

НАДЕЖНОСТЬ ПОГРУЖНЫХ НЕФТЯНЫХ НАСОСОВ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Е.А. Лихачёва^{1,2}, к.т.н., В.Г. Островский^{1,2}, к.т.н., Н.А. Лыкова¹, А.Н. Мусинский^{1,2}, П.А. Байдаров^{1,2}

¹АО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ»

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Электронный адрес: Natalia.Lykova@novometgroup.com

Проведен анализ надежности компонентов установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) с целью выявления взаимосвязи между режимом эксплуатации и надежностью компонентов. Анализ производился на основании эксплуатационных данных более 700 УЭЦН с месторождений Западной Сибири. Была исследована надежность компонентов УЭЦН, на ресурс которых значительное влияние оказывает режим эксплуатации. Приведены результаты экспериментальных исследований погружных насосов и гидрозавит в условиях постоянного и периодического режимов эксплуатации. На основании полученных результатов был сделан вывод о том, что периодический режим оказывает негативное влияние на ресурс компонентов УЭЦН. Предложены рекомендации для эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме.

Ключевые слова: периодическая эксплуатация, УЭЦН, отказы оборудования, надежность, вероятность безотказной работы, наработка

OIL SUBMERSIBLE PUMPS RELIABILITY DURING CYCLIC OPERATION

E.A. Likhacheva^{1,2}, V.G. Ostrovskiy^{1,2}, N.A. Lykova¹, A.N. Musinskiy^{1,2}, P.A. Baidarov^{1,2}

¹Novomet, Perm

²Perm National Research Polytechnic University

The ESP reliability analysis was conducted to determine the correlation between ESP operation mode and ESP component reliability. The analysis was based on operation data of more than 700 ESP. The reliability of operating mode-dependent ESP components was analyzed. ESP and seal section test results under cyclic and constant operation conditions were shown. As a result, it was determined that periodic operation negatively affect ESP components lifetime. Recommendations for ESP cyclic operation were proposed.

Keywords: cyclic operation, ESP, equipment failures, reliability, probability of no-failure, lifetime

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-54-58>

В последнее время на нефтяных месторождениях России все больше получает распространение способ периодической эксплуатации скважин при помощи УЭЦН [1]. Динамика изменения фонда скважин, работающих в периодическом режиме на ряде месторождений Западной Сибири и Южного Урала, показана на **рис. 1**. Добыча в таких режимах состоит из двух периодов: период накопления пластовой жидкости на забое и непосредственный процесс откачки скважинной жидкости при помощи ЭЦН. При этом есть два варианта: с полной остановкой вращения УЭЦН и с понижением частоты. На текущий момент более распространен вариант с полной остановкой УЭЦН, поскольку он появился раньше и является более простым в технической реализации [2].

К достоинствам периодической эксплуатации относят следующее: экономия электроэнергии за счет высокодебитного оборудования с более высоким КПД и оперативное изменение отбора скважинной жидкости при изменении параметров скважины без замены оборудования [1].

Также этот способ используется при добыче нефти с высоким газовым фактором, с остановками для пропускания газовой фазы и накопления жидкости.

При этом известны и недостатки способа, к примеру, при каждом повторном запуске электродвигателя происходит значительное увеличение пусковых токов и возникновение пиковых силовых нагрузок, действующих на вал и опоры насоса. Как результат, быстрее начинается разрушение изоляции обмоток электродвигателя, смятие шпонок и шпоночных пазов рабочих колес, а также накопление остаточных деформаций валов и опор [3]. Помимо этого, ввиду низкой скорости потока, длительного периода накопления скважинной жидкости на забое и последующей откачки накопившегося уровня жидкости ухудшается процесс охлаждения электродвигателя. Процесс эксплуатации может быть осложнен такими факторами, как оседание механических примесей в колонне при каждом выключении, образование газовых пробок и прорывы газа при увеличении скорости отбора, выпадение твердо-

