

* * *

Анализ надежности и технических рисков электрических центробежных нефтенасосов при их эксплуатации

МЕСЕНЖНИК Я.З., ПРУТ Л.Я., МАРНОСОВ А.В.

Анализируются страховые случаи при страховании технических рисков центробежных нефтенасосов. Описываются основные риски, приводящие к отказам электрической изоляции таких насосов. Рассчитывается надежность этих нефтенасосов, рассматриваемых как зависимые. Рассматриваются риски, возникающие при ремонте нефтяных скважин из-за отказа в них насосов. Оценивается граничная вероятность возникновения таких рисков.

Ключевые слова: *нефтедобыча, нефтяные скважины, центробежные нефтенасосы, технические риски, надежность, страхование, тарифные факторы*

Установки электрических центробежных нефтенасосов (УЭЦН) состоят из последовательно соединенных элементов: основного кабеля, соединительного кабеля (удлинителя), погружного электродвигателя (ПЭД), нефтенасоса. Надежность УЭЦН при эксплуатации их в нефтегазовых скважинах, когда происходят как постепенные, так и внезап-

Cases of insurance from technical risks associated with operation of electrically driven centrifugal petroleum pumps are considered. Main risks leading to failures of the electrical insulation of electrically driven centrifugal petroleum pumps are given. The reliability of petroleum pump elements that are taken to be dependent ones is calculated. Risks arising during repairs of petroleum boreholes due to failures of petroleum pumps are considered. The marginal probability of the occurrence of such risks is estimated.

Key words: *electrically driven centrifugal petroleum pumps, technical risks, reliability, insurance, tariff factors*

ные их отказы, рассмотрена достаточно подробно [1, 2]. В то же время страхование технических рисков УЭЦН, когда в качестве страховых случаев рассматриваются только внезапные отказы, в литературе практически не рассмотрено. Отметим, что общая стоимость УЭЦН, эксплуатирующихся в нефтяных скважинах России, превышает 2 млрд

долл. и несмотря на это в эксплуатации УЭЦН заменяются новыми в течение нескольких лет. Указанные показатели свидетельствуют об актуальности страхования УЭЦН и проведения анализа рисков, связанных с их эксплуатацией. Например, все УЭЦН в ОАО «Сургутнефтегаз» страхуются в течение 70% времени их эксплуатации, предусмотренного технической документацией.

При страховании УЭЦН кроме технических рисков можно рассматривать также ценовые риски, вызванные изменением цены на нефть, что приводит к изменению условий эксплуатации УЭЦН. Так, в [3] рассматриваются различия в эксплуатации УЭЦН в зависимости от цены на нефть. Число страховых случаев при страховании технических рисков УЭЦН определяется числом их отказов при эксплуатации, что позволяет при анализе страхования УЭЦН одновременно исследовать и их надежность.

Отказы электрической изоляции основной длины (магистральной) силовых кабелей происходят в основном из-за старения изоляции в нефтяных скважинах при термобарическом нагружении [4]. При эксплуатации происходит постепенная деградация изоляции, что приводит к определенным нарушениям в работе УЭЦН, однако такие нарушения не относятся к страховым случаям. В то же время при спускоподъемных операциях УЭЦН в нефтяных скважинах возможны повреждения изоляции кабелей, которые могут рассматриваться как внезапные отказы. Вероятность отказов изоляции кабелей при таких операциях будет возрастать в результате старения в зависимости от времени эксплуатации кабелей в скважине. Для получения однородных групп при страховании кабелей при спускоподъемных операциях желательно разделить кабели на группы в зависимости от срока их эксплуатации в скважинах (новые, до года, до двух лет и т.д.). Для определения вероятности P_{mn} появления m отказов в n повторяющихся испытаниях с разными вероятностями p_i в каждой группе в теории вероятности вводится понятие производящей функции вероятностей:

$$j_k = \prod_{i=1}^n (q_i + p_i z) = \sum P_{mn} Z^{(i)}, \quad (1)$$

где Z — произвольный параметр; $q_i = 1 - p_i$.

