

АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А. Г. Кожин, И. Г. Соловьев

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗНОС ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Рассмотрены классификации причин выхода из строя установки электроцентробежного насоса по результатам анализа периодики. Выделены основные факторы, необходимые для восстановления модели ресурса УЭЦН.

Любые действия, направленные на повышение эффективности нефтедобычи, должны сочетаться с показателями надежности оборудования. Технология нефтедобычи во многом опирается на механизированный способ. Среди подобных способов доля добычи жидкости с помощью установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) составляет в среднем от 50 % (например, у «НК «ЛУКОЙЛ» на 01.01.05 фонд скважин, оборудованных УЭЦН, составлял 52 %) до 90 % (у небольших нефтяных компаний). Ситуацию осложняет то, что отказ УЭЦН вызывает необходимость проведения подземного ремонта скважины. Продолжительность подземного ремонта и освоения может достигать нескольких суток, затраты нередко сопоставимы со стоимостью насосного оборудования, а потери нефти в денежном выражении кратно ее превосходят. При рациональной организации ремонтно-технического обслуживания потери от простоя можно свести к минимуму.

Прежде чем приступить к анализу ресурса установки электроцентробежного насоса, необходимо рассмотреть ее строение. УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны насосно-компрессорной трубы (далее — НКТ), оборудования устья скважины и наземного электрооборудования. В данной работе будут рассматриваться ресурс погружного насосного агрегата с питающим кабелем, как наиболее уязвимых участков системы.

Поставим задачу по разработке модели остаточного ресурса УЭЦН, зависящую от условий и режимов эксплуатации оборудования. Такая ресурсная модель позволит проводить динамический анализ состояния фонда скважин и существенно повысить эффективность управления ремонтно-техническим обслуживанием электромеханического оборудования промыслов.

Традиционно под техническим ресурсом понимается наработка оборудования от начала эксплуатации до выхода его из строя, но в данной работе под ресурсом будем понимать некоторую переменную $r(t)$, характеризующую наработку на отказ, причем состояние неизрасходованного ресурса характеризует $r(0) = 0$, а полную остановку оборудования из-за поломки — $r(T) = 1$.

Выделение факторов, влияющих на износ УЭЦН,— актуальная тема, разрабатывается давно и многими исследователями.

Например, Н. Инюшин с соавт. в своем исследовании [4] надежности погружного оборудования в условиях эксплуатации ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» разделяют эксплуатационные данные о наработке оборудования на две группы. К первой группе авторы относят наработки, завершившиеся отказом оборудования, ко второй — наработки изделия, эксплуатация которого завершена, но не из-за его отказа, а по другим причинам. В своей работе мы

исследуем только группу наработок на отказ, так как эти данные и будут определять вес критерия, влияющего на износ оборудования.

Оборудование разных типоразмеров и от разных производителей имеет различные уязвимые места, поэтому авторы выделяют причины отказа оборудования по группам типоразмеров (в процентном отношении к работающему фонду оборудования).

Основные причины отказов отражены в табл. 1.

Таблица 1

Причины разрушения УЭЦН по группам типоразмеров, %

Причины	Типоразмер УЭЦН		
	ВННПИ5-25	ВННПИ5-(59..125)	ВННПИ5А-(124..240)
Причины, связанные с нарушением технологии эксплуатации скважин			
Геолого-технические мероприятия	31	34	33
Солеотложения	22	8	4
Засорение мехпримесями	11	8	8
Снижение динамического уровня	12	17	
Вина нефтегазодобывающего управления (НГДУ)	5		8
Некачественный вывод на режим			
Некачественный подбор УЭЦН	0,2		
Коррозия	1,4		
Бесконтрольная эксплуатация	0,2		
Причины, связанные с нарушением технологии подземного ремонта скважин (ПРС)			
Негерметичность НКТ	5	8	
Мехповреждения кабеля	0,4		4
Нарушение технологии спуско-подъемной операции (СПО)		8	
Полет по НКТ	0,2		4
Некачественная подготовка скважины	0,4		
Конструктивная надежность УЭЦН			
Отказ ЭЦН			13
Отказ погружного электродвигателя (ПЭД)			
Отказ гидрозащиты			
Отказ кабельной линии			
Некачественный ремонт	3		18

В этой работе приведенные причины плохо сочетаются между собой. Большинство конструктивных факторов являются следствием других (например, при большом солеотложении происходит растачивание механизмов насоса и он выходит из строя), а фактор некачественного ремонта следует включить в ресурсную модель как изменение первоначального (уже выработанного) ресурса. Кроме того, многие из указанных факторов (вина НГДУ, нарушение технологии СПО, некачественная подготовка скважины, бесконтрольная эксплуатация) плохо снимаются и применение их при построении модели осложнено.