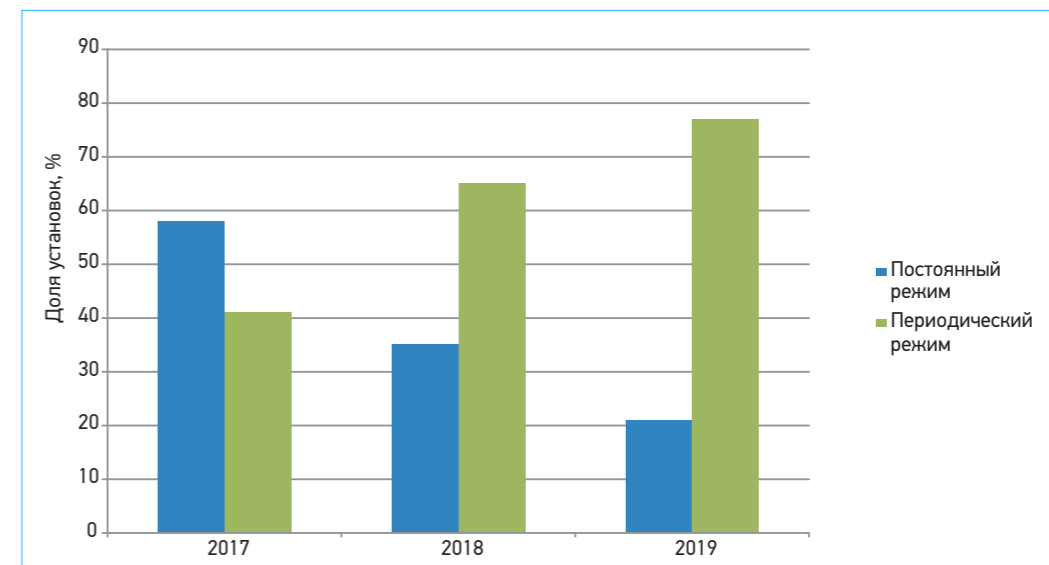


Рис. 1. Увеличение доли установок, работающих в периодическом режиме

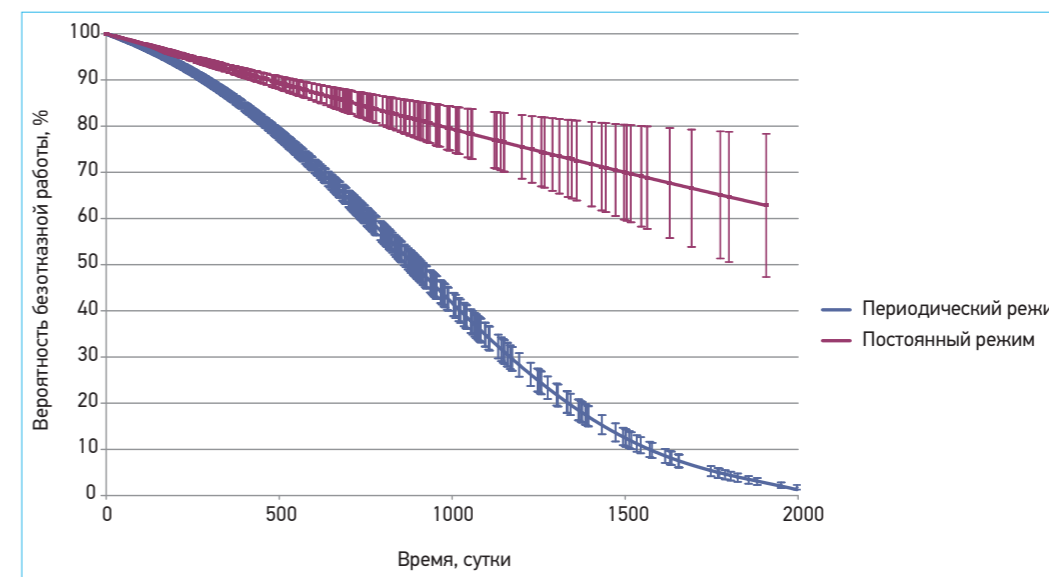


Рис. 2. Надежность гидрозавит при постоянном и периодическом режимах

го осадка солей на поверхности установки и эксплуатационной колонны. При этом установки, эксплуатирующиеся в периодическом режиме, в этих скважинах имеют большую вероятность выхода из строя, чем в постоянном [4, 5].