Если не учитывать, что вероятность появления отказа p при спускоподъемных операциях будет возрастать с увеличением времени эксплуатации кабелей, то для определения P_{mn} можно использовать формулу биномиального распределения:

$$P_{mn} = C_n^m p^m q^{n-m}, \quad (2)$$

где $C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}$ — число сочетаний.

Отказы удлинителей в основном связаны с оплавлением их изоляции при срыве подачи откачиваемой скважинной жидкости. Эти отказы также можно отнести к внезапным отказам и рассматривать как страховые случаи. Экспериментально установлено, что в пределах доверительного интервала кратковременная электрическая прочность полиимидно-фторопластовой изоляции обмоточных проводов марки ППИ-Ф погружного электродвигателя типа ПЭД-32 после трех лет эксплуатации на нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» не меняется. Следовательно, постепенные отказы, вызванные старением электрической изоляции ПЭД при их эксплуатации, наблюдаются достаточно редко. Отказы электрической изоляции ПЭД в основном происходят при попадании скважинной жидкости через торцовые уплотнения на изоляцию ПЭД. Попадание жидкости происходит в результате значительного нагревания ПЭД при срыве подачи откачиваемой жидкости. Отказы ПЭД в этом случае могут рассматриваться как внезапные и относятся к страховым случаям. При длительной эксплуатации нефтенасосов может происходить износ их рабочих органов, а также отложение на них солей. Это приводит к срыву подачи откачиваемой жидкости скважинной жидкости и внезапным отказом электрической изоляции удлинителей и ПЭД, которые также рассматриваются как страховые случаи.

При страховании различают индивидуальную и коллективную модели страхования [5]. Индивидуальная модель используется для определения математического ожидания и дисперсии совокупного убытка группы рисков с целью расчета страховых тарифов, которые определяются как ставки страховой премии с единицы страховой суммы. Индивидуальная модель используется только для однородных групп рисков. Она применяется также для определения математического ожидания совокупных убытков одновременно нескольких групп рисков. Индивидуальная модель может использоваться при страховании отдельных элементов УЭЦН (кабелей, ПЭД, нефтенасосов). При этом следует различать отказы элементов УЭЦН, приводящие к капитальным и профилактическим ремонтам, что позволяет разделить эти отказы на однородные группы рисков.

В качестве распределения совокупного убытка риска и группы рисков в индивидуальной модели используют в основном гамма-распределение, обратное гауссовское распределение и модифицированное распределение Пуассона. Оценка парамет-

ров этих распределений проводится методом моментов или методом максимального правдоподобия.

Для определения числа убытков и размера убытков неоднородного портфеля убытков используют коллективную модель страхования. Эта модель может находить применение при страховании УЭЦН как системы элементов. В коллективной модели для определения размера убытка используются следующие распределения: логнормальное распределение, логарифмическое распределение Лапласа, распределение Парето. Преимущества и недостатки того или иного из этих распределений для определения размера убытка в коллективной модели рассмотрены в [5]. Для оценки параметров этих распределений используют один из следующих методов: метод моментов, метод максимального правдоподобия, метод ХИ-квадрат или метод наименьших квадратов. Следует иметь в виду, что при страховании обычно наблюдается намного больше мелких убытков, чем крупных. По этой причине при построении функции распределения убытков УЭЦН нецелесообразно использовать эмпирическое распределение, хотя объем выборки в случае отказов УЭЦН может быть достаточно большим. Эмпирическое распределение в данном случае недостаточно точно описывает ту область больших убытков, где объем выборки мал, а экономический вклад ее очень большой. Так, пробой электрической изоляции обмоточных проводов ПЭД, на устранение которого требуются значительные экономические затраты при его капитальном ремонте, происходит значительно реже, чем снижение электрического сопротивления изоляции ПЭД, когда проводят только профилактические ремонты и экономические затраты малы.

