

УДК 681.5.017

DOI 10.34822/1999-7604-2020-3-54-61

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ НАРАБОТКОЙ И КОЛИЧЕСТВОМ ОТКАЗОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ

Г. С. Яковлев ^{1✉}, Ф. Ф. Иванов ²

¹ ПАО «Сургутнефтегаз», Сургут, Россия

² Сургутский государственный университет, Сургут, Россия

✉ E-mail: gennadiy9331@gmail.com

Рассмотрены варианты оценки наработки на отказ установки электроцентробежного насоса с целью упреждающего управления использованием оборудования и технологическим процессом добычи нефти для обеспечения адресного применения оценки с учетом прогнозируемой наработки и ростом средней наработки оборудования на отказ.

Ключевые слова: наработка на отказ, остаточный ресурс, установка электроцентробежного насоса, нефтедобыча.

CORRELATION DETECTION OF MEAN TIME BETWEEN FAILURES WITH FAILURE RATE OF ELECTRICAL CENTRIFUGAL PUMP IN OIL PRODUCTION

G. S. Yakovlev ^{1✉}, F. F. Ivanov ²

¹ “Surgutneftegas” PJSC, Surgut, Russia

² Surgut State University, Surgut, Russia

✉ E-mail: gennadiy9331@gmail.com

The article describes options for assessing the mean time between failures of electrical centrifugal pump installations. It is necessary to get an overview of the mean time between failures of this equipment for better management. Such data would make it possible to provide targeted use of the equipment, taking into account the predicted operating time and an increase in the mean time between failures.

Keywords: mean time between failures, residual resource, electrical centrifugal pump, oil production.

Введение

Важность исследований наработки на отказ очевидна, поскольку частота выхода из строя скважины, возникающие в связи с этим производственные и иные издержки существенно влияют на экономические показатели деятельности предприятия, себестоимость продукции и конкурентоспособность на рынке. Самыми понятными и наиболее часто применяемыми способами исследований являются статистическая обработка и последующий анализ результатов, графическое представление выделенных динамических характеристик процесса добычи, а также показателей работы всех составляющих процесса.

Используемые в настоящее время способы эксплуатации скважин подразделяются на три группы: газлифтный, фонтанный и насосный.

В России более 98 % скважин разрабатывается насосным способом. В свою очередь, в группе насосных технологий можно выделить две крупные разновидности насосного оборудования для добычи нефти:

- штанговые насосные установки (УШГН) – состоят из погружных насосов, в которых привод от независимого двигателя, находящегося на поверхности жидкости, осуществляется через механическую связь (штангу);

- бесштанговые насосные установки (УЭЦН, УЭВН, УГПН, УЭДН, струйные насосы) – отличительной особенностью является отсутствие механической связи между приводом и насосом.

Приоритетной технологией добычи является использование УЭЦН, с их помощью извлекается более половины всей добываемой нефти. По состоянию на 2017 г. УЭЦН оснащена большая часть российского фонда нефтяных скважин – 66,4 %, и этот показатель в последние годы демонстрирует стабильный рост [1].

Скважины, оборудованные установками погружных центробежных электронасосов, имеют ряд преимуществ по сравнению со скважинами, которые оборудованы глубинно-насосными установками: на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Такая скважина может быть введена в эксплуатацию сразу же после бурения в любой период года без больших затрат времени и средств.

В рамках общего представления о комплектности УЭЦН выделяются основные составляющие элементы: скважинный центробежный насос (ЭЦН) приводится в действие погружным электродвигателем (ПЭД), электроэнергия подводится к двигателю специальным кабелем, располагаемым в скважине рядом с насосно-компрессорными трубами (НКТ) (рис. 1) [2].