В настоящий момент авторы ряда источников [6, 7] позиционируют периодический режим эксплуатации как наиболее эффективный способ эксплуатации малодебитных скважин, при этом в таких источниках, как правило, отсутствует упоминание о влиянии периодического режима на надежность компонентов УЭЦН. Поэтому были проведены исследования надежности нескольких зависимых от режима работы компонентов:

- гидрозавит;
- насосов;
- модулей смещения.

Оценка надежности работы остальных компонентов УЭЦН требует дополнительных исследований.

Анализ надежности гидрозавит был проведен на основании эксплуатационных данных более 700 установок, работающих в постоянном и периодическом режимах на месторождениях Западной Сибири. Среднее время безотказной работы гидрозавит, работающих в периодическом режиме, примерно в 3 раза ниже относительно работающих в постоянном режиме (**рис. 2**).

Наиболее вероятная причина снижения наработки заключается в следующем: при каждом запуске/остановке/изменении частоты УЭЦН есть риск совпадения собственных частот установки с рабочей частотой вращения, что приводит к появлению резонанса и повышению вибрации. При этом известно, что при увеличении вибрации происходит рост утечек через торцевые уплотнения в 5–10 раз [8]. Соответственно, при каждом цикле работы есть высокий риск увеличения утечек масла. Объем масла

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ПРИ ПОМОЩИ УЭЦН ПРИВОДИТ К ПОВЫШЕННЫМ УТЕЧКАМ И СНИЖЕНИЮ РЕСУРСА ОТДЕЛЬНЫХ МОДУЛЕЙ В 2-3 РАЗА. В ИТОГЕ НАРАБОТКА ТАКИХ УСТАНОВОК СНИЖАЕТСЯ, А ЗАТРАТЫ НА ЗАМЕНУ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЛОЖАТСЯ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ.

уменьшается, что в определенный момент приводит к попаданию пластовой жидкости внутрь маслосистемы и отказу гидрозащиты и УЭЦН. Также, помимо этого, при каждом цикле запуска и остановки происходит износ торцовых уплотнений вала.

Для подтверждения этого факта были проведены испытания типовой гидрозащиты, которые подтвердили увеличение утечек в резонансном режиме на 2000 об/мин (рис. 3). Исследования проводили в три этапа:

- дорезонансный режим (1800 об/мин);
- резонансный режим (2000 об/мин);
- режим с прохождением резонанса (2200 об/мин).

Были проведены четыре опыта, в каждом из которых гидрозащиту разгоняли до частоты 1800, 2000, 2200 и 2910 об/мин в течение одинакового количества циклов. В ходе экспериментов измерялся объем утечек масла из гидрозащиты. Минимальные утечки получены в опыте с дорезонансным и рабочим режимами. При разгоне до резонансного режима с повышенной вибрацией на 2000 об/мин уровень утечек вырос в 5 раз. При разгоне до режима с частотой выше резонансного уровень утечек был примерно в полтора раза выше, чем в дорезонансном режиме, так как время нахождения в резонансном режиме было минимальным. Работа

гидрозащиты на постоянной частоте вращения 2910 об/мин при этом не сопровождается увеличением вибрации, поэтому уровень утечек остается низким.

Таким образом, видно, что надежность гидрозащит напрямую связана с уровнем вибрации УЭЦН. Переходные процессы при разгоне УЭЦН в периодическом режиме проходят через резонансные частоты и вызывают вибрацию, что приводит к повышенным утечкам и снижению ресурса гидрозащит.