В работе [10] представителей инжинирингового центра НК «Роснефть» при анализе наработки на отказ скважин, были определены следующие факторы разрушения (табл. 2). Недостатком такого анализа является то, что некоторые из приведенных факторов не поддаются измерению, например, не ясно, как

предполагалось мерить кривизну скважины. В случае заклинивания ПЭД, которое может произойти по различным причинам, стоило произвести их разделение.

Таблица 2

Причины разрушения УЭЦН на месторождениях НК «Роснефть»

Причины	Число скважин, вышедших из строя	
	шт.	%
Кривизна скважины	22	3,4
Подбор типа насоса	81	12,8
Полет насоса	110	17,4
Заклинивание ПЭД	50	7,9
Разрушения кабеля	114	18,0
Количество взвешенных частиц (мехпримеси)	136	21,5
Эмульсионный процент обводненности	26	4,1
Глубина подвески насоса	48	8,0
Давление на приеме насоса	45	7,1

В. Н. Филиппов [11] выделяет пять уровней формирования надежности УЭЦН:

- при проектировании (конструктивная надежность);
- при изготовлении (технологическая надежность);
- при эксплуатации оборудования в скважине (эксплуатационная надежность);
- при выполнении текущих и капитальных ремонтов (ремонтная надежность);
- при реализации технической политики потребителя.

В процессе анализа скважин И. В. Генераловым [3] было произведено разделение их на две группы: с высокой и низкой наработкой УЭЦН на отказ. Для каждой группы при обработке информации методом множественной регрессии в качестве функции отклика была выбрана наработка УЭЦН на отказ. В число факторов, влияющих на функцию отклика, вошли:

1. Мощность ПЭД $N_{дв}$.
2. Длина установки $L_{уст}$.
3. Зазор между насосом и обсадной трубой δ .
4. Коэффициент продуктивности скважин по жидкости K .
5. Число азимутальных поворотов $n_{пов}$.
6. Число ремонтов, связанных с обработкой призабойной зоны скважины, $N_{гтм}$.
7. Число ремонтов, связанных с пробоем кабеля, R_0 .
8. Число ремонтов по причине заклинивания вала насоса $n_{клин}$.
9. Срок эксплуатации скважины T .
10. Номинальная подача насоса $Q_{ном}$.
11. Номинальный напор насоса $H_{нас}$.
12. Глубина спуска насоса $H_{сп}$.
13. Число рабочих ступеней насоса $n_{ступ}$.
14. Масса УЭЦН $M_{уст}$.
15. Дебит жидкости Q .

Есть также работы, в которых рассматривается влияние одного конкретного фактора на скорость износа УЭЦН, например работы И. М. Алиева и З. Кучук,

В. А. Котова с соавт. [1, 7]. По нашему мнению, подобный подход невозможно применять на практике, так как он основан либо на вероятностно-статистических методах установления взаимосвязи между фактором и наработкой на отказ, либо на физических идеальных моделях старения и износа УЭЦН.

При использовании статистических методов очень сложно построить адекватную модель, так как не учитывается большое количество других факторов при составлении выборки. Физическая модель также не может соответствовать реальности из-за воздействия других осложняющих факторов, вносящих свои коррективы.

Анализ подходов к определению остаточного ресурса и вычислению прогнозов на отказ [2–6, 8–11] показал, что основными факторами, влияющими на скорость износа и ремонта погружного оборудования, являются:

1. Факторы месторождения:

$\beta_{\text{мех}}$ — содержание механических примесей (т. е. показатель устойчивости коллектора);

$\beta_{\text{соль}}$ — содержание сопутствующих солей;

$\mu_{\text{н}}$ — относительная вязкость нефти (относительно воды);

Γ — газовый фактор.

2. Факторы, приуроченные к скважинам:

$h_{\text{н}}$ — глубина подвески;

$q_{\text{ж}}$ — объемный расход;

$\beta_{\text{в}}$ — обводненность;

$n_{\text{аз}}$ — число азимутальных поворотов ствола скважины до уровня $h_{\text{н}}(m, j)$;

$\beta_{\text{Г}} = (1 - \beta_{\text{в}}) \cdot \Gamma \cdot \frac{(\bar{h}_0 - h_{\text{н}})_+}{h_0}$ — газовый фактор у приема насоса, где \bar{h}_0 —

уровень разгазирования жидкости;

$v = \beta_{\text{в}} + \mu_{\text{н}}(1 - \beta_{\text{в}})$ — вязкость газожидкостной смеси;

P — давление у приемной сетки насоса;

\dot{P} — динамика изменения давления у приемной сетки насоса.