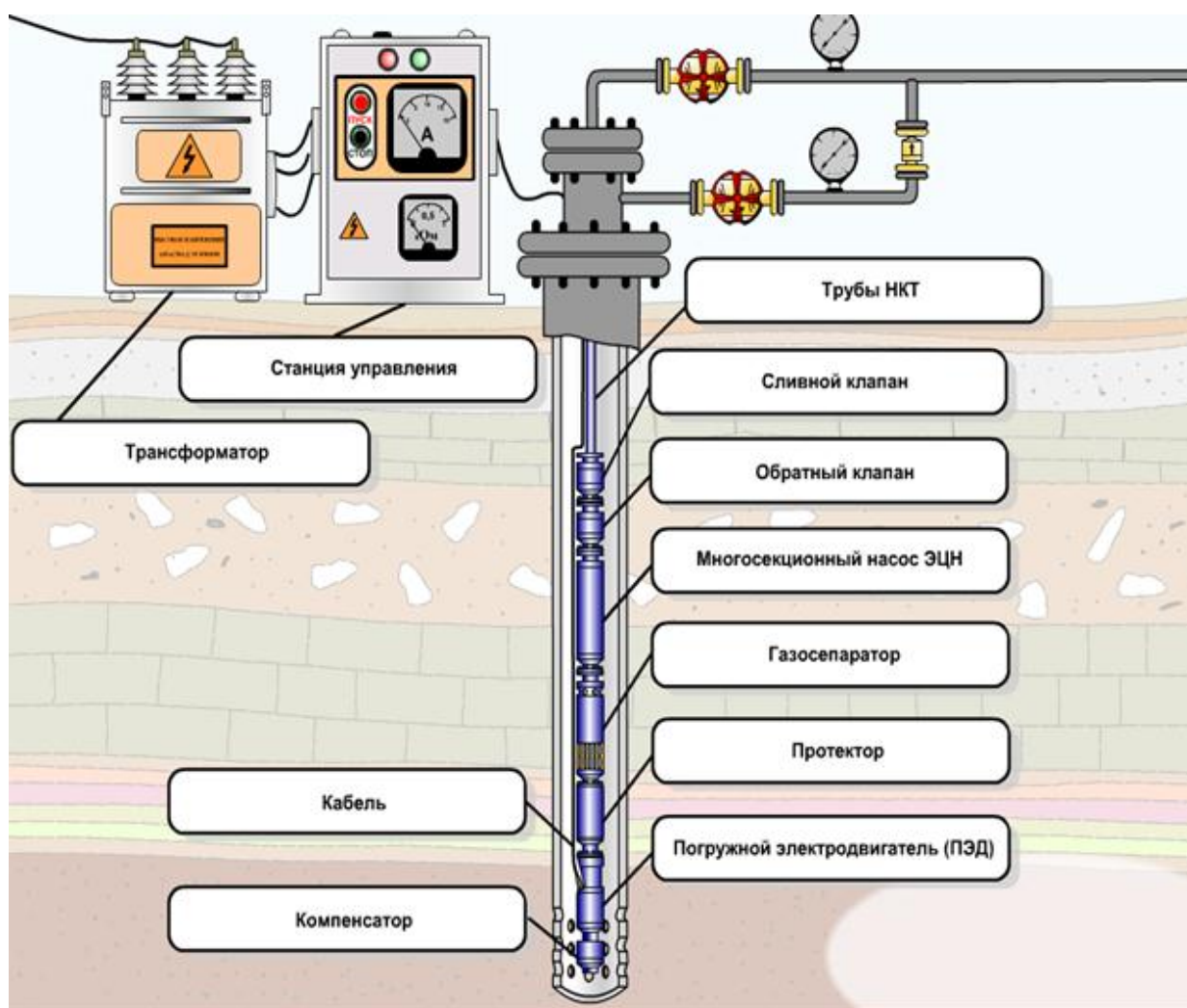


Рис. 1. Схема комплектности УЭЦН [3]

Основная часть

Обозначим понятие «фаза эксплуатации» (ФЭ) как процесс безотказной эксплуатации установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), начинающийся с момента погру-

жения в скважину оборудования и продолжающийся до непосредственного отказа (нарушения функционирования), который привел к необходимости подъема УЭЦН на поверхность [4].

В рамках данного исследования основополагающей характеристикой ФЭ будет являться ее продолжительность, которую предлагается называть наработкой на отказ.

Все фазы эксплуатации можно графически отобразить гистограммой с отображением в каждом столбце количества суток наработки, попадающих в установленный диапазон. В данном исследовании был принят интервал дискретизации в 10 суток.

