

Методика определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения

Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д.
ЗАО Новомет-Пермь, г. Пермь, Россия

Предложена методика определения надежности погружных установок по неполным эксплуатационным данным. Ее алгоритм основан на сочетании вычислительных приемов непараметрической статистики, обеспечивающих высокую точность определения надежности и параметрической статистики, позволяющих прогнозировать работу оборудования. Впервые появилась возможность объективными средствами математической статистики измерять надежность погружного оборудования, находить слабые узлы конструкции и основные эксплуатационные ошибки при использовании УЭЦН. В качестве примера использования методики проведен сравнительный анализ надежности российского оборудования и оборудования ведущих американских фирм, эксплуатируемого в Западной Сибири.

Эксплуатационные свойства погружных установок характеризуются двумя группами параметров. К первой относятся напор, производительность и энергопотребление. Вторая группа определяет способность оборудования сохранять их значения в процессе работы, т.е. надежность. Обе группы в равной мере характеризуют эксплуатационные свойства. Поэтому в равной мере необходимо иметь обоснованные методики измерения этих параметров.

В настоящее время общепринято измерять параметры первой группы на стендах, а второй – в эксплуатационных условиях. Хотя измерения надежности на стендах также возможны, но стендовые, а значит ускоренные испытания, могут лишь приближенно имитировать реальные условия эксплуатации, и потому не так привлекательны. В данной работе мы ограничимся рассмотрением проблемы измерения надежности в эксплуатационных условиях.

Отказы носят случайный характер, поэтому характеристики надежности погружных установок следует получать средствами теории вероятности, точнее, ее раздела – математической статистики. Однако в практике нефтедобывающей отрасли повсеместное распространение получили эмпирические характеристики «межремонтный период» (Mean Time Between Failure) [1] и «наработка на отказ за текущий год». Эти характеристики обладают следующими недостатками:

1. Не являются вероятностными, что противоречит природе характеризуемого процесса.
2. Искусственно ограничивают объем данных подлежащих анализу рамками одного года.
3. Не определена точность измерения надежности, а значит невозможно корректное сравнение получаемых результатов.

Поэтому в компании Новомет была разработана, основанная на теории вероятностей, методика измерения надежности погружного оборудования по эксплуатационным данным. Получены многочисленные примеры ее использования в ряде нефтяных компаний Западной Сибири (Россия).

Методика определения надежности. В соответствии с подходом, принятым в теории надежности [2], разделим эксплуатационные данные о наработках оборудования на две группы.

К первой группе отнесем наработки завершившиеся отказом, под которым будем понимать любой случай необратимого прекращения работы. Такие наработки назовем полными.

Ко второй группе отнесем наработки оборудования, эксплуатация которого продолжается или завершена, но не из-за отказа, а по другим причинам. Эти наработки будем называть неполными или цензурированными.

Неполная наработка содержит меньше информации о надежности оборудования, чем полная, завершившаяся отказом. Однако объем цензурированных наработок обычно велик. Их учет позволяет повысить точность определения надежности.

Основной величиной, дающей исчерпывающее описание надежности, является вероятность безотказной работы $P(t)$ или доля оборудования, отработавшая время t без отказов (см. Приложение, а также [2]). Все остальные характеристики надежности выражаются через $P(t)$ и дают наглядную дополнительную информацию.

В данной работе, помимо $P(t)$, мы использовали T_γ – гарантированный ресурс или время, которое безотказно проработает часть оборудования равная γ . Например, $T_{0.5}$ – время, которое безотказно проработает 50% оборудования. Также использовали $P(t_0)$ или долю оборудования, которое безотказно проработает время t_0 , например 1000 суток. Эти величины легко определяются из графиков $P(t)$.

Расчеты выполняли по разработанной нами компьютерной программе NeoStat-Pro, в которой общие подходы математической теории надежности, основанные на множительных алгоритмах вычисления надежности (Каплана-Мейера, Герда, таблиц жизни) были адаптированной к данной задаче. Новизна этой методики, описанной в Приложении 1, состоит в сочетании методов непараметрической статистики (основанных на множительных алгоритмах и обеспечивающих высокую точность вычислений) и параметрической статистики (нами предложена модель отказов, позволившая прогнозировать работу оборудования).

Уровень доверительной вероятности полагали равным 80%. Это означает, что в 80% случаев истинные значения $P(t)$ будут находиться внутри доверительных интервалов, указанных на приводимых ниже графиках, а в 20% – вне их.

На всех графиках сплошной линией показаны результаты вычисления надежности, пунктирной – прогноз. Достоверность прогноза основывается на гипотезе о том, что в интервале времени, на который делается прогноз, не произойдет смены механизма отказов.

Надежность системы «скважина – УЭЦН». По сложившейся в отрасли практике все случаи отказов будем делить на эксплуатационные (отказы из-за ошибок в эксплуатации) и конструкционные (отказы оборудования при условии его штатного использования).

В соответствии с этой классификацией следует различать надежность эксплуатационную и конструкционную [4]-[6]. Эксплуатационная надежность системы скважина – УЭЦН характеризует *бездефектность работы эксплуатирующего оборудование предприятия*, конструкционная надежность УЭЦН – *бездефектность работы завода изготовителя*.

Эксплуатационная надежность системы скважина-УЭЦН может быть структурирована или разделена на надежности по отношению к разным эксплуатационным факторам. Конструкционная надежность УЭЦН – на надежности отдельных узлов УЭЦН, см. рис. 1.

Кроме того, по результатам ревизии поднятого оборудования (когда таковая проводится) может быть вычислена доля исправных узлов УЭЦН пригодных для повторного использования.

Заметим, что для достижения максимальной надежности системы скважина – УЭЦН нельзя проводить оптимизацию отдельно по эксплуатационным и отдельно по

конструкционным параметрам. При такой схеме, нахождение глобального максимума маловероятно. Оптимизировать следует сразу по всем параметрам [7].



Рис. 1. Классификация видов надежности системы скважина – УЭЦН.

Порядок подготовки данных для расчетов. Исходные данные формируются на основе эксплуатационных баз данных нефтяных компаний. Обычно в базах данных хранится следующая информация: продолжительность работы УЭЦН до подъема, причины останова и причины отказа УЭЦН, данные о дефектах узлов УЭЦН, выявленные при разборе оборудования и некоторые другие.