Страховые тарифы формируются под влиянием тарифных факторов. Для рисков одного тарифного фактора можно назначить единый тариф. Обычно для выбора из тарифных факторов тех факторов, влияние которых значимо на величину страховых тарифов, используют метод пошагового отбора множественного регрессионного анализа. Этот метод является промежуточным между известными в регрессионном анализе методами включения и исключения. На основе использования данного метода и применения пакета прикладных программ (ППП) «STATGRAPHIC» была установлена незначимость на уровне значимости 0,05 влияния на отказы УЭЦН таких эксплуатационных факторов нефтяных скважин как концентрация механических примесей скважинной жидкости, газосодержание на приеме насоса, глубина спуска УЭЦН, обводненность скважинной жидкости, заглубление под динамический уровень. При этом отсутствие зна-

чимости влияния рассматриваемых эксплуатационных факторов на наработку до отказа была установлена для УЭЦН, эксплуатируемых в ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Самотлорнефтегаз». Для оценки значимости этих факторов использовался коэффициент детерминации. Незначимость влияния на наработку до отказа УЭЦН рассматриваемых эксплуатационных факторов наряду с использованием метода множественного регрессионного анализа установлена и при использовании метода двумерного регрессионного анализа. При этом ППП «STATGRAPHIC» позволил рассматривать для двумерного регрессионного анализа модели следующего вида: линейную, степенную, экспоненциальную и обратную. Для рассмотренных методов решения двумерной и множественной регрессии требуется выполнение предположения о нормальном распределении наблюдений. В то же время при анализе наработки УЭЦН обычно отмечаются законы распределения, отличные от нормального. Например, распределение Вейбулла, гамма-распределение и т.д. Нарушение предположения о нормальности распределения наблюдений может привести в некоторых случаях к неадекватности оценки рассматриваемых уравнений регрессии.

В этом случае для оценки и проверки гипотез могут использоваться непараметрические методы [6]. Используя эти методы, нами была установлена незначимость влияния рассматриваемых эксплуатационных факторов нефтяных скважин на наработку УЭЦН. Причина незначимости влияния рассмотренных факторов проанализирована в [7]. Полученные результаты дают основание не использовать эти эксплуатационные факторы нефтяных скважин в качестве тарифных факторов при страховании УЭЦН. В качестве таких факторов при страховании УЭЦН можно использовать их теплостойкость или износостойкость.

Действительно, в ОАО «Самотлорнефтегаз» в настоящее время в нефтяных скважинах, где наблюдаются повышенный износ насосов или повышенная температура скважин используются износостойкие и теплостойкие УЭЦН. На сложность оценки эффективности применения износостойких насосов на стадии их внедрения в ОАО «Самотлорнефтегаз» указано в [8]. В настоящее время износостойкие насосы нашли широкое применение в ОАО «Самотлорнефтегаз» в нефтяных скважинах, в которых наблюдается повышенный износ рабочих органов. Число этих насосов позволяет рассмотреть выборку как представительную и сравнивать эффективность их применения с насосами в обычном исполнении.

К сожалению, в настоящее время базы данных эксплуатации УЭЦН нефтяных компаний сформир-

рованы таким образом, что не позволяют «фильтровать», т.е. разделять УЭЦН по скважинам. В этом случае можно было бы сравнить наработку УЭЦН с насосами в обычном исполнении с УЭЦН с износостойкими насосами, эксплуатирующимися в одной и той же скважине. Базы данных, сформированные в СССР до 1991 г., позволяли рассматривать все УЭЦН, эксплуатирующиеся в данной скважине.

При страховании УЭЦН для расчета частоты страховых случаев, т.е. числа отказов $N(t)$ на интервале $(0, t)$, которые также характеризует надежность УЭЦН, используется функция восстановления

$$H(t) = E[N(t)], \quad (3)$$

где $E[N(t)]$ – математическое ожидание числа страховых случаев.

Для простого процесса восстановления, когда исключаются элементы, неисправные к началу работы, т.е. при $t=0$, функция восстановления $H(t)$ удовлетворяет интегральному уравнению восстановления:

$$H(t) = F(t) + \int_0^t H(t-x) dF(x), \quad (4)$$

где $F(t)$ – вероятность того, что на интервале $(0, t)$ произойдет хотя бы один страховой случай.

