

УДК 622.276.53

## АНАЛИЗ ОТКАЗОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НГДУ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ»

Фахриева К.Р., Габдрахимов М.С.

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
филиал, г. Октябрьский  
e-mail: FahrievaKR@bashneft.ru

**Аннотация.** В статье описаны характерные отказы установок электроцентробежных насосов (ЭЦН), построены графики зависимостей наработки на отказ и количества отказов от времени работы насоса в скважине. Выявлены зависимости отказов электроцентробежных насосов от плотности скважинной смеси, времени работы насосно-компрессорных труб, от глубины подвески насоса и подачи насоса. Рассмотрены основные причины отказов.

**Ключевые слова:** электроцентробежный насос, нефть, скважина, наработка на отказ, плотность газожидкостной смеси, подача насоса

На предприятии ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Туймазанефть» большая часть нефти добывается установками электроцентробежных насосов, это примерно 83% действующего фонда. Обводненность жидкости более 91 %, Средняя глубина подвески ЭЦН – 1259 метров, причем для ЭЦН малой производительности до 60 м<sup>3</sup> она равна 1235 м, для ЭЦН средней производительности от 80 м<sup>3</sup> до 160 м<sup>3</sup> - 1260 м и для ЭЦН большой производительностью от 200 м<sup>3</sup> до 500 м<sup>3</sup> - 1283 м.

На рисунке 1 представлена динамика наработки на отказ и количество отказов по нефтяному фонду скважин с ЭЦН за 9 месяцев 2011 г.

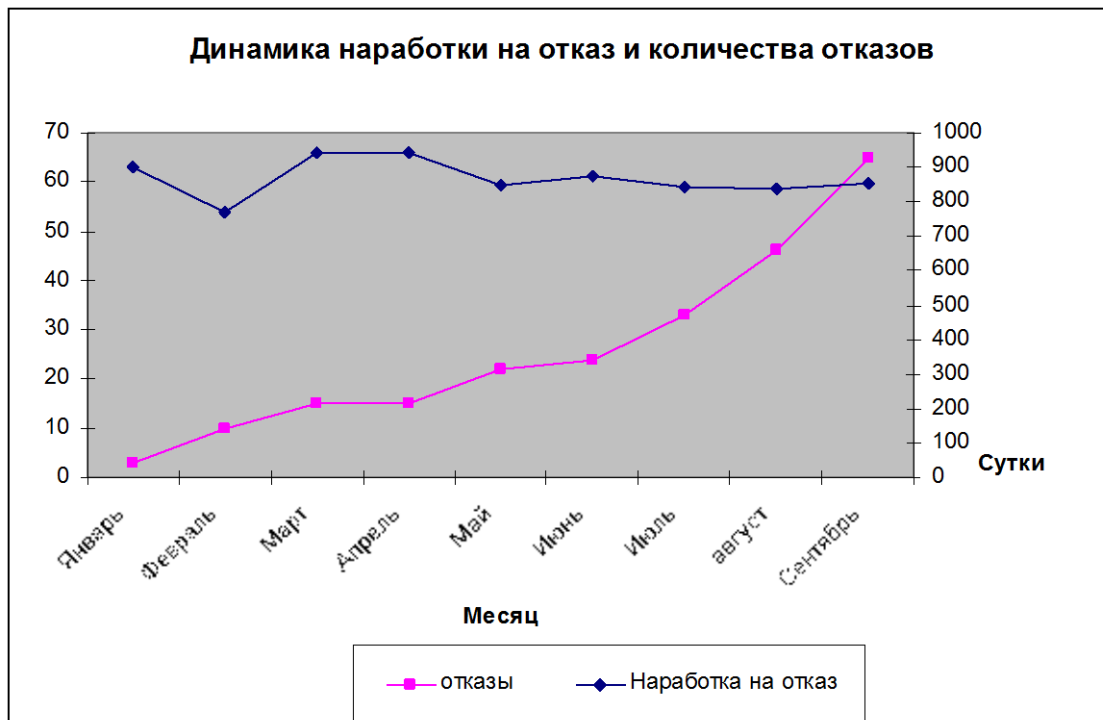


Рисунок 1. Динамика наработки на отказ и количества отказов по нефтяному фонду скважин с ЭЦН

Прослеживается динамика увеличения общего количества отказов: в январе 2011г. – 3 отказа, в мае 2011 г. – 22 отказов, в сентябре 2011 года - 65 отказов.