На первой стадии формирования выборки из базы данных, следует обеспечить ее представительность. Выборка должна включать установки, работающие во всех характерных для данного месторождения условиях. Выполнение этого условия необходимо, например, при сравнении надежностей погружного оборудования разных производителей.

Важным этапом формирования выборки является разделение данных о наработках на завершившиеся отказом и цензурированные. Например, при вычислении надежности системы скважина – УЭЦН, отказом следует считать любой случай подъема оборудования. А при вычислении надежности насоса – только прекращение подачи из-за поломки насоса. В данном случае другие причины прекращения эксплуатации УЭЦН (эксплуатационные факторы или выход из строя ПЭД, кабеля, гидрозащиты), отказами не считаются, т.к. насос остался работоспособным.

Исходные данные о наработках должны включать всю имеющуюся информацию о работе данного оборудования. Недопустимо, как, например, это делают при расчете межремонтного периода и наработки на отказ, учитывать только работу в течение текущего года. Отбрасывая отказы, произошедшие ранее, мы отказываемся от учета наименее успешных экземпляров и искусственно завышаем надежность оцениваемого оборудования.

Стадия формирования выборки является наиболее ответственным этапом расчета надежности. Ошибки расчетов возможны только на этом этапе. Непосредственно расчеты по предлагаемой методике не используют предположения о вероятностных законах отказов оборудования и ошибок не вносят.

Оценка необходимого объема выборки и продолжительности испытаний. Объем выборки должен быть достаточным для того, чтобы обеспечить как ее представительность, так и необходимую точность измерения характеристик надежности.

Точность измерений определяется объемом выборки N и продолжительностью испытаний t_0 .

Выполненные нами расчеты показали [4], что если продолжительность испытаний не ограничена, то при доверительной вероятности 0.67 точность расчетов $T_{0.5}$ будет порядка $\pm 10\%$ при $N = 100$ и $\pm 5\%$ при $N = 500$.

Если продолжительность испытаний ограничена величиной t_0 , то расчеты [4] показывают, что точность $\pm 20\%$ достигается при $N = 100$, $t_0 = 0.5T_{0.5}$ или $N = 50$, $t_0 = 0.7 \cdot T_{0.5}$, а $\pm 10\%$ при $N = 100$, $t_0 = 2.0 \cdot T_{0.5}$ или $N = 200$, $t_0 = 0.8 \cdot T_{0.5}$.

Эти данные позволяют, на стадии планирования работы, оценить необходимое количество оборудования и время его нахождения в эксплуатации, чтобы выполненные по этим данным расчеты надежности имели нужную точность.

Недостаточность применяемых эмпирических показателей надежности. До недавнего времени в нефтяных компаниях применялись такие характеристики надежности как наработка на отказ (ННО) и межремонтный период (МРП). Их достоинством является **простой** алгоритм и небольшой объем вычислений. Расчеты можно выполнять на простейших калькуляторах.

Недостатком является неправомерность этих характеристик не только с позиций математической теории надежности, но и здравого смысла. Действительно, по определению:

$$МРП = \frac{\text{Суммарная наработка всех установок за 1 год}}{\text{Число отказов}}, \quad (1)$$

$$ННО = \frac{\text{Суммарная наработка отказавших установок за 1 год}}{\text{Число отказов}}. \quad (2)$$

Но понятие «суммарная наработка» неправомерно. Например, если 365 установок одного типа проработают 1 сут. каждая без отказов, а другого типа 1 установка проработает 365 сут., то их ННО и МРП будут одинаковы. Однако в первом случае испытания еще по-настоящему и не начинались!

Нельзя и суммировать отказы имевшие место в процессе длительной эксплуатации, поскольку различна их цена: отказ на малых наработках свидетельствует о допущенных просчетах, на больших – о высоком качестве оборудования.

ННО и МРП не учитывают, на какой стадии «жизни» находится оборудование, запущенное более, чем 1 год назад. У каждой технической системы есть период «юности» для которого характерны приработочные отказы, «зрелости» и «старости» – когда обычны износные отказы.

Кроме того, ННО не учитывает наработки оборудования, не завершившиеся отказом, а это самые лучшие экземпляры!

Недостатки алгоритмов вычислений ННО и МРП приводят к тому, что результаты их расчетов зависят от графика ввода оборудования в эксплуатацию.

Приведем примеры расчетов ННО, МРП и $T_{0.5}$ – гарантированного ресурса наработки на отказ 50% установок (одного из критериев, принятых в математической теории надежности). Были использованы эксплуатационные данные нефтяных компаний, работающих в Западной Сибири. За время наблюдения оставались неизменными как условия эксплуатации, так и применяемое оборудование. Полученные результаты приведены на рис. 2.

Видно, что надежность, рассчитанная по предлагаемой методике, не менялась. Эмпирические характеристики надежности изменялись существенно. Определение МРП (1) можно записать в таком виде:

$$МРП = \frac{\text{Средняя наработка установки за 1 год}}{\text{Вероятность отказа}}$$

Поскольку при увеличении времени наблюдения средняя наработка остается примерно постоянной, а вероятность отказа растет, то МРП – увеличивается, что и видно из рис. 2а. Определение ННО (2) можно записать в виде:

$$ННО = \frac{\text{Средняя наработка отказавшей установки за 1 год}}{\text{Вероятность отказов}}$$

Средняя наработка отказавших установок растет при увеличении времени наблюдения, т.к. на начальном периоде выбывают самые слабые экземпляры. Поэтому ННО росло, см. рис. 2b – рис. 2d.

Из определений (1) и (2) видно, что МРП станет равным ННО, когда все оборудование доработает до отказа.

И последнее: изменяя график ввода оборудования, можно сделать зависимости МРП и ННО немонотонными, см. рис. 2b.

Далее будут даны примеры применения разработанной нами методики в различных нефтяных компаниях. Везде будет проведено сопоставление надежности оборудования Новомет и ведущих американских фирм.

Результаты применения методики в ОАО Сургутнефтегаз: С середины 2002 г. Новомет начал поставлять в ОАО Сургутнефтегаз полнокомплектные установки, которые оснащались насосами износостойкого исполнения. Идея конструкции износостойкого насоса описана в [8].