3. Факторы эксплуатации:

ωl — количество ремонтов оборудования после выхода из строя;

$n_{\text{пуск}}$ — количество повторных запусков УЭЦН без подъема установки;

I — ток, потребляемый электродвигателем;

N — потребляемая мощность;

ΔU — перекося фаз питающего напряжения.

Температура считается основным действующим фактором разрушения изоляции УЭЦН, но в составе перечисленных факторов присутствует косвенно, так непосредственно зависит от глубины спуска насоса.

Специфика эксплуатации УЭЦН требует внесения в состав действующих факторов давления. Именно сочетание факторов давления и температуры обуславливает быстрое старение изоляции.

Абсолютные значения температуры и давления влияют в меньшей степени, чем их перепады в динамике. Учет этих величин также особенно важен, если УЭЦН работает в периодическом режиме [11].

Среди факторов, влияющих на разрушение изоляции, в литературе выделяют: вибрацию, наличие в среде газа, 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 оказывают вибрация, имеющая склонность к возрастанию по мере эксплуатации системы, абразивное действие механических примесей и отложение солей [11].

Более сложна модель влияния газового фактора. До состояния срыва подачи наличие газовой смеси снижает нагрузки на систему, но само состояние срыва обуславливает ударные нагрузки на ступени, что может привести к их слою или заклиниванию вала.

Механизм старения гидрозащиты объясняется следующим образом. Вибрация увеличивает зазоры в опорах скольжения, а расход добываемой жидкости обуславливает проникновение газожидкостной смеси во внутреннюю полость двигателя. На динамику роста зазоров и скорости массообмена влияют абразивное действие мехпримесей и обводненность [11].

Перечисленные выше факторы выделены из всех ввиду их несложного контролирования. На месторождениях существуют огромные базы данных, используя которые можно восстанавливать ресурс УЭЦН.

Количество действующих факторов выбрано с учетом компромисса между детальностью описания системы и возможностью его практического определения.

Таким образом, выделив основные факторы, влияющие на ресурс скважины, оборудованной УЭЦН, можно построить модель оценки остаточного ресурса УЭЦН и прогнозировать время отказа установки в любой момент времени для каждой работающей единицы погружного оборудования.

В основном остаточный ресурс определяют [2, 6], используя среднюю арифметическую величину наработки на отказ оборудования за последнее время, т. е. наработка на отказ характеризуется отношением суммы наработок отказавшего оборудования за скользящее время к числу отказов за это же время:

$$T_n = \frac{\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N t_{ij}}{\sum_{i=1}^M N_i},$$

где T_n — показатель средней наработки на отказ оборудования, сут.; M — учетный период, мес.; N_i — число отказов оборудования в i -м месяце; t_{ij} — наработка j -й единицы оборудования, отказавшего в i -м месяце, сут.

Такой подход к определению времени наработки оборудования на отказ является слишком простым и не дает привязки к конкретным условиям эксплуатации УЭЦН. Тем более он не приемлем при введении в эксплуатацию новых скважин.

Более соответствует действительности модель [3], составленная И. В. Генераловым для Самотлорского месторождения методом множественной регрессии.

Данная модель имеет следующие недостатки, обуславливающие невозможность ее полноценного применения:

- отражает только специфику Самотлорского месторождения;
- не учитывает всех вышеуказанных факторов, а некоторые из учтенных оказываются взаимозависимы;

— должна отражать динамику износа оборудования, но использованные в ней факторы являются квазистатическими.

Наша цель — построение модели, наиболее точно описывающей износ оборудования, для общего случая применения УЭЦН.

Рассмотрим возможность вычисления ресурсных характеристик износа и ремонтов на основании выявленных факторов, влияющих на износ УЭЦН.

Основные предпосылки:

1. Все оборудование делится на группы с разными показателями наработки на отказ. Групповые свойства базируются на характеристиках мощности (типоразмера) и износостойкости (с учетом также завода-изготовителя).

2. Скорость износа каждой единицы оборудования зависит от условий эксплуатации, к которым относятся: конструктивные параметры скважины, пластовые характеристики, качество энергопитания.

3. Бригады подземного ремонта скважин и линии базы производственного обслуживания характеризуются параметрами функциональной надежности. Некачественные ремонты проявляются в сверхбыстром отказе оборудования.

4. Скорость и качество ремонтных операций зависят от группы изделия и конструктивных параметров скважины в части ПРС.

