

Интернет-журнал «Наукоедение» ISSN 2223-5167 <http://naukovedenie.ru/>

Том 8, №5 (2016) <http://naukovedenie.ru/index.php?p=vol8-5>

URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/109TVN516.pdf>

Статья опубликована 09.11.2016.

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Пяльченков Д.В., Пяльченкова Н.О. Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы электроцентробежных насосов // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 8, №5 (2016) <http://naukovedenie.ru/PDF/109TVN516.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**УДК 681.5.015**

**Пяльченков Дмитрий Владимирович**

ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Россия, Тюмень<sup>1</sup>  
Доцент кафедры «Бизнес-информатика и математика»  
Кандидат технических наук  
E-mail: [d\\_v\\_pial@tsogu.ru](mailto:d_v_pial@tsogu.ru)  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=417528](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=417528)

**Пяльченкова Наталья Олеговна**

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный медицинский университет», Россия, Тюмень  
Ассистент кафедры «Информатика и вычислительная техника»  
E-mail: [nata\\_79@mail.ru](mailto:nata_79@mail.ru)  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=635263](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=635263)

## **Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы электроцентробежных насосов**

**Аннотация.** В работе рассматривается влияние, которое оказывает выбор показателя вероятности безотказной работы в качестве основного параметра, определяющего надежность насосной скважинной установки, на систему резервирования отдельных ее элементов для оптимизации системы обслуживания и ремонта. В качестве исходного материала для проведения исследований были использованы данные о законах распределения отказов, фактической наработке на отказ и основных причинах отказов скважинного насосного оборудования добывающих скважин Тарасовского месторождения компании Роснефть-Пурнефтегаз. В результате моделирования показателей резервирования отдельных элементов штанговых глубинных и электроцентробежных насосных установок были получены результаты, которые могут быть использованы для оптимизации системы обслуживания и ремонта добывающих скважин месторождения.

Применение критерия вероятности безотказной работы в качестве основного показало, что независимо от применяемых методов решения поставленной задачи оптимизации наиболее надежными и менее дорогостоящими в обслуживании будут скважины, оборудованные штанговыми глубинными насосами.

Таким образом, основным результатом исследования были полученные количественные значения необходимых резервных элементов насосных установок при заданных оптимальных значениях вероятности безотказной работы. При применении модели, предлагаемой в исследовании, для практического применения на предприятии реального

---

<sup>1</sup> 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 38, к. 443

сектора экономики, возможно проведение расчетов при установлении других требований к оптимальному значению вероятности безотказной работы.

**Ключевые слова:** электроцентробежный насос; нефтедобывающая скважина; наработка на отказ; система технического обслуживания; вероятность безотказной работы; осложненные условия эксплуатации; истощенное месторождение; отказы насосных установок

При взаимодействии погружных электронасосов с добываемой жидкостью возникают процессы старения, при которых насосное оборудование теряет первоначальные свойства, т. е. происходит его разъедание. Коррозионное разрушение насосных установок начинается в поверхности оборудования в результате воздействия попутного газа и сероводорода в сочетании с минерализованной пластовой водой [1, 5].

Имеющиеся данные позволяют сделать вывод о существенном влиянии рабочей среды на эксплуатационную надежность нефтепромыслового оборудования при наличии сероводорода. Однако механизм выхода из строя погружных электронасосов при одновременном воздействии минерализованной пластовой воды и сероводорода не всегда одинаков. Исследованиями до сих пор не установлено преобладающего влияния на процесс разрушения нефтепромыслового оборудования ни электрохимического, ни механического факторов. Это объясняется отсутствием единого взгляда на механизм коррозионной усталости и причины возникновения усталостного разрушения металлов [2, 3].

Анализ работы погружных центробежных насосов в скважинах показал, что большая часть насосов работает неудовлетворительно. Производительность насосов и развиваемый ими напор, как правило, значительно ниже их номинальных величин, полученных при стендовых испытаниях.

В то же время, насосы, эксплуатирующиеся в скважинах с обводненностью свыше 70%, работают вполне удовлетворительно. Для выяснения причин неудовлетворительной работы погружных центробежных насосов в безводных скважинах и проверки влияния реологических свойств нефти на характеристику насосов были проведены серии промысловых исследований насосов ЭЦН 5-130-2000 в различных условиях безводных скважин и стендовые испытания того же насоса на дегазированной нефти. Результаты стендовых испытаний подтвердили влияние структурно-механических свойств дегазированной (пластовой) нефти на характеристику ПЦН. Испытания показали, что при работе насоса на жидкости, обладающей структурными свойствами, снижаются его напор, производительность и КПД [2, 5].

Ухудшение параметров работы насоса на пластовой нефти по сравнению с параметрами работы на дегазированной нефти авторы объясняют следующими причинами. По мере выделения из нефти газа, а выделяется, в первую очередь, азот, имеющий максимальное давление насыщения, структурно-механические свойства снижаются и работа насоса значительно ухудшается [7]. А улучшение характеристики продолжается до величины давления на приеме насоса порядка 2,5-3,6 МПа при газосодержании 15-25%. Далее, по мере снижения давления на приеме насоса, параметры работы снижаются.