Общие сведения о результатах эксплуатации, по состоянию на 01.01.05, приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1. Общие сведения об использованных эксплуатационных данных ОАО Сургутнефтегаз

Тип	Начало эксплуатации	Всего монтажей	В работе	Подъемы
Установки Новомет с подачей 25 м ³ /сут	июль 2002 г.	136	18	108
Установки Новомет с подачей 79 м ³ /сут	декабрь 2002	71	44	27
Импортные установки с подачей 65 м ³ /сут.	июль 2002 г.	473	355	118

Из табл. 2 видно, что отказы насосов и газосепараторов происходили из-за «размытия» стенок направляющих аппаратов ступеней и корпуса газосепаратора, т.е. не были связаны с абразивным износом подшипников. Этот тип износа был обнаружен в ходе эксплуатационных испытаний. На стендах компании Новомет удалось его воспроизвести и установить механизм. Это позволило найти способ подавления данного износа и сконструировать насосы с высоким сроком наработки в этих условиях. В настоящее время в Сургутнефтегаз поставляются эти новые усовершенствованные насосы и газосепараторы.

Табл. 2 содержит не полную информацию о структуре отказов, поскольку каждый отказ имеет разный вес вне зависимости от времени работы до отказа. Однако на начальной стадии анализа надежности оборудования структуризация отказов,

приведенная в табл. 2, может быть полезной. Далее, методами теории надежности информация об отказах будет уточняться.

Таблица 2. Причины отказа установок Новомет в ОАО Сургутнефтегаз

Причины	УВНППИ5-25	УВНППИ5-79
Отказ оборудования		
Отказ удлинителя	6%	14%
Размыв газосепаратора	1%	
Размыв ступеней насоса		9%
Эксплуатационные отказы		
Парафиновые пробки в НКТ	2%	
Негерметичность НКТ	8%	27%
Неверный подбор установки	12%	
ГТМ	25%	27%
Солеотложения в насосе	15%	
Засорение насоса механическими примесями	7%	
Прогар сростки кабельной линии	4%	
Механическое повреждение кабельной линии	1%	5%
Не установлено	11%	9%
Прочее		
В ожидании комиссии	5%	9%
Смонтированы повторно	2%	

На рис. 3 приведены результаты расчетов надежности системы скважина – УЭЦН, эксплуатационной и конструкционной надежности. Видно, что продолжительность безотказной работы УЭЦН определяется, в основном, эксплуатационными факторами, причем, чем меньше подача – тем больше эксплуатационных проблем. Конструкционная надежность существенно выше эксплуатационной. Кроме того, видно, что надежность установок Новомет не ниже чем импортных.

На рис. 4 приведен пример структурирования эксплуатационной надежности. Видно, что для малодебитных систем основными факторами, приводящими к снижению надежности, являются ГТМ, солеотложения и негерметичность НКТ. Доля риска, связанная с каждым из этих факторов, определена количественно.

По результатам разбора поднятого оборудования может быть определена его пригодность для повторного использования, после проведения стандартных регламентных работ, которую будем называть ремонтпригодностью. Полученные результаты приведены на рис. 5. Наибольшую ремонтпригодность, как и следовало ожидать, имели ПЭД и гидрозащиты.

Результаты применения методики в ОАО Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз. Данная компания также приобретает полнокомплектные установки, но в отличие от Сургутнефтегаза, значительная доля скважин эксплуатируется по технологии интенсификации добычи. Общие сведения о результатах эксплуатации установок Новомет и аналогичных импортных, по состоянию на 01.01.05, приведены в табл. 3.

На рис. 6 приведены результаты расчетов надежности системы скважина – УЭЦН, эксплуатационной и конструкционной надежности. Видно, что, как и выше, продолжительность безотказной работы УЭЦН определялась, в основном,

эксплуатационными факторами. А надежность установок Новомет примерно такая же, как импортных.

На рис. 7 структурирована эксплуатационная надежность системы скважина – УЭЦН с установками обоих производителей. Видно, что влияние эксплуатационных факторов на надежность УЭЦН разных производителей примерно одинаковая. Наиболее значимо влияние ГТМ, засорений и солеотложений.

Таблица 3. Общие сведения об использованных эксплуатационных данных ОАО Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз

Тип	Начало эксплуатации	Всего монтажей	В работе	Подъемы
Установки Новомет производительностью 124 - 280 м ³ /сут.	август 2003 г.	103	31	72
Импортные установки производительностью 125 - 300 м ³ /сут.	август 2003 г.	96	30	66

На рис. 8 приведена конструкционная надежность насосов и ПЭД, как производства Новомет, так и импортных. В пределах ошибки определения, полученные зависимости совпадают.

Результаты применения методики в ОАО Юганскнефтегаз. С позиций проводимого анализа, данная компания имеет следующие особенности. Во-первых, компания не закупает полнокомплектные УЭЦН, а только их отдельные узлы: насосы, ПЭД и т.д., из которых затем комплекзует УЭЦН. Во-вторых, в больших масштабах проводит гидроразрывы пластов, сопровождающиеся закачкой пропанта в образовавшиеся трещины, и широко практикует спуск УЭЦН на большую глубину (в область более высоких температур). Поэтому погружное оборудование работает в существенно более сложных условиях (ср. уровень $T_{0.5}$ на рис. 2а и рис. 2с). Общие сведения о результатах эксплуатации, по состоянию на 01.02.05, приведены в табл. 4.

Таблица 4. Общие сведения об использованных эксплуатационных данных ОАО Юганскнефтегаз

Тип	Начало эксплуатации	Всего монтажей	В работе	Подъемы
Насосы «Новомет» производительностью 124 - 280 м ³ /сут.	январь 2003 г.	187	37	150
Импортные насосы производительностью 160 - 560 м ³ /сут.	январь 2003 г.	76	22	54

На рис. 9 приведены результаты расчетов надежности системы скважина – УЭЦН, эксплуатационной надежности УЭЦН и конструкционной надежности насосов Новомет. Видно, что, как и выше, общая надежность системы скважина – УЭЦН с насосами Новомет и импортными – совпадают. И, по прежнему, конструкционная надежность существенно выше эксплуатационной. Интересно отметить, что даже в таких сложных условиях эксплуатации, как видно из рис. 9, более 60% насосов Новомет могут безотказно работать более 1000 сут.