В представленном случае количество ФЭ – это количество зафиксированных в информационных системах (ИС) отказов УЭЦН (общее количество > 100 000), приведших к останову скважины и подъему для ремонта УЭЦН (ось Y на графике рисунка 2 и последующих).

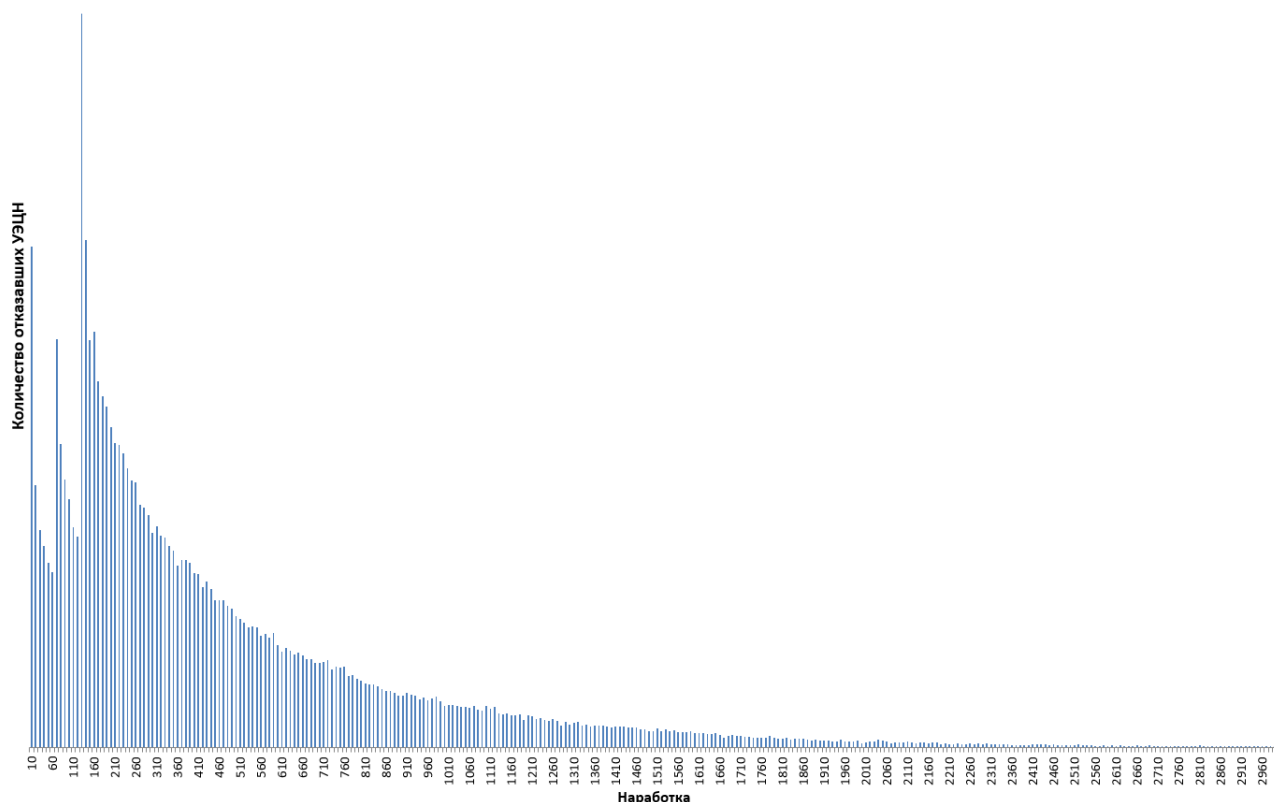


Рис. 2. Гистограмма количества ФЭ на диапазонах наработки

Примечание: составлено авторами.

Согласно графику пики фиксируются на 0–10; 70–80; 130–140 сутки.

Пик 0–10 суток может быть обусловлен выходом из строя оборудования в момент его непосредственного погружения вследствие инклинометрии и т. д. Также вполне вероятно, что это не является инородным выбросом, учитывая искусственный пик на 70–80 сутки: ФЭ, которые должны быть расположены по шкале наработки в диапазоне 10–60, искусственно перенесены на значения 70–90, что аналогично и для пика 130–140.