Вторым компонентом, чувствительным к режиму работы, являются детали насоса.

В результате анализа надежности насосов, эксплуатировавшихся на ряде месторождений Западной Сибири в постоянном и периодическом режимах, выявлено, что наработка насосов при периодическом режиме значительно ниже, это касается как средней, так и максимальной наработок (примерно в два раза).

Для исследования механизма ускорения отказов насосов в периодическом режиме были проведены стендовые испытания по методике моделирования гидроабразивного износа [9] на примере насоса ЭЦН 3-80, которые показали увеличение интенсивности изнашивания осевых подшипников ступеней в периодическом режиме (рис. 4). Также было выявлено, что по результатам ресурсных испытаний в периодическом режиме снижение напора в 2 раза больше в сравнении с постоянным режимом (рис. 5). Также значительно более интенсивно изнашиваются защитные втулки и радиальные подшипники насоса (рис. 4).

Помимо этого, было рассмотрено влияние режима эксплуатации на модуль смещения (МСН), который предназначен для передачи крутящего момента от электродвигателя к гидрозащите

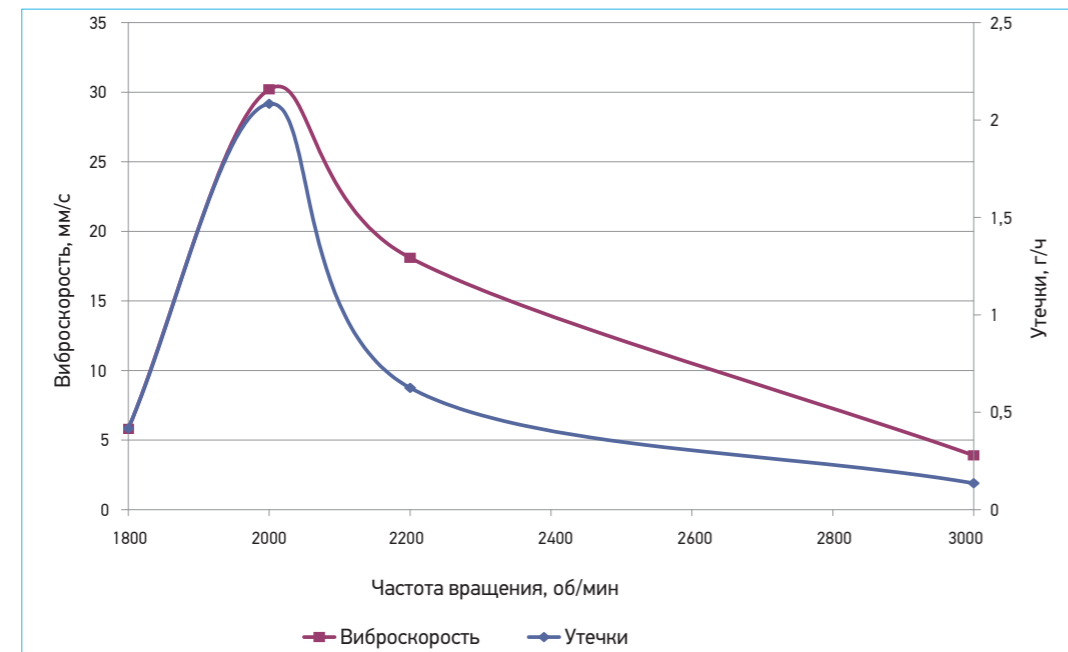


Рис. 3. Зависимость объема утечек от величины виброскорости

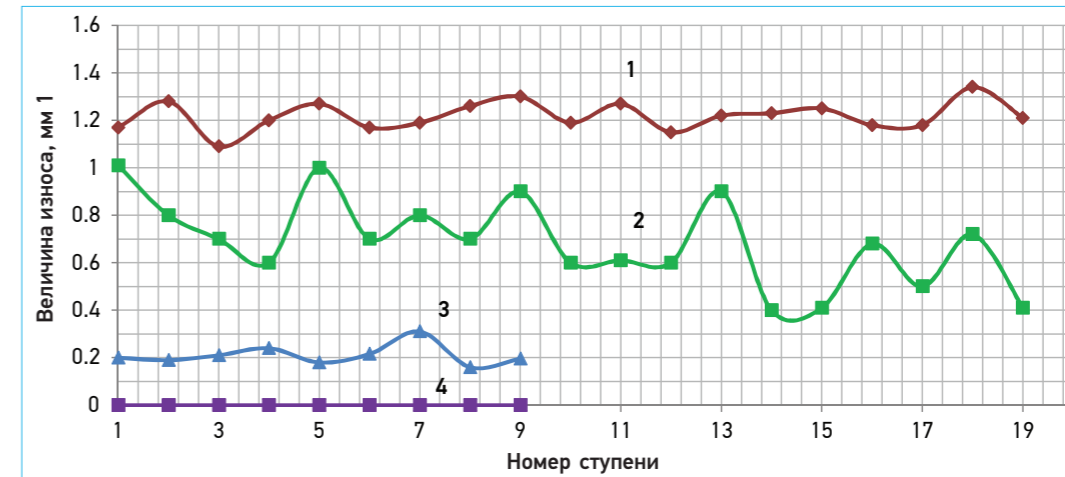


Рис. 4. Износ шайб: 1 – периодический режим, 2 – постоянный режим; изменение зазора в промежуточных радиальных подшипниках после ресурсных испытаний, 3 – периодический режим, 4 – постоянный режим

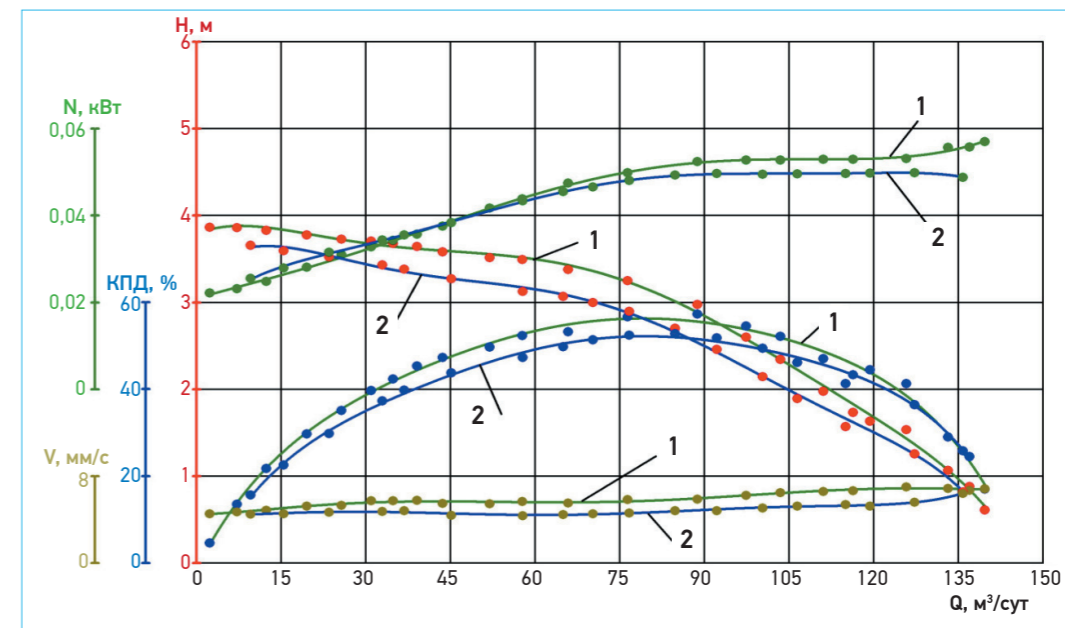


Рис. 5. Изменение напорно-расходных характеристик насоса после ресурсных испытаний: 1 – постоянный режим, 2 – периодический режим