Результаты применения методики в в ООО ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь. В данной компании также не делается закупок полнокомплектных УЭЦН. Покупаются отдельные узлы: насосы, ПЭД и т.д. из которых затем комплектуются УЭЦН. Но в отличие от Юганскнефтегаза, нет широкомасштабной интенсификации нефтедобычи. Общие сведения о результатах эксплуатации, по состоянию на 01.01.05, приведены в табл. 5.

На рис. 10 приведены результаты расчетов надежности системы скважина – УЭЦН, эксплуатационной надежности УЭЦН и конструкционной надежности насосов Новомет. Видно, что общая надежность системы скважина – УЭЦН с насосами Новомет и импортными – примерно равны. А конструкционная надежность насосов – существенно выше, точнее – не было зафиксировано ни одного случая отказа насоса в течение гарантийного срока эксплуатации, равному 1 году. По действующему в данной компании регламенту, оборудование проработавшее более гарантийного срока не подлежит комиссионному разбору.

Ремонтопригодность узлов УЭЦН приведена на рис. 11. Видно, что насосы и ПЭД Новомет показали надежность выше, чем соответствующее импортное оборудование.

Таблица 5. Общие сведения об использованных эксплуатационных данных ООО ЛУКОЙН Западная Сибирь

Тип	Начало эксплуатации	Всего монтажей	В работе	Подъемы
Насосы «Новомет» производительностью 25 м ³ /сут.	апрель 2002 г.	924	424	500
Импортные насосы производительностью 50 м ³ /сут.	январь 2001 г.	1224	458	766

Заключение

Предложена методика определения надежности погружного оборудования по неполным эксплуатационным данным. Каждый этап методики – от формирования исходной выборки до получения результатов, строго формализован средствами математической теории надежности. Полностью исключен субъективный фактор. Рассчитываются характеристики надежности, дающие ее исчерпывающее описание. Методика реализована в виде компьютерной программы NeoStat-Pro.

Выполнен анализ эксплуатационных данных погружного оборудования, работающего в Западной Сибири. Показано, что в настоящее время основной причиной отказов являются эксплуатационные факторы. Конструкционная надежность УЭЦН существенно выше эксплуатационной надежности систем скважина – УЭЦН.

На большом статистическом материале показано, что конструкционная надежность оборудования Новомет не ниже, чем импортного оборудования, эксплуатируемого в Западной Сибири.

Кроме того, методика позволяет, на основании эксплуатационных данных, находить слабые узлы оборудования, а значит – целенаправленно повышать качество. В ходе совместной работы с нефтяными компаниями Западной Сибири было создано оборудование с надежностью на мировом уровне.

Приложение. Описание методики обработки эксплуатационных данных.

Основной величиной, дающей исчерпывающее описание надежности, является вероятность безотказной работы $P(t)$ или доля установок, отработавшая время t без отказов. Объясняется это тем, что $P(t)$ является также функцией распределения случайной величины t – времени безотказной работы установки, и, в рамках теории вероятности [4], дает исчерпывающее описание надежности.

В нефтедобывающей промышленности вероятностный подход, по-видимому, начал применяться в 60-х годах прошлого века [9], [10]. Однако из-за того, что его использование требует больших объемов вычислений, а вычислительная техника тогда была мало доступна, он не получил должного распространения.

Для вычисления $P(t)$ в теории надежности используют алгоритмы, основанные на гипотезе о независимости отказов в соседние моменты времени. Вычисления по этим алгоритмам сводятся к умножению вероятностей безотказной работы в эти моменты времени, поэтому данные алгоритмы называют множительными [11]:

$$\hat{P}_k = \left(1 - \frac{r_1}{s_1}\right) \left(1 - \frac{r_2}{s_2}\right) \dots \left(1 - \frac{r_k}{s_k}\right), \quad (\text{П1})$$

Здесь \hat{P}_k – оценка $P(t)$ в момент времени t_k , r_i – число отказов, а s_i – число изучаемых объектов в интервале от t_{i-1} до t_i .

Нами были проведены расчеты показавшие, что как классические множительные алгоритмы вычисления надежности (такие как Каплана-Мейера и Герда), так и сравнительно новый – таблиц жизни, дают при обработке данных о работе погружных установок практически совпадающие результаты.

Было обнаружено, что временная зависимость вероятности безотказной работы $P(t)$ во всех случаях может быть аппроксимирована функцией:

$$P(t) = \exp(-a_n t^n - a_{n-1} t^{n-1} - \dots - a_1 t) \quad (\text{П2})$$

Коэффициенты a_n находили ортогональным методом наименьших квадратов [10]. Их значимость оценивали по F – критерию Фишера, что позволило вычислять степень полинома n , а значит полностью исключить субъективный фактор при выборе аппроксимирующей функции.

Далее, по остаточной сумме квадратов ошибок аппроксимации, методами математической статистики находили дисперсию вероятности безотказной работы $D(P)$. Это позволило вычислить ошибку определения $P(t)$, т.е. доверительный интервал $P \pm \kappa \sqrt{D(P)}$. Соответствующая доверительная вероятность β в общем случае может быть найдена по критерию Чебышева [12]. Так при $\kappa = 2$ получим $\beta \geq 0.75$. Если же ошибка измерений не велика (стандартное отклонение не превышает 20–30% от измеряемой величины), то, как показывает опыт [13], β можно приближенно оценивать по нормальному распределению.

Аппроксимирующая функция (П2) позволяет прогнозировать зависимость вероятности безотказной работы от времени за пределами изученного временного интервала.

Остальные характеристики надежности выражаются через $P(t)$ и дают наглядную дополнительную информацию. Обычно это следующие характеристики: функция плотности вероятности:

$$f(t) = -dP/dt \quad (\text{П3})$$

интенсивность отказов $\lambda(t)$ (отношение числа отказавших в единицу времени установок к числу исправных):

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = \frac{a_n t^n - a_{n-1} t^{n-1} - \dots - a_1 t}{\exp(-a_n t^n + a_{n-1} t^{n-1} + \dots + a_1 t)}, \quad (\text{П4})$$

среднее время безотказной работы T_m :

$$T_m = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} P(t) dt = \int_0^{\infty} \exp(-a_n t^n + a_{n-1} t^{n-1} + \dots + a_1 t) dt, \quad (\text{П5})$$

гарантированный ресурс T_γ (время, которое безотказно проработает заданная доля установок, обычно $\gamma = 0.5$):

$$\exp(-a_n T_\gamma^n + a_{n-1} T_\gamma^{n-1} + \dots + a_1 T_\gamma) = \gamma. \quad (\text{П6})$$

Методы математической статистики [7] позволяют найти дисперсии коэффициентов a_j в (3)–(6), т.е. $D(a_j)$. Значения $D(a_j)$ были использованы нами для нахождения ошибок определения $f(t)$, $\lambda(t)$, T_m и $T_{0.5}$.