При исследовании плотности распределения отказов УЭЦН от вязкости добываемой жидкости выяснено, что наибольшая плотность отказов наблюдается при вязкостях жидкости до  $85 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Отмечается тенденция уменьшения плотности отказов ЭЦН-80 и ЭЦН-130 с увеличением вязкости добываемой жидкости до  $320 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с.

При вязкостях жидкости до  $80 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с в малодобитных скважинах наблюдаются частые отказы насосов ЭЦН-80. При вязкостях более  $80 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с наблюдается обратная

картина. ЭЦН-130, эксплуатирующиеся в многодебитных скважинах, чаще отказывают при вязкостях добываемой жидкости  $40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  и более.

Наибольшая плотность отказов насосов наблюдается при вязкостях жидкостей до  $30 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Показано, что при этих вязкостях чаще отказывают насосы, эксплуатирующиеся в малодебитных скважинах. В этих скважинах для уменьшения плотности отказов при  $\gamma > 35 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  необходимо ЭЦН-360 заменить на ЭЦН-250 [6, 8].

Известно, что ЭЦН сохраняет удовлетворительные рабочие параметры и достаточно высокий межремонтный период при вязкости откачиваемой жидкости до  $40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  и газосодержании на приеме до 25%. Многолетние наблюдения за работой погружных центробежных насосов позволили получить данные о надежности отдельных узлов установки.

В работе произведен анализ эксплуатационной надежности УЭЦН на месторождениях Западной Сибири. Исследования показали, что погружной центробежный насос может устойчиво работать при наличии свободного газа в перекачиваемой жидкости до 20-26% объема, но при этом его характеристика значительно изменяется в сторону уменьшения подачи и напора. Установлено, что вредное влияние газовой фазы при наличии свободного газа в пределах 30-35% может быть исключено путем предварительного приготовления мелкодисперсных газожидкостных систем. При работе насоса в обводненной скважине вязкость водонефтяных эмульсий во всем диапазоне изменения обводненности при температуре выше  $50^\circ\text{C}$  оказывает незначительное влияние на рабочие параметры погружных центробежных насосов.

Рассмотрим плотность распределения отказов УЭЦН от величины наблюдается при изменении газового фактора от 10 до 21  $\text{м}^3/\text{т}$  для ЭЦН-80, 130. Отмечаются частые отказы насосов в многодебитных скважинах. Путем выбора типа насоса возможно уменьшение плотности отказов.

При рассмотрении плотности распределения отказов ЭЦН-250 при различных дебитах скважин видно, что наибольшая плотность отказов ЭЦН-250 наблюдается при газосодержании в добываемой жидкости от 12 до 20  $\text{м}^3/\text{т}$ . Влияние дебита на плотность отказов незначительно. При газосодержании более 20  $\text{м}^3/\text{т}$  отмечается уменьшение плотности отказов ЭЦН-250.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- характеристики добываемой жидкости влияют на плотность отказов УЭЦН. Отмечаются частые отказы установок при обводненности продукции более 60% для ЭЦН-80 и ЭЦН-130 и более 80% для ЭЦН-250 и ЭЦН-360. Прослеживается влияние дебита скважины на плотность отказов УЭЦН;
- наибольшая плотность отказов ЭЦН-80 и 130 наблюдается при вязкостях добываемой жидкости до  $100 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , а для ЭЦН-250 и 360 при вязкостях до  $40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . В скважинах с более вязкими нефтями отмечается тенденция к уменьшению количества отказов;
- наибольшая плотность отказов УЭЦН наблюдается при газосодержании в добываемой жидкости от 10 до 21  $\text{м}^3/\text{т}$ ;
- снижение плотности отказов может быть достигнуто за счет правильного подбора погружных центробежных насосов на основе соответствующих инженерных расчетов на ЭВМ.

Были проведены исследования плотности распределения отказов УЭЦН в зависимости от величины пластового давления. Согласно им наибольшая плотность отказов ЭЦН-80 и

ЭЦН-130 отмечается в скважинах с пластовыми давлениями от 7,5 до 12,5 МПа. Вне этого интервала наблюдается уменьшение плотности отказов. Частые отказы наблюдаются в многодебитных скважинах, эксплуатирующихся с ЭЦН-80 при пластовых давлениях от 8,0 до 11,0 МПа, а при давлениях более 10,0 МПа наблюдается обратная картина [2, 8].

При составлении проектов заводнения очень трудно определить конечные величины дебитов скважин, реагирующих на заводнение. Для того, чтобы обеспечить добычу нефти в объеме, соответствующем продуктивности скважин, нужно устанавливать все более мощное оборудование. Решением проблемы является установка погружных насосов с изменяющейся частотой тока. Эксплуатация погружных насосов с постоянной частотой тока при подаче жидкости меньше предусмотренной конструкцией ведет к увеличению осевого давления на упорные подшипники [9]. При пониженной добыче насос все равно потребляет сравнительно высокую мощность. За счет этой мощности и происходит перегрев. Кроме того, из-за уменьшения объема перекачиваемой жидкости охлаждение недостаточно, и оборудование начинает нагреваться. Если насос работает с заниженной подачей, то количество перекачиваемой охлаждающей жидкости недостаточно для поддержания необходимого температурного режима. Обычно это происходит в тех случаях, когда в течение некоторого времени насос работает с подачей, большей притока в скважину. При этом для восстановления уровня жидкости в скважине насос временно отключается [10].

