \tau$ задается соотношениями:

$$\begin{cases} r_{1k}(t_k + \tau) = \alpha_{1k} r_{1k-1}(t_k) + \lambda_1(t_k, \tau); \\ r_{2k}(t_k + \tau) = \alpha_{2k} r_{2k-1}(t_k) + \lambda_2(t_k, \tau); \\ \lambda_j(t_k, \tau) = \int_{t_k}^{t_k + \tau} \left(u(t) \sum_{j=1,2}^{i_{\text{н}}^{\text{о}}} c_{ij} \delta_i(t) + (1 - u(t)) \sum_{j=1,2}^{i_{\text{о}}^{\text{о}}} c_{ij} \delta_i(t) \right) dt; \\ T_k(t_k + \tau) \hat{\theta}(t) = -r_3(t) + 1 \quad \text{при} \quad u(t) = 1; \\ r_3(t_k^{\text{о}} + \tau^{\text{о}}) = r_3^{\text{о}}(t_k^{\text{о}}) = \text{const} \quad \text{при} \quad u(t_k^{\text{о}} + \tau^{\text{о}}) = 0; \\ T_k(t_k + \tau) = \alpha_{3k} T_{k-1}(t_k) - \lambda_3(t_k, \tau), \end{cases}$$

где t_k — время k -го включения; $t_k^{\text{о}}$ — время k -го отключения; τ — время непрерывной работы после k -го включения; $\tau^{\text{о}}$ — время простоя после k -го отключения; $\lambda_1(t_k, \tau)$, $\lambda_2(t_k, \tau)$ — функции освоения ресурса систем в непрерывном режиме эксплуатации; $I_{\text{п}}$ — номера факторов, влияющих на освоение ресурса в работающей скважине; $I_{\text{о}}$ — номера факторов, влияющих на освоение ресурса в остановленной скважине; $T_k(t_k)$ — постоянная времени динамики замещения внутриволостной жидюсти внешней фазой,

учитывающая k -й пуск; $\delta_i(t) = \frac{\Phi_i(t) - \Phi_{\text{н}}}{\Phi_{\text{н}}}$ — отклонение от номинальных

параметров; $\Phi(t) = [P, \hat{P}, \theta, \hat{\theta}, v, q, I, N_1, \Delta U, \beta_{\text{мх}}, \beta_{\Gamma}, \beta_{\text{нф}}, \beta_{\text{с}}, \mu]^T$ — факторы реальной эксплуатации; $\Phi_{\text{н}} = [P_{\text{н}}, \hat{P}_{\text{н}}, \theta_{\text{н}}, \hat{\theta}_{\text{н}}, v_{\text{н}}, q_{\text{н}}, I_{\text{н}}, N_{1\text{н}}, \Delta U_{\text{н}}, \beta_{\text{мхн}}, \beta_{\Gamma\text{н}}, \beta_{\text{нфн}}, \beta_{\text{сн}}, \mu_{\text{н}}]^T$ — номинальные значения факторов.

r

Условие k -го пуска, связанное с параметрами $(\alpha_{1k}; \alpha_{2k}) > 1$ и $\alpha_{3k} < 1$, в первом приближении учитывается соотношениями

$$\alpha_{1k} = \alpha_{10} + \alpha_1 \delta_k, \quad \alpha_{2k} = \alpha_{20} + \alpha_2 \delta_k, \quad \alpha_{3k} = \alpha_{30} - \alpha_3 \delta_k,$$

где $\delta_k = \int_{t_k}^{t_k + \tau_k} \frac{(N_1(t) - N_{1\text{н}}(t))}{N_{1\text{н}}(t)} dt$; τ_k — время разгона ПЭД на k -м пуске; α_{j0} — но-

минальные характеристики пуска; $N_{1\text{н}}$ — номинальная кривая мощности при пуске.

4. Заключение

Таким образом, после разработки алгоритмов параметрической идентификации эксплуатационной модели оценки остаточного ресурса УЭЦН появится возможность иметь величину выработанного ресурса (0–100 %) и прогнозируемое время отказа установки в любой момент времени для каждой работающей единицы погружного оборудования. Очевидно, что такая оценка будет полезна только в совокупности с системой ремонтного обслуживания. Примером может стать отслеживание состояния и оценка ресурса каждой единицы УЭЦН в нефтегазодобывающем управлении (НГДУ) на протяжении всего цикла существования установки (склад-работа-ремонт-склад). Моделируя цикл существования установки, получаем возможность корректно

изменять количество единиц оборудования, бригад подземного ремонта скважин (ПРС), капитального ремонта скважин (КРС), направлять вышедшее из строя оборудование именно в то ремонтное подразделение, где нет очереди или она небольшая.

Литература

1. *Абрамов О. В., Розенбаум А. Н.* Прогнозирование состояния технических систем. М.: Наука, 1990. 126 с.
2. *Бабаев С. Г.* Надежность нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1987. 264 с.
3. *Богданов А. А.* Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. М.: Недра, 1968. 272 с.
4. *Соловьев И. Г.* Разработка основ автоматизированной технологии нефтедобычи для скважин, оборудованных УЭЦН. Отчет НИР 29-84, ТюмИИ, Тюмень, 1985. 124 с.
5. *Соловьев И. Г.* Разработка алгоритма периодической эксплуатации УЭЦН с контролем ресурса изоляции. Отчет НИР 29-84, ТюмИИ, Тюмень, 1985. 47 с.
6. *Соловьев И. Г., Конопелько В. К.* Линейная модель ресурса погружного электроцентробежного насоса. Сер. Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности. Вып. 6. М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
7. *Филлипов В. Н.* Основные факторы, определяющие показатели надежности установок для добычи нефти. М.: ЦИНТИхимнефтемаш. Химическое и нефтяное машиностроение, 1982. № 5. С. 11–15.
8. *Филлипов В. Н.* Надежность установок погружных центробежных насосов для добычи нефти. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1983. 50 с.
9. *Хохлов В. К., Горутько Н. М.* Вопросы совершенствования контроля и защиты погружных электронасосов. Обзорная информация. ВНИИОЭНГ. Сер. Машины и нефтяное оборудование, 1980.
10. *An analysis on the application of submersible electric pumping system in the Santa Barbara Channel.* TRW Redo pumps, April, 1972.

[1] Каждый фактор является функцией времени, для простоты восприятия указанная зависимость опущена.