Методика не использует какие-либо предположения о вероятностной модели отказов. Поэтому вычисленные характеристики следует рассматривать как обобщение эмпирической информации об эксплуатационной надежности.

Функция распределения отказов погружного оборудования. В общем случае отказы могут иметь разную природу. Различают внезапные отказы и постепенные. Внезапные обусловлены случайными факторами, которые могут проявиться в любой момент времени. Они имеют интенсивность отказов $\lambda_1 = const$ не зависящую от времени, см. [2]. Это дефекты, возникшие при изготовлении оборудования, ошибки на стадиях подготовки скважины, подбора оборудования, его эксплуатации. Постепенные отказы возникают в результате накопления повреждений в процессе работы: из-за износа, коррозии, образования отложений в проточных каналах и подшипниках, старения электрического кабеля и др. Их интенсивность отказов $\lambda_2(t)$ зависит от времени.

Поскольку эти механизмы отказов независимы, то

$$\lambda(t) = \lambda_1 + \lambda_2(t). \quad (\text{П7})$$

Временная зависимость вероятности безотказной работы $P(t)$ погружного оборудования во всех рассмотренных выше случаях аппроксимируется функцией:

$$P(t) = \exp\{-a_1 t - a_2 t^2\} \quad (\text{П8})$$

Соответствующая (8) вероятность отказа в единицу времени, т.е. функция интенсивности отказов (4), равна:

$$\lambda(t) = a_1 + 2a_2 t. \quad (\text{П9})$$

Если $a_2 = 0$, то функция интенсивности отказов константа и $P(t)$ имеет экспоненциальное распределение [2]. Если $a_2 \neq 0$, то – распределение Вейбулла, для которого в общем случае $P(t) = \exp\{-\lambda t^\alpha\}$. В нашем случае, см. (П4), (П9), $\alpha = 2$.

Следовательно, внезапные отказы погружного оборудования описываются экспоненциальным законом, а постепенные – распределением Вейбулла.

Литература

1. Hogan J. R. Performance benchmarking of ESP Installations//SPE ESP Workshop, Houston, Texas (25-27 April 2001)
2. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. М: Наука. 1965. 524 с.
3. Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д. Статистический анализ надежности погружных установок в реальных условиях

- эксплуатации//Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. 2003. N 3. С. 28–34.
4. *Нуряев А.С., Мухаммадеев Г.Р., Перельман О.М., Слепченко С.Д.* Опыт создания высоконадежного отечественного погружного оборудования// Технологии ТЭК. 2004. №3. С.42 – 45.
 5. *Кудряшов С.И., Левин Ю.А., Маркелов В.Д., Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д.* Надежность погружного оборудования в осложненных условиях месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» // Технологии ТЭК. 2004. №5. С. 54-59.
 6. *Инюшин Н.В., Валеев А.С., Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д.* Оценка надежности погружного оборудования в условиях эксплуатации ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»// Технологии ТЭК. 2004. №6. С.
 7. *Моисеев Н.Н., Иванюков Ю.П., Столярова Е.М.* Методы оптимизации. М: Наука. 1978. 351 с.
 8. *Агеев Ш.Р., Куприн П.Б., Маслов В.Н., Мельников М.Ю., Перельман² О.М., Пещеренко² С.Н., Рабинович² А.И.* Надежные центробежные установки с малой подачей для добычи нефти в осложненных условиях// ESP Workshop 2005
 9. *Помазкова З.С., Лимончиков В.Д.* Распределение отказов при работе установок погружных центробежных насосов. РНТС: серия Машины и нефтяное оборудование. М: ВНИИОЭНГ. 1969. № 9.
 10. *Филиппов В.Н.* Надежность установок погружных центробежных насосов для добычи нефти// Обзорная информация. Насосостроение. Серия ХМ-4. М: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ. 1983. 50 с.
 11. *Kaplan T.L., Meier P.* Nonparametric estimation from incomplete observations// Journal of the American Statistical Assosiation. V. 53. 1958. pp. 457-481.
 12. *Худсон Д.* Статистика для физиков. М: Мир. 1970. 296 с.
 13. *Бендат Дж., Пирсол А.* Прикладной анализ случайных данных. М: Мир. 1989. 540 с.

Наработка на отказ (ННО) – Mean time between failure (MTBV)