Для простого процесса восстановления функция восстановления $H(t)$ однозначно выражается через функцию распределения $F(t)$. Для ряда законов распределения в [9] приведены функции восстановления $H(t)$. Например, для гамма-распределения

$$F(t) = \int_0^t \frac{a^b x^{b-1}}{\Gamma(b)} e^{-ax} dx, \quad (5)$$

где a, b – параметры распределения, $\Gamma(b)$ – гамма-функция, значение которой обычно приводится в таблицах, получаем:

$$H(t) = \sum_{k=1}^{\infty} \int_0^t \frac{a^{kb} x^{kb-1}}{\Gamma(kb)} e^{-ax} dx. \quad (6)$$

Функция распределения $F(t)$, определенная с использованием ППП «STATGRAPHIC» для УЭЦН, эксплуатирующихся в ОАО «Самотлорнефтегаз», может быть представлена в виде гамма-распределения с параметрами: $a=2,82366$, $b=0,0204846$.

Для распределения Эрланга

$$F(t) = e^{-at} \sum_{i=1}^{k-1} \frac{(at)^i}{i!}, \quad (7)$$

где a – параметр распределения, находим

$$H(t) = \frac{1-e^{-at}}{k} \sum_{i=1}^{k-1} \frac{c^i}{1-c^i} (1-e^{-at(1-c^i)})^i, \quad (8)$$

$$\text{где } c = e^{-\frac{2p}{k}} = \cos \frac{2p}{k} + i \sin \frac{2p}{k}.$$

Для экспоненциального распределения

$$F(t) = 1 - e^{-at}, \quad (9)$$

где a – параметр распределения, имеем

$$H(t) = at. \quad (10)$$

Точное определение функции восстановления для многих значений функций распределений затруднено. Тем более, что построение функции распределения отказов УЭЦН встречает дополнительные сложности из-за того, что достаточно часто по ряду причин эти отказы классифицируются неточно. В этом случае используют приближенные формулы для нахождения оценки функции восстановления. При этом вместо параметрических функций распределения используются такие непараметрические функции, как например, возрастающая функция интенсивности (ВФИ), убывающая функция интенсивности (УФИ), возрастающая (убывающая) в среднем функция интенсивности – ВСФИ (УСФИ), «новое лучше (хуже) использованного» – НЛИ (НХИ) и «новое в среднем лучше (хуже) использованного» – НСЛИ (НСХИ) и т.д.

Если $F(t)$ является функцией распределения из класса НСЛИ (НСХИ), то

$$H(t) \approx \frac{1}{m}, \quad (11)$$

где m – математическое ожидание функции $F(t)$.

Если $F(t)$ принадлежит классу УФИ, то

$$H(t) \approx \frac{1}{m} + \frac{m_2}{2m^2} - 1, \quad (12)$$

где m_2 – второй момент функции распределения.

Если $F(t)$ принадлежит классу ВФИ,

$$P[N(t) \geq k] \approx 1 - \sum_{i=0}^{k-1} \frac{(t/m)^i}{i!} e^{-t/m}, \quad t < m \quad (13)$$

где $P[N(t)]$ – вероятность числа отказов или числа страховых случаев $N(t)$.

Получаем, что если $F(t)$ является функцией распределения из класса ВФИ, то за время $(0, t)$ происходит k и более отказов, если t меньше, чем средняя наработка системы m . Если $F(t)$ принадлежит классу НЛИ (НХИ), то

$$P(N(t) < k) \approx \sum_{i=1}^{k-1} \frac{l(t)^i}{i!} e^{-l(t)}; \quad t \geq 1, \quad (14)$$

где $l(t) = -\ln \bar{F}(t)$ – накопленная интенсивность отказов; $\bar{F}(t) = 1 - F(t)$.

Все последовательно соединенные элементы УЭЦН: кабель, ПЭД, насос при эксплуатации в нефтяных скважинах подвергаются эксплуатационным воздействиям. Так, абразивное воздействие механических примесей в скважинной жидкости приводит к износу рабочих органов нефтенасосов и срыву подачи откачиваемой жидкости. Это вызывает увеличение температуры нагрева электрической изоляции УЭЦН и снижение ее надежности. Увеличение концентрации газа на приеме насоса, а также повышение обводненности скважин приводит к срыву подачи откачиваемой жидкости и снижает надежность электрической изоляции УЭЦН. Износ рабочих органов насосов вызывает увеличение вибрации УЭЦН и снижение герметичности торцовых уплотнений ПЭД, что снижает надежность их изоляции. Рост вибрации УЭЦН может привести к их расчленению и так называемым «полетам».