Рассмотрим на примере нескольких скважин случаи возникновения отказов ЭЦН.

**Скважина № 797** введена в эксплуатацию в 1966 году. Скважина имеет следующие эксплуатационные характеристики:

- статический уровень - 177 м,
- динамический уровень - 1125 м,
- затрубное давление - 0,06 МПа,
- пластовое давление – 17,93 МПа.

Плотность нефти и воды  $0,805 \text{ г/см}^3$  и  $1,164 \text{ г/см}^3$  соответственно. Газовый фактор составляет  $55,6 \text{ м}^3/\text{т}$ , вязкость в среднем  $2,36 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . В целом нефть легкая и маловязкая. Среднее содержание парафина в нефти до 4,3%, содержание серы в среднем по пластам 2,5-2,8%.

Фактический дебит нефти  $2,03 \text{ т/с}$ , а воды  $252,55 \text{ м}^3$ , обводненность 99 %.

Тип устьевого арматуры для обвязки и герметизации нефтяных скважин - АУЭЦН-146. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны составляет 130 мм. Типоразмер насосно-компрессорных труб (НКТ) Г73х5,5 ОД. Количество НКТ - 131 шт. Насос приводится в движение с помощью асинхронного погружного электродвигателя ПЭД100-117МВ5. Типоразмер насоса: ЭЦНМ 5-

250-1400, произведен Нефтекамским заводом нефтепромыслового оборудования (НЗНО).

Насос был спущен в скважину 03.06.2009 года и отработал 616 суток. В феврале 2011 года возник отказ – полет оборудования на забой, вследствие чего произошел обрыв кабеля марки КПБП-3-16 (рисунок 2).



Рисунок 2. Обрыв кабеля на скважине № 797

**Скважина № 2218**, расположенная на территории Южно-Троицкой площади Абдуловского месторождения, введена в эксплуатацию в 2005 году.

Концентрация сероводорода в многофазном флюиде "нефть-газ-вода" составляет менее 4%. Анализы нефтей из продуктивных пластов этого месторождения показали наличие в ней 1,4 – 5,29% парафиновых углеводородов, 1,15 – 8,2% асфальтенов и 7,60 – 19,66% смол.

Дебит скважины по нефти составляет 30,03 т/с, воды - 42,88м<sup>3</sup>, обводненность - 15,52 %. Газовый фактор равен 68 м<sup>3</sup>/т, плотность воды 1,19 г/см<sup>3</sup>, плотность нефти 0,829 г/см<sup>3</sup>.

Скважина № 2218 имеет следующие эксплуатационные характеристики:

- статический уровень - 94 м,
- динамический уровень - 1191 м,
- затрубное давление – 0,77 МПа,
- пластовое давление – 16,14 МПа.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны 130,6 мм. На скважине установлена устьевая арматура типа 2АШК-80/25x14К1-КУ.00.000. Типоразмер насоса - ЭЦН5-50-1800 (завод-производитель НЗНО), двигателя - ПЭД45-117-ЛГВ5. Используются НКТ двух типоразмеров: Г73x5,5ОЕ в количестве 76 штук и Г73x5,5ОД в количестве 111 штук.

Насос был спущен в скважину в 2011 году и отработал 86 суток. 21.06.2011 года возник отказ - слом резьбовой части патрубков подвешивания приставки насоса (рисунок 3).



Рисунок 3. Слом резьбовой части патрубков подвешивания приставки насоса на скважине №2218

В действующем фонде НГДУ «Туймазанефть» за прошедший 2011 год основными причинами отказа скважин, оборудованных ЭЦН являются: отказ ЭЦН; отказ НКТ, отказ ПЭД; отказ кабельной линии.