Для того чтобы доказать пониженную достоверность данных пиков, было сделано предположение о влиянии человеческого фактора на фиксацию значений наработки ФЭ в информационных системах. Для исследования масштаба проблемы генеральную совокупность можно сгруппировать по принадлежности ФЭ к нефтегазодобывающим управлениям (НГДУ), поскольку человеческий фактор должен отличаться в рамках разных НГДУ. Аналогичные графики для различных НГДУ представлены на рисунке 3.

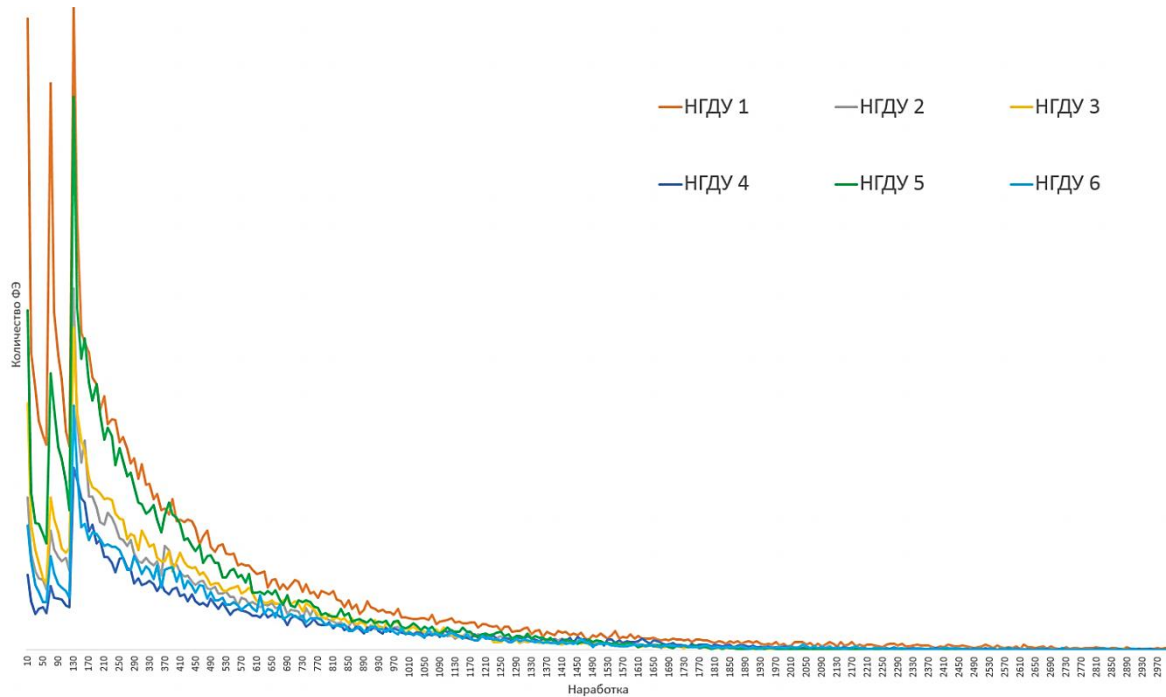


Рис. 3. Взаимосвязь количества ФЭ и наработки в группах каждого ИГДУ
Примечание: составлено авторами.

Поскольку количество ФЭ в каждом ИГДУ разное, предлагается унифицировать данные числовые ряды. Для каждого элемента x_i из числового ряда X заменим его значение

$$\text{на } \bar{x}_i = \frac{x_i}{\sum_{x \in X} (x)}.$$

Для наглядности отдельно отобразим график $[10, 250]$ сутки и $(250, 3\ 000]$ сутки на рисунках 4, 5.