В этом случае при определении числа отказов или страховых случаев элементы УЭЦН следует рассматривать как зависимые, что вносит изменения в вид функции распределения $F(t)$. Так, для зависимых элементов многомерное экспоненциальное распределение с совместной вероятностью безотказной работы $\bar{F}(t_1, t_2, \dots, t_n)$ будет иметь следующий вид:

$$\bar{F}(t_1, t_2, \dots, t_n) = \exp\left[-\sum_{i=1}^n \lambda_i t_i - \sum_{i < j} \lambda_{ij} \max(t_i, t_j) - \sum_{i < j < k} \lambda_{ijk} \max(t_i, t_j, t_k) - \dots - \lambda_{1,2,\dots,n} \max(t_1, t_2, \dots, t_n)\right] \quad (15)$$

где $\bar{F}(t_1, t_2, \dots, t_n) = 1 - F(t_1, t_2, \dots, t_n)$; $\lambda_i, \lambda_{ij}, \lambda_{ijk}$ – параметры экспоненциального распределения элементов.

В [10] приведены функции распределения $F(t)$ зависимых элементов для распределения Вейбулла и гамма-распределения.

Ремонт нефтяных скважин, вызванный отказом УЭЦН, приводит к снижению нефтеотдачи скважин и уменьшению наработки в них УЭЦН и в дальнейшем к уменьшению срока эксплуатации этих скважин. При этом наблюдается накопление повреждений, вызванных ремонтом скважин, после отказа УЭЦН. Это можно рассматривать как старение скважин, приводящее к появлению постепенных отказов, что исключает в этом случае возможность страхования скважин. В то же время, так как в этом случае наблюдаются очень значительные экономические потери, связанные с прекращением эксплуатации скважин, то являются актуальными рассмотрение возникающих здесь рисков и оценка вероятности их наступления.

Ремонт скважин после отказов в них УЭЦН может рассматриваться как воздействие на нефтяные скважины ударных нагрузок, распределенных по закону Пуассона, который описывает вероятность появления числа событий в заданный интервал времени:

$$P_m = \frac{a^m}{m!} e^{-a}, \quad (16)$$

где a – параметр закона Пуассона.

В этом случае наблюдается накопление повреждений до наступления предельного состояния. Время до наступления этого состояния описывается возрастающей в среднем функцией интенсивности отказов, т.е. ВСФИ-распределением. Обычно при воздействии ударных нагрузок возможно как просто накопление ущерба, так и увеличение ущерба при каждой ударной нагрузке. В случае ремонта скважин после отказов УЭЦН следует рассматривать ударные нагрузки с возрастающей степенью повреждения при очередном ударе. Допустим, что ударные нагрузки образуют пуассоновский поток с интенсивностью λ . При этом каждый очередной удар наносит все больший ущерб, хотя ущербы от различных ударов будут взаимно независимыми. Вероятность безотказной работы после k ударов определяется как

$$\bar{P}_k = L_1 * L_2 * \dots * L_k(z), \quad (17)$$

где $L_i(z)$ – функция распределения ущерба, наносимого при i ударе; $*$ – обозначение свертки.

Распределение времени безотказной работы $\bar{F}(t)$ устройства при воздействии ударных нагрузок с возрастающим воздействием ущерба представляет собой ВСФИ:

$$\bar{F}(t) = \sum_{k=0}^{\infty} \frac{a^k}{k!} e^{-at} \frac{(1t)^k}{k!} L_1 * \dots * L_k(z). \quad (18)$$

Вероятность безотказной работы за время t в случае ВСФИ ограничена:

$$\bar{P}(t) \leq e^{-at}; \quad (19)$$

$$a = \frac{1}{e_p} \log(1-p), \quad (20)$$

где p – уровень значимости, который обычно принимает одно из следующих значений: 0,90; 0,95; 0,99; e_p – квантиль уровня p , определяется как корень e_p уравнения $F(e_p) = p$.