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- установлено, что чем больше динамический уровень столба жидкости в скважине, тем меньше плотность отказов УЭЦН. Наибольшая плотность отказов ЭЦН отмечается при динамических уровнях жидкости от 300 до 750 м;
- получено, что наибольшая плотность отказов УЭЦН отмечается при пластовых давлениях от 8,0 до 13,5 МПа. В скважинах с пластовым давлением более 13,5 МПа наблюдается уменьшение отказов ЭЦН;
- показано, что при небольших коэффициентах продуктивности скважин наблюдается высокая плотность отказов УЭЦН. Уменьшение плотности отказов отмечается в скважинах с коэффициентами продуктивности более 80 м<sup>3</sup>/сут. МПа для ЭЦН-80 и 130 и более 150 м<sup>3</sup>/сут. МПа для ЭЦН-250 и 360;
- искривление ствола скважины влияет на плотность отказов УЭЦН и способствует их уменьшению;
- плотность отказов может быть уменьшена за счет подбора типоразмера ЭЦН с учетом характеристик скважин и пластов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Рациональная разработка нефтяных месторождений [Текст] / Лысенко В.Д., Грайфер В.И. М.: Недра-Бизнесцентр. 2005. 607 с.
2. Методы обеспечения надежности эксплуатации скважинного оборудования [Текст] / Р.Я. Кучумов, В.А. Пяльченков, Д.В. Пяльченков; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. - 148 с.
3. Организация ремонтных работ на скважинах в осложненных условиях разработки нефтяных месторождений [Текст] / Р.Я. Кучумов, В.А. Пяльченков, Р.Р. Кучумов; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. - 154 с.
4. Пяльченков Д.В. Исследование влияния выбора критерия надежности на результаты моделирования оптимальной системы резервирования элементов скважинного оборудования // Интернет-журнал «Науковедение» Том 7, №3 (2015) [Электронный ресурс] <http://naukovedenie.ru/PDF/80tvn315.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/80TVN315.
5. Математические методы в теории надежности. [Текст] / Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. – М.: Наука, 1965. 356 с.
6. Оценка технико-экономической эффективности проведения ремонтных работ на нефтедобывающих скважинах / Р.К. Мухамметшин, В.П. Горшенина, М.М. Хасанов и др. // Нефтепромысловое дело. - 1995. - №8-10. - С. 78-81.
7. Пяльченков В.А. Методы исследования нагруженности вооружения и подшипников опоры шарошечных долот // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015, №1, - С. 88-95.
8. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования. [Текст] / Бабаев С.Г. - М.: Недра, 1987. 452 с.
9. Методика управления надежностью нефтепромыслового оборудования по данным эксплуатации скважин. [Текст] / Кучумов Р.Я., Булгаков Р.Р. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 184 с.
10. Пяльченков Д.В., Пяльченков В.А., Кучумов Р.Я. Упрощенный алгоритм задачи численного моделирования показателей надежности скважинного оборудования по схеме "гибели и размножения" // Известия вузов. Нефть и газ. - 2005, №3, - С. 50-55.

**Pyalchenkov Dmitry Vladimirovich**

Tyumen state oil and gas university, Russia, Tyumen  
E-mail: d\_v\_pial@tsogu.ru

**Pyalchenkova Natalya Olegovna**

Tyumen state oil and gas university, Russia, Tyumen  
E-mail: nata\_79@mail.ru

## **Investigation of the effect of producing wells parameters on failure of electric pumps**

**Abstract.** This paper considers the impact that the choice of index uptime probability as the main parameter that determines the reliability of the downhole pump installation, a system backup of its individual elements to optimize the system maintenance and repair. The starting material for research data on the failure distribution law, the actual time to failure and the main causes of failure of the downhole pumping equipment production wells Tarasovskoye field Rosneft-Purneftegaz were used. As a result, the simulation performance backup of individual elements of electric and sucker rod pumping units were obtained results that can be used to optimize the system maintenance and repair of mining the deposit wells.

Application uptime probability criterion as a basic found that regardless of the methods used to solve this problem of optimization of the most reliable and less costly to maintain wells are equipped with sucker rod pumps.

Thus, the main result of the study were obtained quantitative values required standby units pumping systems for given values of the optimal probability of failure-free operation. In applying the model proposed in the study for practical application in the enterprise of the real economy, the possibility of settlements in establishing other requirements to the optimum value of the probability of failure-free operation.

**Keywords:** electric centrifugal pump; oil wells; MTBF; maintenance system; the probability of failure-free operation; complicated operating conditions; depleted field; failures of pump installations