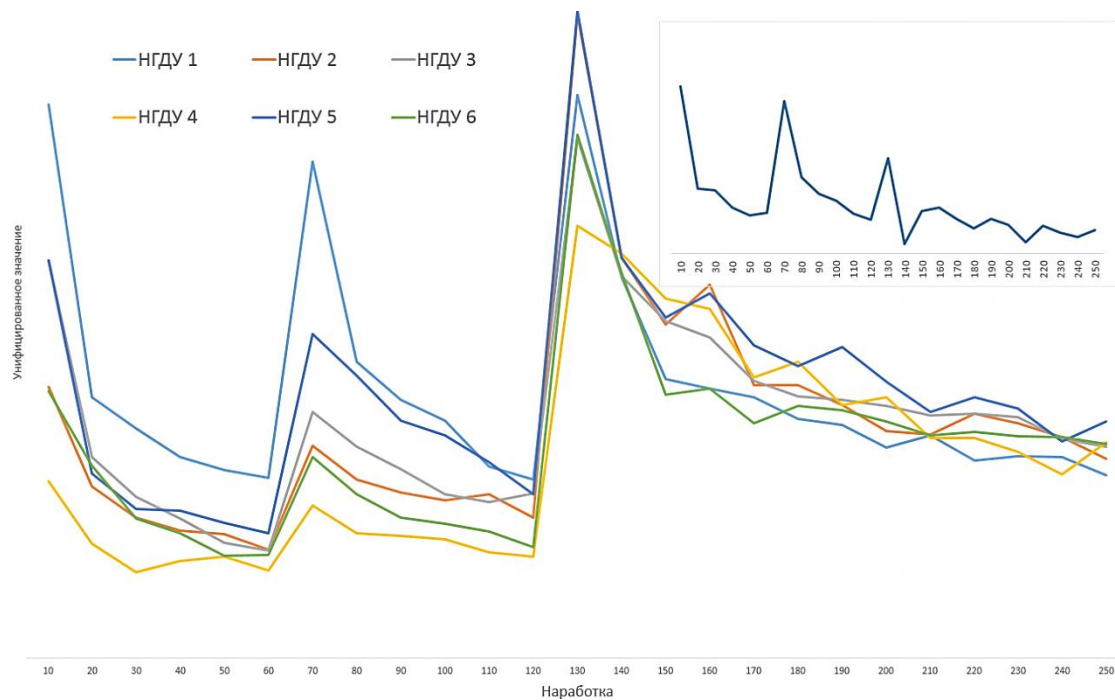
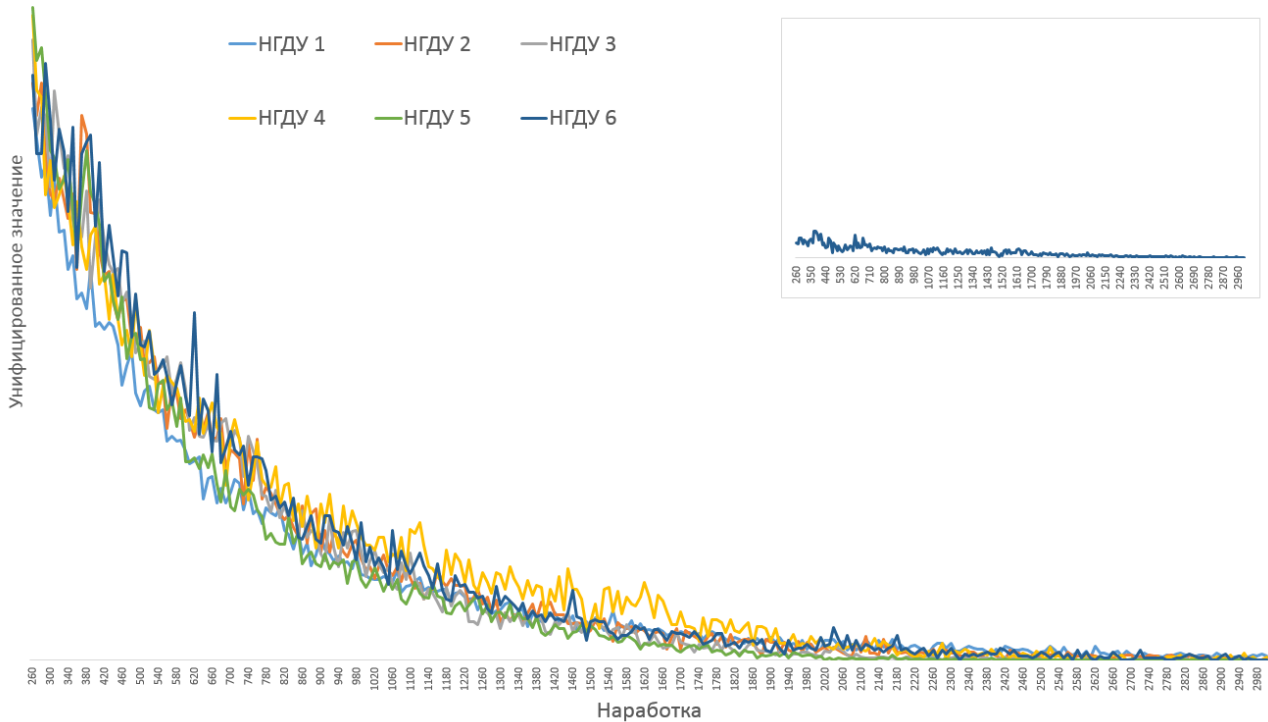