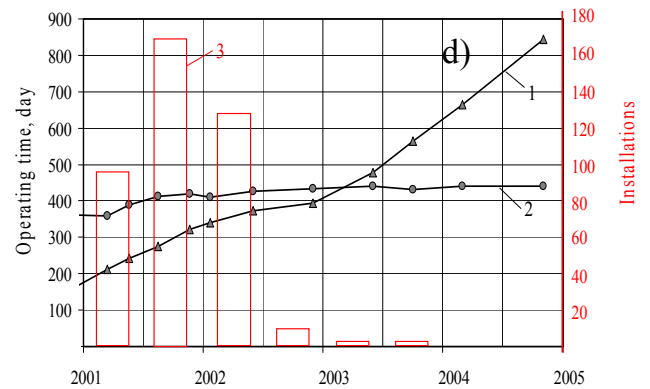
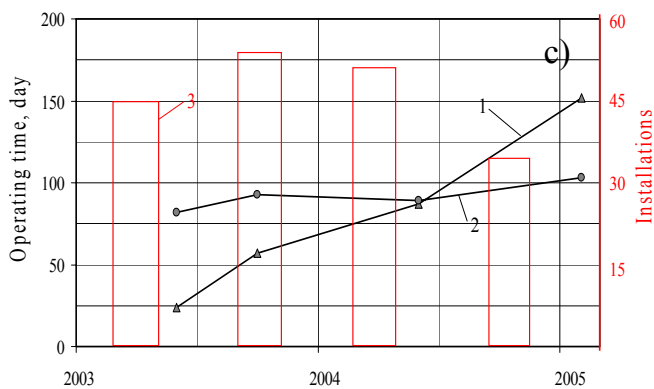
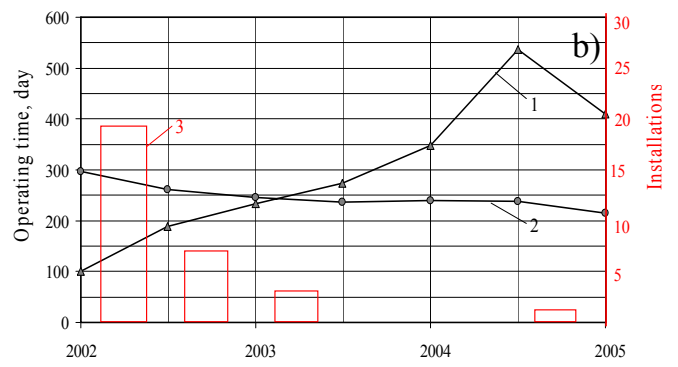
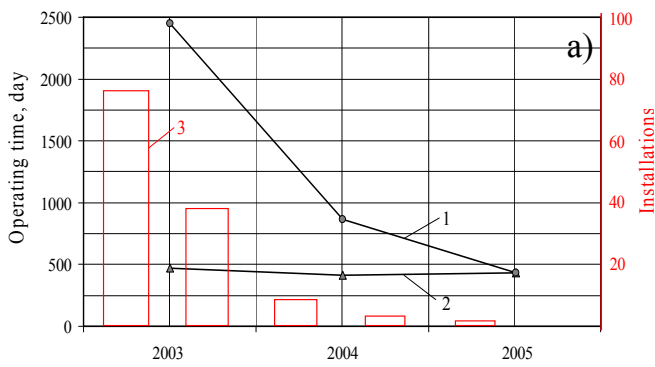


Рис. 2. Динамика изменения надежности системы скважина УЭЦН производства Новомет в нефтяных компаниях: а) Сургутнефтегаз, б) Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз, в) Юганскнефтегаз, г) ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь.

Линии: 1 – а) МРП, б)-г) ННО, 2 – $T_{0.5}$, вычисленное по предлагаемой методике, 3 – количество установок, запущенных в эксплуатацию за период

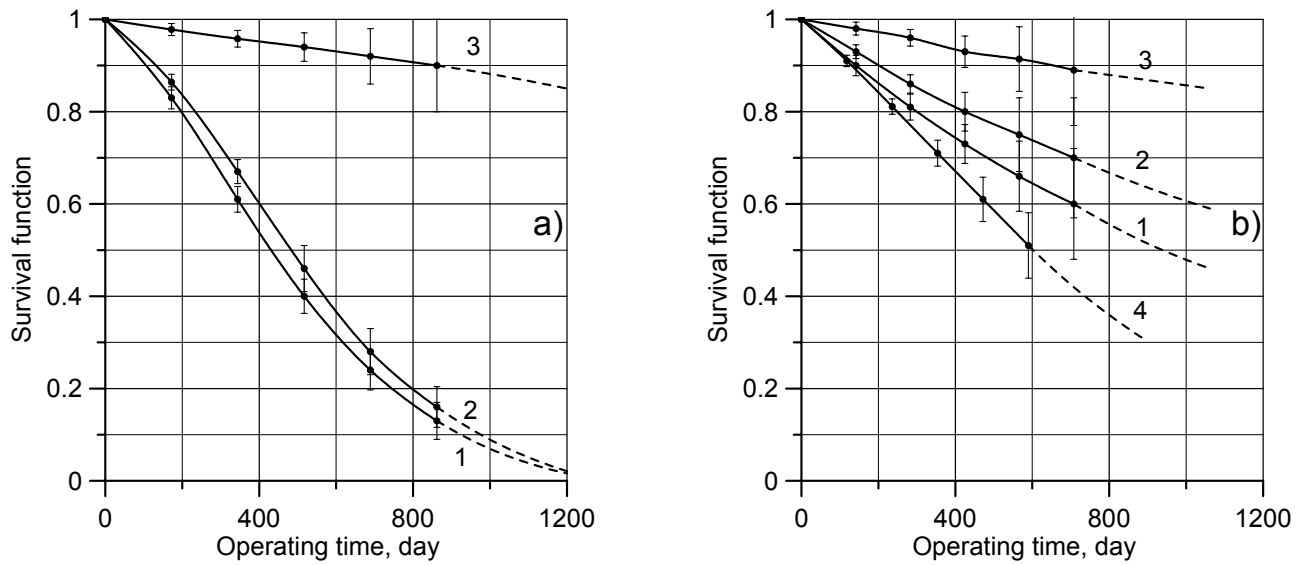


Рис. 3. По данным ОАО Сургутнефтегаз: 1 – надежность системы скважина – УЭЦН, 2 – эксплуатационная надежность, 3 – конструкционная надежность, 4 – надежность импортных установок.
 а) УВННПИ5-25 (Новомет), б) УВННПИ5-79 (Новомет) и импортные установки.

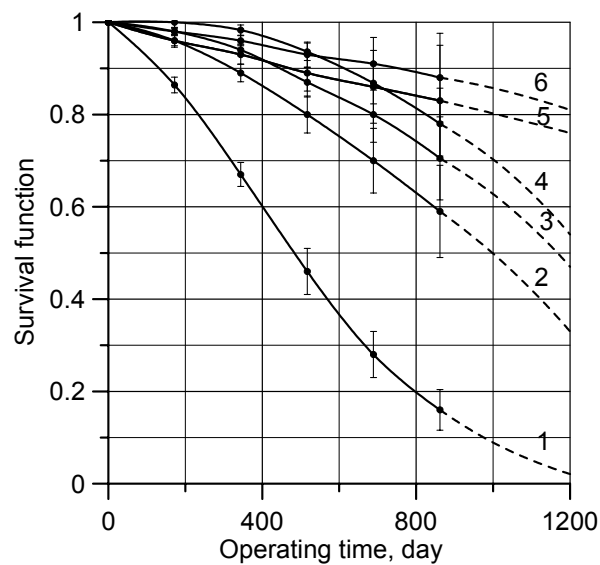


Рис. 4. Эксплуатационная надежность УВННПИ5-25 в ОАО Сургутнефтегаз: 1 – эксплуатационная надежность, 2 – ГТМ, 3 – солеотложения, 4 – негерметичность НКТ, 5 – неверный подбор, 6 – засорение.