Формулы (20), (21) позволяют получить граничную оценку надежности скважин в случае воздействия ударных нагрузок, связанных с ремонтом скважин при отказах в них УЭЦН.

Страхование является только одним, хотя и в ряде случаев достаточно эффективным средством управления рисками. Для минимизации технических рисков УЭЦН, с целью максимизации их наработки на отказ требуются специальные исследования, с использованием метода многокритериальной оптимизации. Так, в [11] с использованием этого метода с целью минимизации рисков УЭЦН исследовалась зависимость функции ценности от таких показателей, как температура эксплуатации, морозостойкости, износостойкость насосов, устойчивость УЭЦН к «полетам». Если предположить, что рассматриваемые показатели линейно зависят от стоимости, то получим задачу многоцелевого программирования с линейными целевыми функциями. Предлагаемая оценка числа страховых случаев при эксплуатации УЭЦН позволяет оценить их надежность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Месенжник Я.З., Тареев Б.М., Прут Л.Я. Физико-математические модели отказов изоляции погружных установок электроцентробежных нефтенасосов. — Электричество, 1995, №1.
2. Месенжник Я.З., Тареев Б.М., Прут Л.Я. К расчету надежности электрической изоляции погружных электроцентробежных нефтенасосов. — Электричество, 1995, №12.
3. Месенжник Я.З., Прут Л.Я. Оценка российского рынка электроцентробежных нефтенасосов методом иерархий. — Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехнические материалы, 2003, №4.
4. Месенжник Я.З. Кабели для нефтегазовой промышленности. — Ташкент: ФАН, 1972.
5. Мак Т. Математика рискованного страхования. — М.: Олимп — Бизнес, 2005.
6. Холлендер Р., Вульф Д. Непараметрические методы статистики. — М.: Финансы и статистика, 1985.
7. Месенжник Я.З., Прут Л.Я., Горбунов С.И. Оценка технических рисков погружных электроцентробежных нефтенасосов

при переходе к внешнему сервисному обслуживанию. — Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехнические материалы, 2008, №6.

8. Месенжник Я.З., Прут Л.Я. Исследование надежности элементов электроцентробежных нефтенасосов с применением метода нечетких множеств. — Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехнические материалы, 2008, №2.

9. Байхельт Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. — М.: Радио и связь, 1988.

10. Барлоу Р., Прошан Ф. Статистическая теория надежности и испытание на безотказность. — М.: Наука, 1984.

11. Месенжник Я.З., Прут Л.Я., Смильгевич В.В. Многокритериальный анализ решений при оценке надежности электроцентробежных нефтенасосов. — Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехнические материалы, 2002, №3.

[26.04.11]

Авторы: Месенжник Яков Захарович окончил Среднеазиатский политехнический институт по специальности «Электрические машины и аппараты» в 1958 г. В 1984 г. защитил докторскую диссертацию «Теория, методы комплексного расчета, конструирование и прогнозирование работоспособности кабелей для нефтегазовой промышленности в условиях многофакторного воздействия». Главный научный сотрудник — руководитель научного направления «Кабельная продукция для нефтегазового комплекса» ОАО «ВНИИКП».

Прут Леонид Яковлевич окончил Ташкентский государственный университет им. В.И. Ленина по специальности «Физическая электроника» в 1966 г. В 1990 г. защитил кандидатскую диссертацию «Электронно-теплофизические свойства изоляции кабелей и проводов для нефтегазовой промышленности» в Томском политехническом институте. Доцент Сургутского государственного университета.

Марносов Александр Витальевич окончил Самарский политехнический институт по специальности «Бурение» в 1992 г. Региональный менеджер ОАО «Самотлорнефтегаз».

* * *

Уважаемые читатели!

Номера журнала «ЭЛЕКТРИЧЕСТВО» за 2009–2010 гг., а также ксерокопии статей начиная с 1917 г. можно приобрести в редакции журнала (Москва, Красноказарменная ул., 14, комн. 3-111, тел. (495) 362-7485)