Рис. 4. Взаимосвязь унифицированного значения и наработки в группах каждого ИГДУ на диапазоне $[10, 250]$
Примечание: составлено авторами.

В верхнем правом углу отображен вспомогательный график, составленный из значений размаха (разностей максимального и минимального из унифицированных значений).



**Рис. 5. Взаимосвязь унифицированного значения
и наработки в группах каждого НГДУ на диапазоне [250, 3 000]**
Примечание: составлено авторами.

Исходя из предшествующего анализа, а также по результатам проведенного дополнительного обследования видно, что период в 250 суток, отделяющий нижний диапазон, содержит данные с пониженной достоверностью.

Можно считать наработку ФЭ случайной величиной, поскольку она представляет собой измеримую функцию, определенную на вероятностном пространстве.

Далее следует построить на основе рисунка 2 нормализованную гистограмму, которая будет являться плотностью вероятности данной случайной величины. Для каждого элемента x_i из числового ряда X , учитывая, что период дискретизации равен 10 суткам, необходимо

заменить его значение на $\bar{x}_i = \frac{x_i}{\sum_{x \in X} (x) \cdot 10}$.

По полученной нормализованной гистограмме следует построить модели, приближающие плотность распределения случайной величины. Поскольку область значений величины наработки ФЭ – это множество положительных рациональных чисел $[0, \infty]$, то модели должны входить в класс абсолютно непрерывных распределений.

Учитывая уже известные рекомендации по определению законов распределения случайных величин по эксплуатационной информации [5], а также опираясь на исследования ЗАО «Новомет-Пермь» в данной предметной области [6–8], отказы погружного оборудования описываются экспоненциальным законом и распределением Вейбулла.

Соответственно, были выбраны следующие распределения: нормальное (Гаусса – Лапласа); экспоненциальное; Вейбулла.

Для расчета параметров использовался метод Левенберга – Марквардта, представляющий собой комбинацию метода Ньютона с методом градиентного спуска [9].

После получения математических моделей, поскольку на диапазоне $[0, 250]$ данные представлены с пониженной достоверностью, отдельно построены модели, учитывающие

для расчета только данные диапазона $[250, \infty]$. Эти модели именованы с добавлением «250+» в названии. Нормальное распределение на данном этапе было решено не учитывать вследствие относительно высокого значения ошибки.

Полученные математические модели приведены в формулах (1)–(5) с рассчитанными параметрами распределения:

- нормальное:

$$f(x) = \frac{e^{\left(-\frac{((x-158,1151))^2}{122923,2978}\right)}}{621,4297}; \quad (1)$$

- экспоненциальное:

$$f(x) = 0,00207 \cdot e^{-0,00207 \cdot x}; \quad (2)$$

- Вейбулла:

$$f(x) = 0,00077 \cdot (x + 38,6909) \cdot e^{-\left(\frac{x+38,6909}{428,0679}\right)^{1,2134}}; \quad (3)$$

- экспоненциальное 250+:

$$f(x) = 0,00231 \cdot e^{-0,00231 \cdot x}; \quad (4)$$

- Вейбулла 250+:

$$f(x) = 0,0049 \cdot (x - 47,4332)^{-0,14} \cdot e^{-\left(\frac{x-47,4332}{401,463}\right)^{0,8599}}. \quad (5)$$

В качестве критериев оптимальности использовалось математическое ожидание квадрата отклонения между значениями расчета математических моделей и исходными данными, так называемая среднеквадратичная ошибка (6), и аналогичное математическое ожидание для диапазона $[250, \infty]$:

$$M(X_0 - f(X))^2, \quad (6)$$

где $f(X)$ – значение расчета вероятности наработки ФЭ по рассматриваемой модели;

X_0 – значение вероятности наработки ФЭ по нормализованной гистограмме;

M – математическое ожидание.