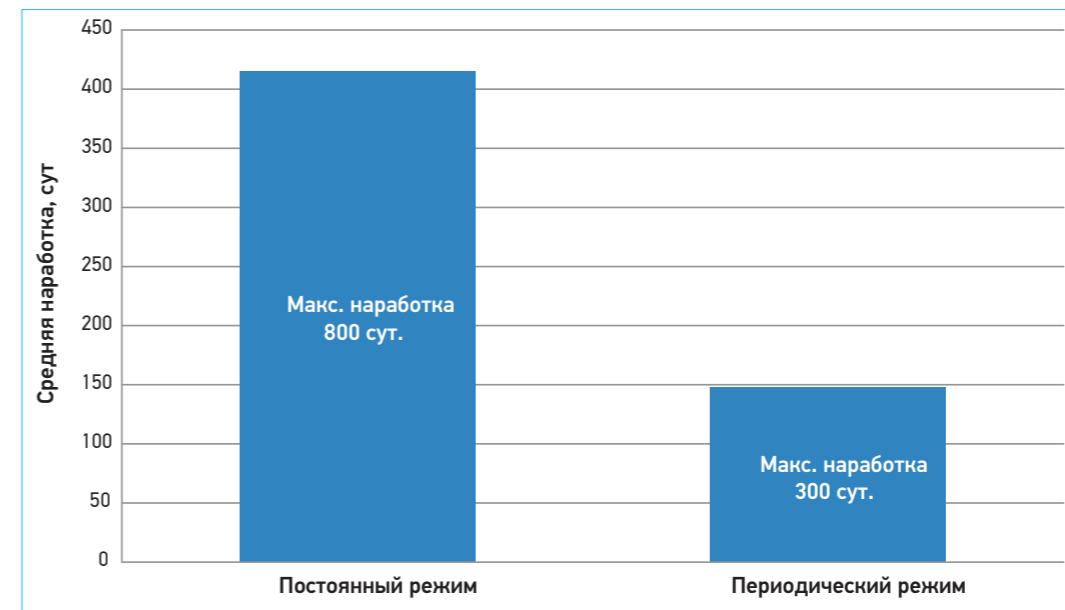


Рис. 6. Сравнение наработки при разных режимах работы

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

К.А. Овчинников, к.т.н., К.В. Першина

Самарский государственный технический университет

Электронный адрес: froilinka@rambler.ru

В работе представлен анализ терминов «энергоэффективность» и «энергосбережение» применительно к нефтедобыче. Потребление топливно-энергетических ресурсов нефтегазодобывающего предприятия год от года увеличивается, а с учетом роста тарифов на энергоресурсы внедрение энергоэффективных технологий является актуальной проблемой производства.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, трубчатые печи

ENHANCING ENERGY EFFICIENCY OF TECHNOLOGICAL CIRCUITS WITH THE USE OF TUBULAR FURNACES WHEN PREPARING OIL

K.A. Ovchinnikov, K.V. Pershina

Samara State Technical University, RF, Samara

The paper presents an analysis of the terms “energy efficiency” and “energy conservation” in relation to oil production. The consumption of fuel and energy resources of an oil and gas company is increasing from year to year, and taking into account the growth of tariffs for energy resources, the introduction of energy-efficient technologies is one of the urgent problems of production

Keywords: energy efficiency, energy saving, tube furnace

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-59-63>

В настоящее время экономический успех предприятия, его рентабельность и конкурентоспособность зависит от того, насколько эффективно реализуется цепочка прогресса: энергоёмкость – энергосбережение – техническое развитие – перевооружение.

В структуре операционных затрат потребление топливно-энергетических ресурсов нефтегазодобывающего предприятия достигает 20–30%, и с учетом увеличения тарифов на энергоресурсы сохраняется тенденция дальнейшего роста (рис. 1).