При моделировании динамики освоения ресурса системы для оценки срока наработки до отказа особое значение имеет величина начального ресурса $r_k(0)$. Для первого запуска $r_1(0) = 0$. Для повторных запусков не извлекаемой УЭЦН $r_k(0) = r(T)$, где T — время последней остановки, k — номер пуска.

Эксплуатационная модель ресурса отражает влияние доминирующих факторов эксплуатации и может быть представлена в виде, где некоторые факторы являются функцией времени, а некоторые статичны:

$$r(t) = r_k(0) + R(\beta_{\text{мех}}, \beta_{\text{соль}}, \mu_n, \Gamma, h_n, q_{\text{ж}}(t), \beta_v, n_{\text{аз}}, \beta_{\Gamma}, \nu, \\ P(t), \dot{P}(t), \omega l, n_{\text{пуск}}, I(t), N(t), \Delta U(t)),$$

где $\beta_{\text{мех}}$ — содержание механических примесей (т. е. показатель устойчивости коллектора);

$\beta_{\text{соль}}$ — содержание сопутствующих солей;

μ_n — относительная вязкость нефти (относительно воды);

Γ — газовый фактор;

h_n — глубина подвески;

$q_{\text{ж}}(t)$ — объемный расход;

β_v — обводненность;

$n_{\text{аз}}$ — число азимутальных поворотов ствола скважины до $h_n(m, j)$;

β_{Γ} — газовый фактор у приема насоса;

ν — вязкость газожидкостной смеси;

$P(t)$ — давление у приемной сетки насоса;

$\dot{P}(t)$ — динамика изменения давления у приемной сетки насоса;

ωl — количество ремонтов оборудования после выхода из строя;

$n_{\text{пуск}}$ — количество повторных запусков УЭЦН без подъема установки;

$I(t)$ — ток, потребляемый электродвигателем;

$N(t)$ — потребляемая мощность;

$\Delta U(t)$ — перекося фаз питающего напряжения.

Такое определение ресурса УЭЦН будет полезно для системы ремонтно-технического обслуживания. Появляется возможность отслеживать состояние ресурса каждой единицы УЭЦН и производить необходимые операции по обслуживанию скважин (например, закупка новых УЭЦН для замены установок, ресурс которых по прогнозу заканчивается).

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев И. М., Кучук З. Вероятностно-статистический метод установления взаимосвязи между уровнем вибрации и наработками на отказ установок УЭЦН // Нефтепромышленное оборудование. — 2000. — № 12. — С. 95–96.
2. Ахмадуллин Э. А. Прогноз МРП работы УЭЦН действующего фонда скважин в условиях проведения интенсификации добычи нефти и ГРП // Нефтепромышленное дело. — 2002. — № 7. — С. 38–41.
3. Генералов И. В., Нюняйкин В. Н., Жагрин А. В., Михель В. Д. Диагностирование условий эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Техника и технология добычи нефти. — 2002. — № 2. — С. 62–64.
4. Инюшин Н., Валеев А., Перельман О., Пещеренко С, Рабинович А., Слепченко С. Надежность погружного оборудования в условиях эксплуатации ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» // Нефтеотдача и нефтедобыча. — 2004. — № 12. — С. 51–55.
5. Камалетдинов Р. С. Основные направления совершенствования системы работы с механизированным фондом скважин в ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» // Территория нефтегаз. — 2005. — № 8. — С. 60–65.
6. Комаров В. С. Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования // Нефтяное хозяйство. — 2002. — № 9. — С. 77–80.
7. Котов В. А., Гарифуллин И. Ш., Тукаев Ш. В., Гоник А. А, Тукаев А. Ш., Вахитов Т. М. Образование осадков сульфидов железа в скважинах и влияние их на отказы ЭЦН // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 4. — С. 58–62.
8. Куряев С. В. Анализ изменения наработки оптимизированных скважин, оборудованных УЭЦН // Автоматизированные системы управления технологическими процессами. — № 7. — С. 11–14.
9. Портнягин А. Л., Соловьев И. Г. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования // Вестн. кибернетики. — Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. — Вып. 1. — С. 103–108.
10. Пчелинцев Ю. В., Картежников Е. А., Маврин А. М. Использование моделирования для повышения стабильности работы скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2005. — № 2. — С. 31–36.
11. Филиппов В. Н. Надежность установок погружных центробежных насосов для добычи нефти. — М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1983. — 50 с.

A. G. Kozhyn, I. G. Soloviev

ANALYSIS OF THE FACTORS INFLUENCING DETERIORATION OF SUBMERSIBLE ELECTRIC EQUIPMENT

There is considered classification the reasons of electric centrifugal pump failure based on the period analysis. The main factors necessary for repair the model of FECP ("facility of electric centrifugal pumps") are singled out.