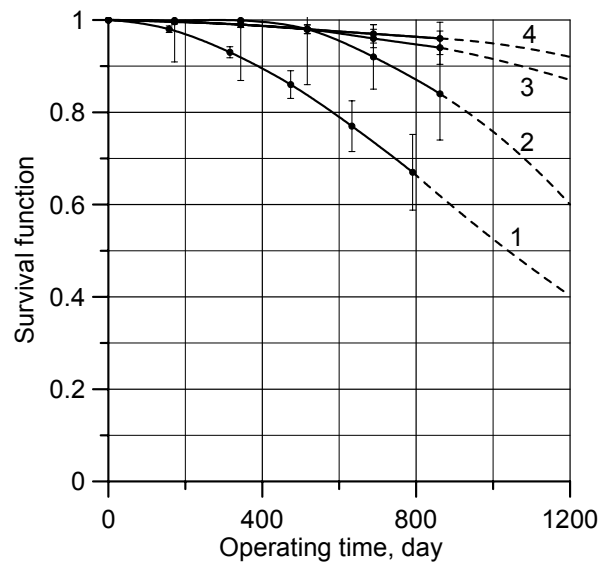


Рис. 5. Ремонтопригодность узлов УЭЦН в ОАО Сургутнефтегаз: 1 – износостойкие насосы, 2 – износ-коррозионностойкие насосы, 3 – гидрозащиты, 4 – ПЭД.

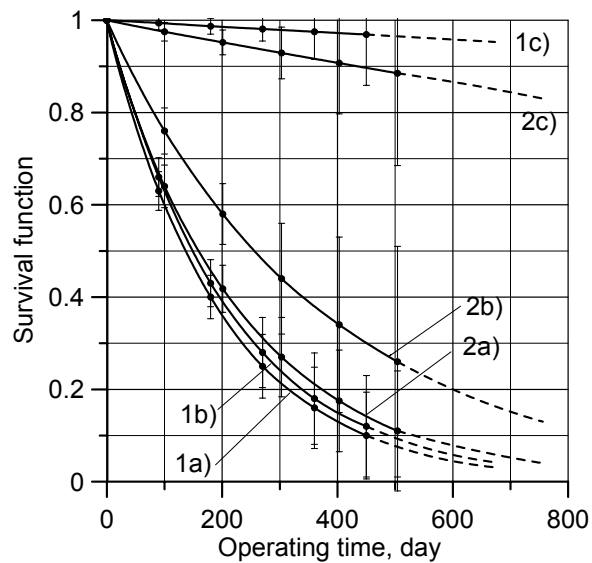


Рис. 6. По данным ОАО Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз: а) надежность системы скважина–УЭЦН, б) эксплуатационная надежность, с) конструкционная надежность.

1 – установки Новомет, 2 – импортные установки.

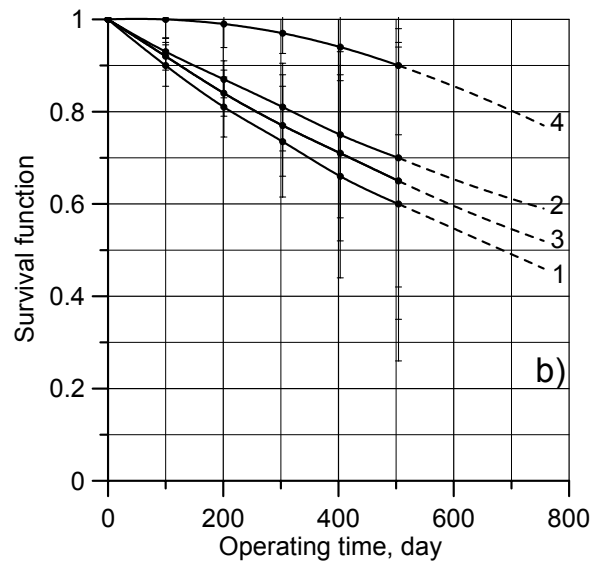
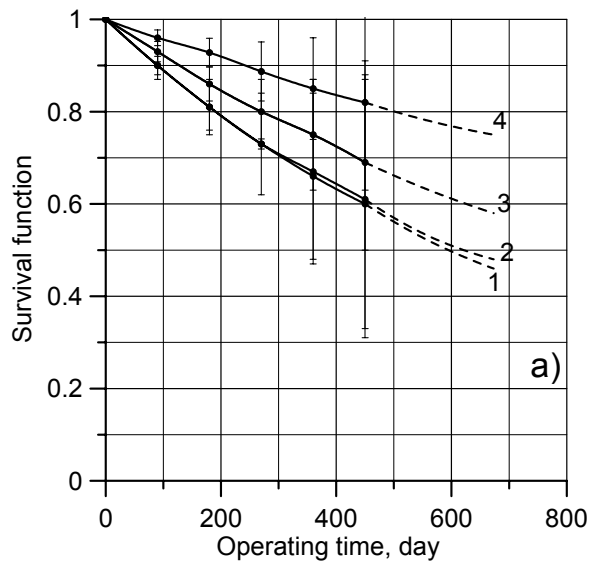


Рис. 7. Эксплуатационная надежность по ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»
 а) установки «Новомет», б) импортные установки
 1 – ГТМ, 2 – засорение, 3 - солеотложения, 4 – недостаточный приток