В таблице представлены оценки полученных функций на диапазонах $[0, 3\ 000]$ и $[250, 3\ 000]$.

Очевидно, что при сравнении модель (1) не будет оптимальной для рассматриваемого случая, поскольку значения ошибок больше, чем у моделей (2) и (3).

Таблица

Анализ математических моделей

Наименование	Нормальное	Экспоненциальное	Вейбулла	Экспоненциальное 250+	Вейбулла 250+
Формула	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Среднеквадратичная ошибка	5,2836e-08	4,4105e-08	3,8887e-08	4,6659e-08	1,2011e-07
Среднеквадратичная ошибка (250+)	1,8596e-08	7,3912e-10	2,7128e-09	3,5874e-10	1,3541e-10

Примечание: составлено авторами на основе собственных данных, полученных в результате исследования.

С другой стороны, модель (2) явно проигрывает модели (4) с точки зрения среднеквадратичной ошибки 250+. Модель (5) является оптимальной по ошибке 250+, но при этом имеет наибольшую ошибку на всем диапазоне.

Визуальное отображение математических моделей вместе с нормализованной гистограммой ФЭ представлено на рисунке 6.

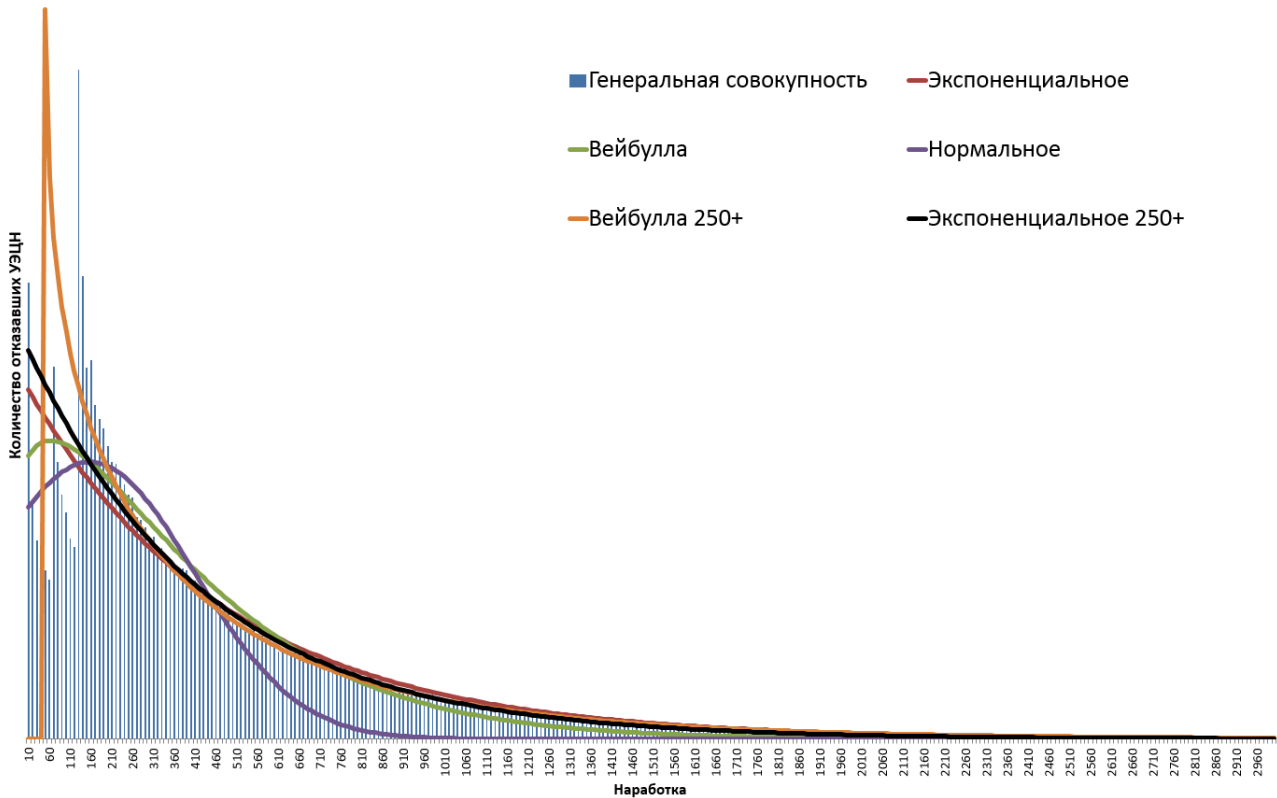


Рис. 6. Построение различных моделей распределения на основе нормализованной гистограммы генеральной совокупности, в том числе только на диапазоне [250, 3 000]

Примечание: составлено авторами.

Следует отдельно выделить поведение модели (5) около нулевых значений, вследствие которого настолько высока среднеквадратичная ошибка модели (5) на всем диапазоне. Также важно помнить о пике [0, 10] суток на рисунке 2, который больше подходит для моделей (2), (3), (4).

Исходя из анализа критериев оптимальности, принимая во внимание пик на [0, 10] сутки и учитывая характер модели (5) около нулевых значений, а также на основании известных исследований в рамках предметной области основным распределением принимается вариант (4).

Заключение

При помощи выбранной математической модели можно делать выводы о вероятности попадания наработки в некоторый граничный интервал без учета условий эксплуатации. Формула достаточно проста – это отношение площади фигуры между границами интервала к площади всей фигуры под установленной функцией. Поскольку площадь всей фигуры под установленной функцией равна 1, необходимо рассчитать только площадь фигуры между границами интервала.