Около 70–80% всех энергозатрат нефтегазодобывающего предприятия приходится на потребление электрической энергии, которая, в свою очередь, распределяется по технологическим и вспомогательным процессам. Из них 55–65% тратится на подъем жидкости, 25–30% – на работу системы по закачке воды, 8–20% – на подготовку и транспорт нефти и газа (по данным нефтяных компаний России). На другие процессы нефтедобычи приходится относительно небольшой процент расхода энергии.

Энергоэффективность – это рациональное использование электроэнергии, достижение эко-

номической оправданности ее использования при существующем уровне развития техники и технологии, а также соблюдении требований к охране окружающей среды. Иными словами, это использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня технологических процессов на производстве. Повышение эффективности использования тепловой энергии и генерации может быть достигнуто за счет технического перевооружения

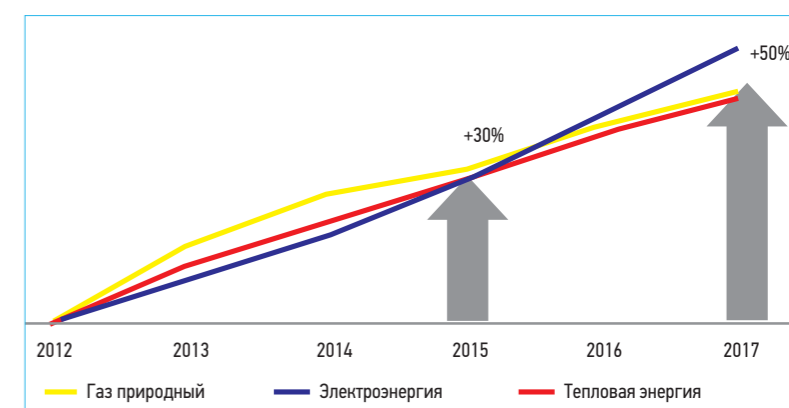


Рис. 1. Изменение индекса цен (по данным Федеральной службы по тарифам)

со смещением осей валов и обеспечения герметичного соединения гидрозащиты с электродвигателем [10].

Наблюдается, что наработка таких установок гораздо ниже, чем работающих в постоянном режиме (рис. 6). Для примера, на одном из фондов скважин наработка установок при работе в периодическом режиме составляет максимум 300 суток, а в постоянном режиме достигает 800 суток.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя вышесказанное, следует вывод о снижении надежности УЭЦН, используемых в периодическом режиме. По отдельным модулям ресурс снижается в 2–3 раза. Это приводит к необходимости пересмотра существующих конструкций УЭЦН для адаптации к периодическому режиму. В частности, для достижения заданных наработок может потребоваться использование специальных исполнений модулей

УЭЦН с увеличенным ресурсом, например тандемных гидрозащит и насосов компрессионного или пакетного исполнения. Типовые серийные установки также можно эксплуатировать, но со сниженными требованиями по надежности, что требует увеличения затрат на замену и ремонт оборудования. В настоящий момент эти затраты зачастую ложатся на производителей оборудования, что вынуждает вносить ограничения на использование оборудования в периодическом режиме.

Также может быть рекомендован тщательный анализ работы установок в режиме разгона для исследования их вибрационного поведения и разработки мер по снижению вибрации в переходных режимах. Требуется дальнейшего изучения вопроса влияния периодического режима эксплуатации с понижением частоты без остановок на надежность модулей УЭЦН.