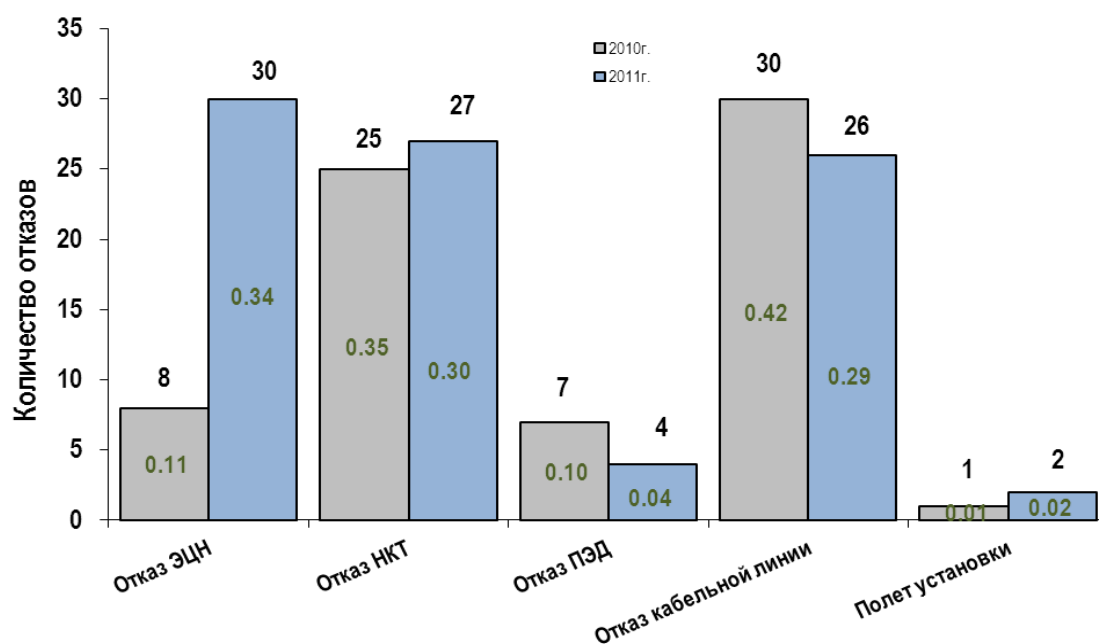


Рисунок 4. Структура отказов ЭЦН по отказавшим узлам

Основными причинами отказов ЭЦН являются: износ рабочих органов из-за засорения механическими примесями, после засорение пропантом после проведенных гидравлических разрывах пласта.

Основной причиной отказа кабельных линий является возрастное старение, средняя наработка на отказ отказавших кабельных линий составила 1064 суток. Наибольшее число отказов кабельных линий происходит по причине

пробоя фазовой изоляции удлинителя, что объясняется возрастным составом парка погружного кабеля (рисунок 4).

Рассмотрим зависимость работы оборудования ЭЦН от подачи насоса (рисунки 5,6).

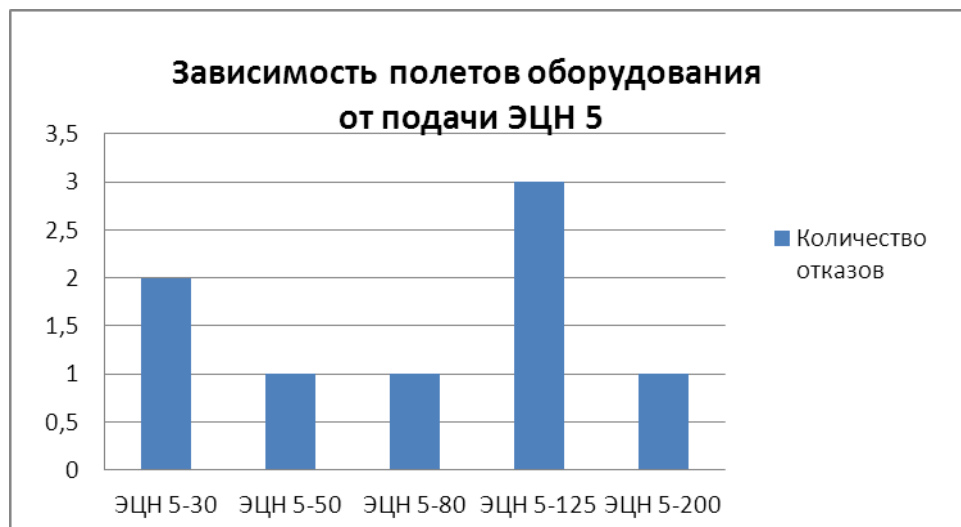


Рисунок 5. Влияние подачи на обрывы ЭЦН 5 и НКТ

Из рисунка 5 видно, что насос ЭЦН-5 имеет наибольшее количество отказов при подаче 125 м<sup>3</sup>/сут.