В качестве примера приведем расчет вероятности наработки фазы эксплуатации УЭЦН больше 1 000 суток:

$$\int_{1000}^{+\infty} f(x)dx = \int_{1000}^{+\infty} (0,00231 \cdot e^{-0,00231 \cdot x})dx = 0,09926,$$

т. е. чуть меньше 10 %.

Сопоставление пары значений «диапазон наработки – вероятность» для данного примера имеет следующий вид:

$$[1\ 000, +\infty], 0,09926.$$

Расчеты на основе плотности вероятности экспоненциального распределения можно использовать и для других репрезентативных выборок фаз эксплуатации. В дальнейшем планируются исследования различных выборок фаз эксплуатации по разным причинам отказа, типоразмерам и новизне оборудования.

Литература

1. Пармухина Е. Л. Некуда расти? Обзор российского рынка УЭЦН. URL: https://techart.ru/files/publications/electric_centrifugal-pumps-10-18.pdf (дата обращения: 25.03.2020).
2. Ивановский В. Н., Пекин С. С., Сабиров А. А. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. М. : Нефть и газ, 2002. 256 с.
3. Применение новых сплавов на основе алюминия для изготовления ступеней ЭЦН малого габарита, опыт эксплуатации скважинных насосных установок с канатными штангами. URL: <https://docplayer.ru/74204764-Rossiyskiy-gosudarstvennyy-universitet-nefti-i-gaza-niui-meni-i-m-gubkina-kafedra-mashin-i-oborudovaniya-neftyany-i-gazovoy-promyshlennosti.html> (дата обращения: 25.08.2020).
4. Яковлев Г. С. Оценка остаточного ресурса установок электроцентробежного насоса на основе анализа статистических эксплуатационных данных информационных систем ПАО Сургутнефтегаз : сб. докл. победителей XXXIX науч.-технич. конф. молодых ученых и специалистов ПАО «Сургутнефтегаз». Сургут : РИИЦ «Нефть Приобья», 2019. С. 182–186.
5. Острейковский В. А. Теория надежности. М. : Высш. шк., 2003. 463 с.
6. 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. № 3. С. 28–34.
7. Перельман О. М., Пещеренко С. Н., Рабинович А. И., Слепченко С. Д. Методика определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения // Технологии ТЭК. 2005. № 3. С. 66–73.
8. 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. 51–55.
9. Madsen K., Nielsen H. B., Tingleff O. Methods for non-linear least squares problems. 2nd ed. Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, 2004. 58 p.