Список литературы

1. Ивановский В.Н. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 23–29.
2. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН // Территория нефтегаз. – 2008. – № 5. – С. 24–33.
3. Ерна Б.А. Особенности технологии эксплуатации электроцентробежными насосами скважин с неустановившимися режимами работы: Диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17. – Тюмень, 2006. – 125 с.
4. Дроздов А.Н. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Территория нефтегаз. – 2008. – № 10. – С. 82–85.
5. Портнягин А.Л., Соловьев И.Г. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования // Вестник кибернетики. – 2002. – Вып. 1. – С. 103–108.
6. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин – уникальнейший способ борьбы с осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №4 (22). – С. 56–59.
7. Кузьмичев Н.П. Способ кратковременной эксплуатации скважин погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева) // Патент России №2293176. – 2007. – Бюл. №4.
8. Мельник В.А. Торцовые уплотнения валов: справочник. – М.: Машиностроение, 2008. – 320 с.
9. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Каплан А.Л. Методика моделирования гидроабразивного износа ступеней нефтяных насосов // Горное оборудование и электромеханика. – 2011. – № 12. – С. 38–42.
10. Патент РФ № 2514457/06, 17.01.2013. Погружной насосный агрегат // Патент России № 2514457. 2013. Бюл. № 12. / Пещеренко С.Н., Сергиенко А.В., Фадейкин А.С. [и др.].

References

1. Ivanovskiy V.N. Uchet uslovij ekspluatatsii pri proektirovanii periodicheskikh rezhimov raboty skvazhin, oborudovannyh UECN [Taking into account the Operating Conditions when Designing Periodic Operating Modes of Wells Equipped with ESP]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2013, no. 6, pp. 23–29. (In Russ.)
2. Ivanovskiy V.N., Sazonov YU.A., Sabirov A.A., Sokolov N.H., Donskoy YU.A. O nekotorykh perspektivnykh putyakh razvitiya UECN [On Some Potential Ways of ESP Development]. *Territoriya neftegas*. 2008, no. 5, pp. 24–33. (In Russ.)
3. Erna B.A. (2006) *Osobennosti tekhnologii ekspluatatsii elektrocentrobezhnymi nasosami skvazhin s neustanovivshimisya rezhimami raboty* [Operation Technology Features of Wells with Transient Operating Modes by Electric Centrifugal Pumps]. PhD thesis. Tyumen State Oil and Gas University. (In Russ.)
4. Drozdov A.N. Ekspluatatsiya skvazhin, oborudovannyh UECN na mestorozhdeniyah s trudnoizvlekaemyimi zapasami [Operation of wells equipped with ESP in fields with HTR reserves]. *Territoriya neftegas*. 2008, no. 10, pp. 82–85. (In Russ.)
5. Portnyagin A.L., Solov'ev I. G. Model' ocenki ostatochnogo resursa pogruzhnogo oborudovaniya [Residual Life Estimation Model of Downhole Equipment]. *Vestnik kibernetiki*. 2002, no. 1, pp. 103–108. (In Russ.)
6. Kuzmichev N.P. Short-Term Well Operation [STWO] is unique approach to reduction of effects of complicating factors. *Exposition Oil Gas*. 2012, no. 4, pp. 56–59. (In Russ.)
7. Kuz'michev N.P. (2007) *Sposob kratkovremennoy ekspluatatsii skvazhin pogruzhnoj nasosnoj ustanovkoj s elektroprivodom (sposob Kuz'micheva)* [Long-Term Well Operation Method by Submersible Pumping Unit with Electric Drive (Kuz'michev's method)] RU2293176 (Patent). (In Russ.)
8. Mel'nik V.A. *Tortsovye uplotneniya valov* [Mechanical Shaft Seals]. Moscow: Mashinostroenie; 2008. 320 p. (in Russ.)
9. Ostrovskij V. G., Pesherenko S. N. Calculations of the Rate Hydroabrasive Wear Interstage Seal Oil Pump. *Vestnik PSTU*. 2011, no. 12, pp. 38–42. (In Russ.)
10. Ostrovskij V. G., Pesherenko S. N., Fadejkin A. S. (2013) *Pogruzhnoj nasosnyj agregat* [Submersible Pumping Unit]. RU2514457 (Patent). (In Russ.)