Рисунок 6. Влияние подачи на обрывность насосов ЭЦНМ 5 и НКТ

Из рисунка 6 видно, что насос ЭЦНМ-5 имеет наибольшее количество отказов при подаче 50 м<sup>3</sup>/сут.

Влияние глубины подвески на число отказов показано на рисунках 7 и 8.

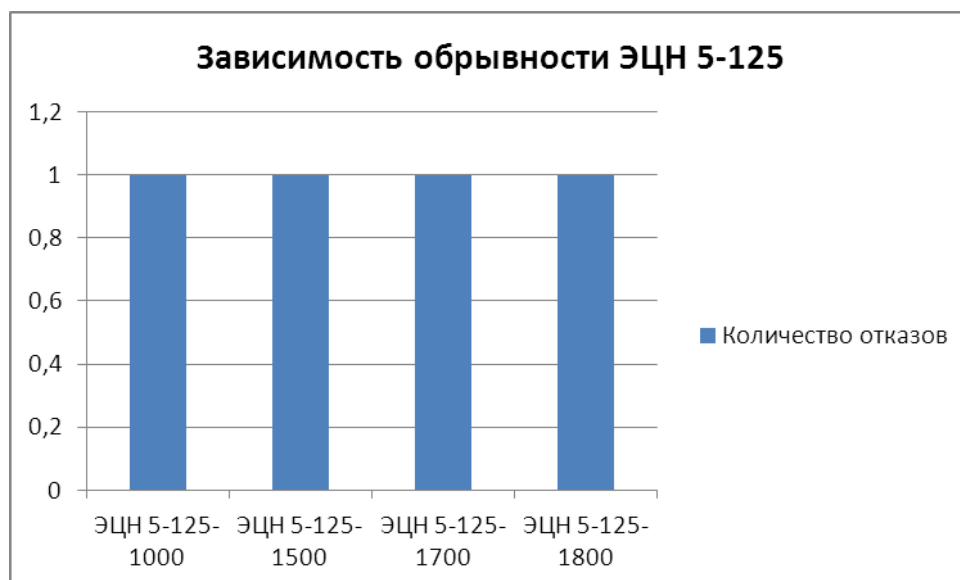


Рисунок 7. Обрывность ЭЦН в зависимости от глубины подвески насоса

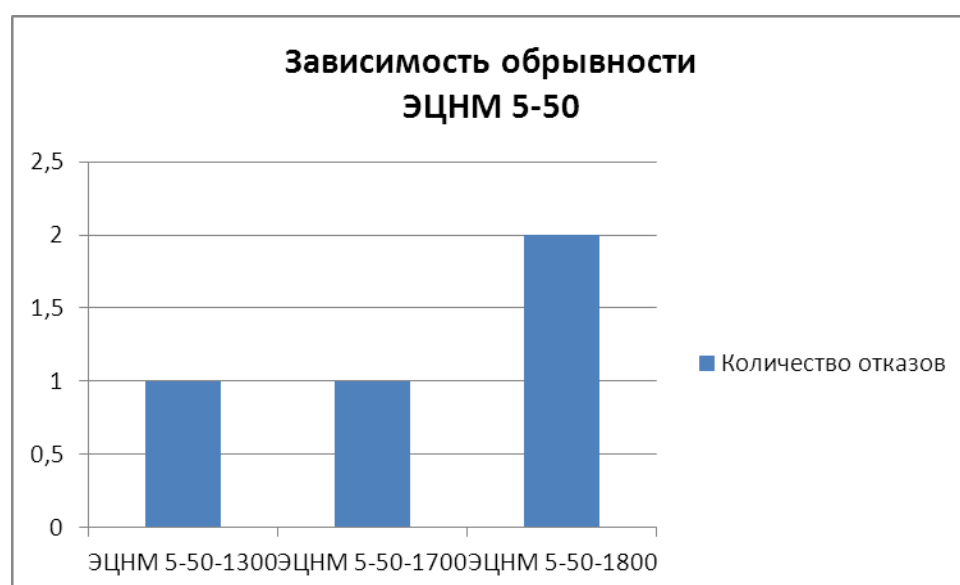


Рисунок 8. Обрывность ЭЦН в зависимости от глубины подвески насоса

Количество полетов ЭЦН 5-125 (рисунок 7) не зависит от глубины установки насосов. Для ЭЦНМ 5 (рисунок 8), чем больше глубина подвески тем больше количество отказов. Наибольшее количество обрывов имеет насос типа ЭЦНМ 5 – 50 с подвеской 1300 м.