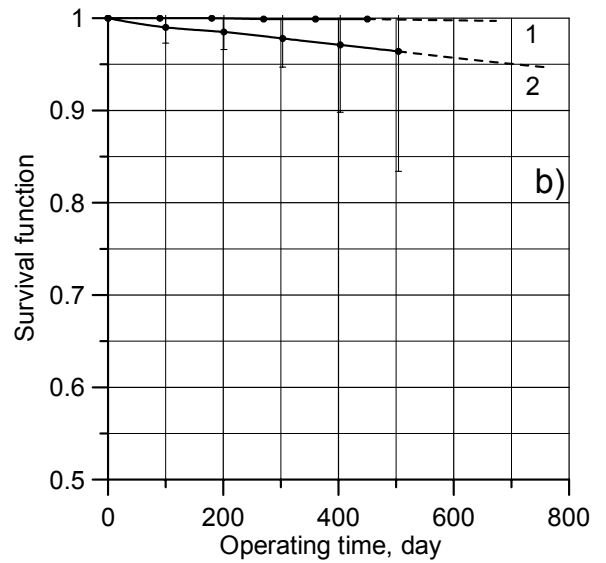
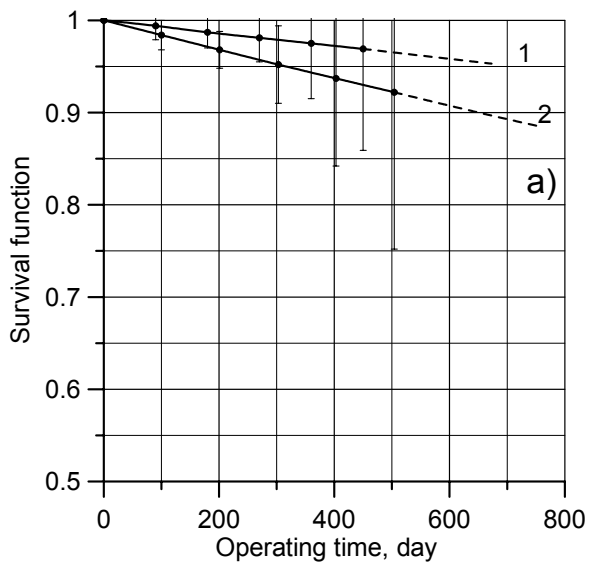


Рис. 8. Конструкционная надежность узлов УЭЦН в ОАО Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз: а) насосы, б) ПЭД.
 1 – оборудование «Новомет», 2 – импортное оборудование.

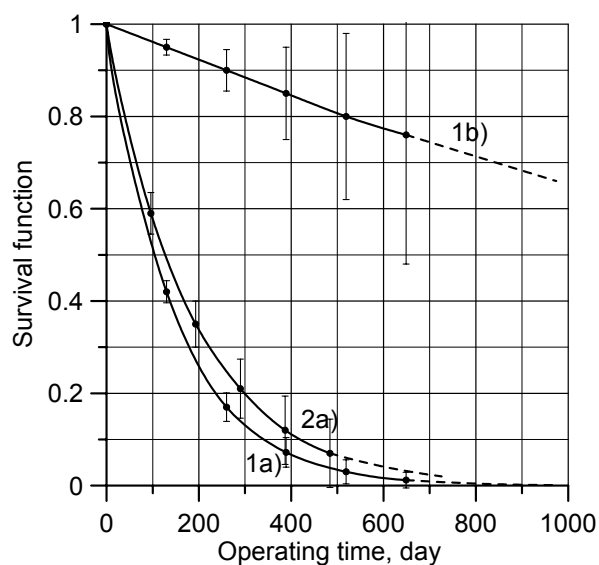


Рис. 9. По данным ОАО Юганскнефтегаз: а) надежность системы скважина-УЭЦН, б) конструкционная надежность насосов.
1 – установки с насосами «Новомет», 2 – установки с импортными насосами.

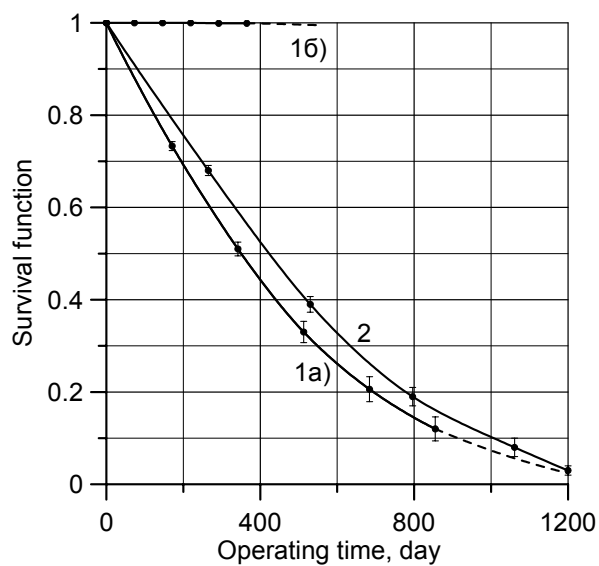


Рис. 10. По данным ООО ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь: а) надежность систем скважина-УЭЦН, б) конструкционная надежность насосов
1 – установки с насосами Новомет, 2 – установки с импортными насосами.

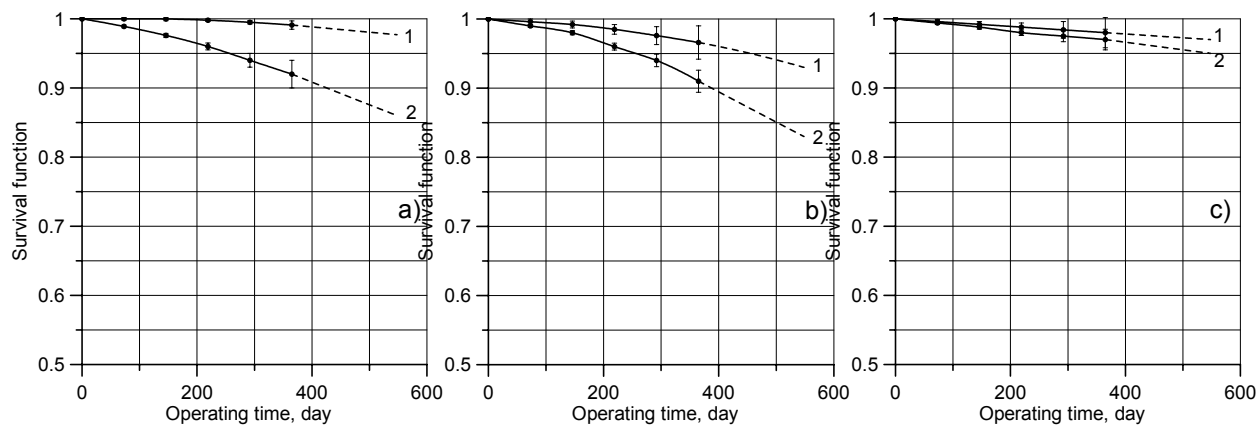


Рис. 11. Ремонтопригодность узлов установок в ООО ЛУКОЙЛ – Западня Сибирь:
 а) насосы, б) ПЭД, в) гидрозащиты.
 1 – оборудование Новомет, 2 – импортное оборудование.