Зависимость работы оборудования ЭЦН от свойств газожидкостной смеси (плотности) и обводненности скважин представлена на рисунках 9 - 10.



Рисунок 9. Обрывность ЭЦН в зависимости от плотности газожидкостной смеси



Рисунок 10. Зависимость обрывов электроцентробежного насоса от обводненности

При увеличении плотности газожидкостной смеси обрывность сначала растет, затем уменьшается. Наибольшее число обрывов приходится на интервал плотности 0,879- 0,901 т/м<sup>3</sup>(рисунок 9) и в скважинах с обводненностью 0,99 (рисунок 10).

### Выводы

1. Наибольшее количество обрывов приходится на насосы, работающих в условиях с обводненностью 99%.
2. Насосы с подачей 50 м<sup>3</sup>/сут и глубиной подвески 1300 м имеют большую вероятность возникновения отказов.
3. Насосное оборудование находящееся в скважине с плотностью газожидкостной смеси 0,87 г/см<sup>3</sup>, подвержено наибольшему износу, вследствие чего чаще возникают отказы.
4. Насосы ЭЦН-5 с подачей 125 м<sup>3</sup>/сут и ЭЦНМ-5 с подачей 50 м<sup>3</sup>/сут имеют наибольшее количество обрывов
5. Количество полетов ЭЦН 5-125 не зависит от глубины установки насосов, а количество полетов ЭЦНМ 5-50 зависит: чем больше глубина подвески тем больше количество отказов.

### Литература

1. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1987. 264 с.
2. Вороновский В.Р., Максимов М.М. Система обработки информации при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1975. 231 с.
3. Ишемгужин Е.И. Теоретические основы надежности буровых и нефтегазовых машин. Уфа: изд.-во УНИ, 1981. 84 с.
4. Бабаев С.Г. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования. Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1976. 96 с.



## ANALYSIS OF WORK OF INSTALLATIONS OF ELECTROCENTRIFUGAL PUMPS NGDY «TUYMAZANEFT»

K.R. Fakhrieva, M.S. Gabdrakhimov  
FSBEI Ufa state petroleum technical university, branch, Octobersky  
e-mail: FahrievaKR@bashneft.ru

**Abstract.** There is an operation of installation electrocentrifugal pumps in this article.

In this annotation the conditions of process and any characteristic refusals of IECF are represented and the charts of dependences mouth pressure from the pump are also constructed here.

There are dependences of failures of electrocentrifugal pumps, the process of which is depended on density of an oil field mixture, the operating time of pump and the depth of the pumps suspension bracket, its function.

The main reasons of the equipments break age and the breaks of compressor pipes are considered.

The conclusions are resulted.

**Keywords:** electrocentrifugal pump, average suspension bracket of the electrocentrifugal pump, time between failures, demolition of a carving part of a branch pipe, cable break failure of the electrocentrifugal pump, density of a gas-liquid mix, pressure of the mouth, operating time of pump and compressor pipes, depth of a suspension bracket, pump giving.

### References

1. Babaev S.G. Reliability of oilfield equipment. Nedra, 1987. 264p.
2. Voronovsky V.R., Maksimov M.M. Information processing system in the development of oil fields. Nedra, 1975. 231 p.
3. Ishemguzhin E.I. Theoretical basis of the reliability of the oil and gas drilling machines. Ufa ed. of UNI, 1981. 84 p.
4. Babaev S.G. Fundamentals of reliability theory of oilfield equipment. Baku: AzINEFTEHIM, 1976. 96 p.

### **Сведения об авторах**

Фахриева К.Р., преподаватель кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», ФГБОУ ВПО УГНТУ, филиал, г. Октябрьский  
K.R. Fakhrieva, teacher of chair «Oilfield of the machinery and an equipment», FSBEI USPTU, branch, Octobersky

Габдрахимов М.С., д-р. техн. наук, проф. кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», ФГБОУ ВПО УГНТУ, филиал, г. Октябрьский  
M.S. Gabdrakhimov, dr.tech.sci, prof. of chair «Oilfield of the machinery and an equipment», FSBEI USPTU, branch, Octobersky

e-mail: FahrievaKR@bashneft.ru