

**НАТАЛЬЯ ЛЫКОВА**

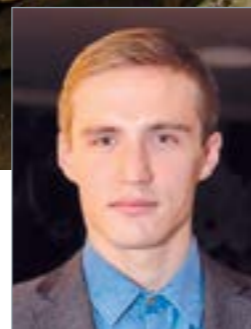
Заместитель Вице-президента по альтернативной энергетике, начальник ИТЦ АО «Нововет-Пермь», к.т.н.

**ВИКТОР ОСТРОВСКИЙ**

Зам начальника ИТЦ с 2018 по 2021 г., и.о. начальника ИТЦ в 2021 г., к.т.н.

**ЕКАТЕРИНА ЛИХАЧЕВА**

Инженер-исследователь ИТЦ АО «Нововет-Пермь»

**ПАВЕЛ БАЙДАРОВ**

Инженер-исследователь ИТЦ АО «Нововет-Пермь»

НАДЁЖНОСТЬ ПОГРУЖНЫХ НЕФТЯНЫХ НАСОСОВ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В последнее время на нефтяных месторождениях России все больше получает распространение способ периодической эксплуатации скважин при помощи УЭЦН [1].

Добыча в таком режиме состоит из двух периодов: накопления пластовой жидкости на забое – непосредственно процесса 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 появился раньше и проще в технической реализации [2].

К достоинствам периодической эксплуатации относят следующие: экономия электроэнергии за счет того, что используется высокодебитное оборудование 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 остаточной деформации 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. Эксплуатация может быть осложнена такими факторами, как оседание механических примесей в колонне при каждом выключении, образование газовых пробок и прорывы газа при увеличении скорости отбора, а также выпадение твердого 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 при эксплуатации в постоянном [4, 5].

В настоящий момент авторы ряда источников [6, 7] позиционируют периодический режим эксплуатации

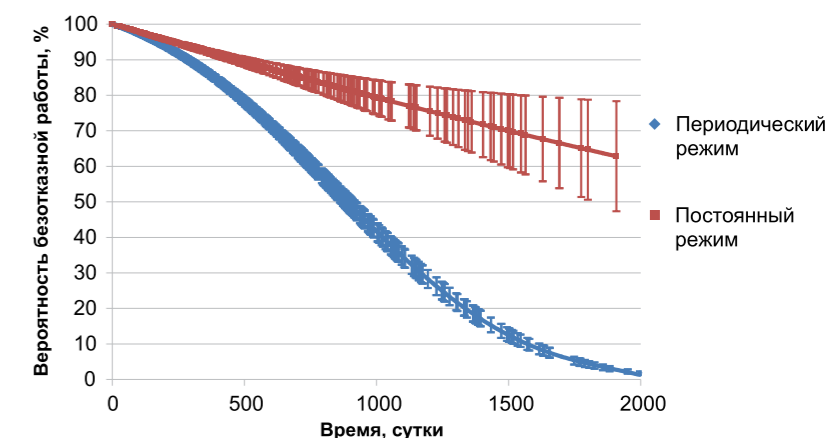


Рис. 1. Надёжность гидрозащиты при постоянном и периодическом режимах

как наиболее эффективный способ для малодебитных скважин, при этом в таких источниках, как правило, отсутствует упоминание о влиянии периодического режима на надёжность компонентов УЭЦН. Поэтому были проведены исследования надёжности нескольких зависимых от режима работы компонентов:

1. Гидрозащиты
2. Насосы
3. Модули смещения

Оценка надёжности работы остальных компонентов УЭЦН требует дополнительных исследований.

Анализ надёжности гидрозащит был проведен на основании эксплуатационных данных более 700 установок, работающих в постоянном и периодическом режимах на месторождениях Западной Сибири. Среднее время безотказной работы гидрозащит, работающих в периодическом режиме, примерно в 3 раза ниже, чем работающих в постоянном режиме (рис. 1).

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 повышенной вибрации. При этом известно, что при увеличении вибрации происходит рост утечек через торцовые уплотнения в 5-10 раз [8]. Соответственно, при каждом цикле работы есть высокий риск увеличения утечек масла. Объем масла 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.

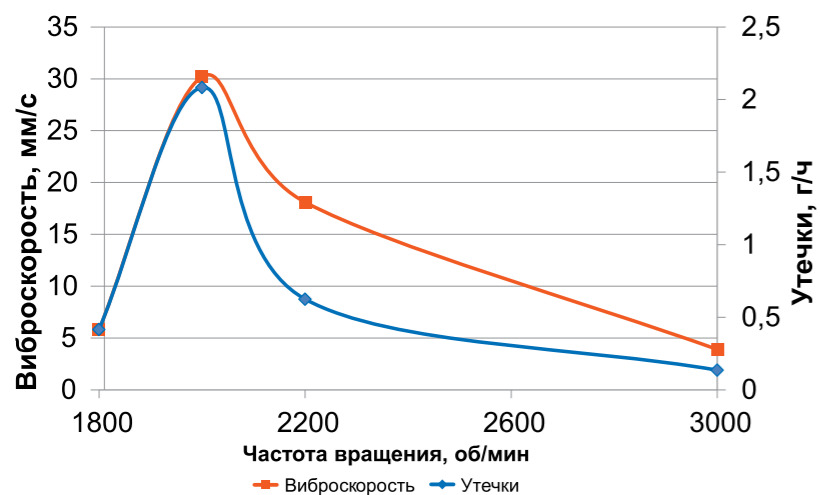


Рис. 2. Зависимость объема утечек от величины виброскорости

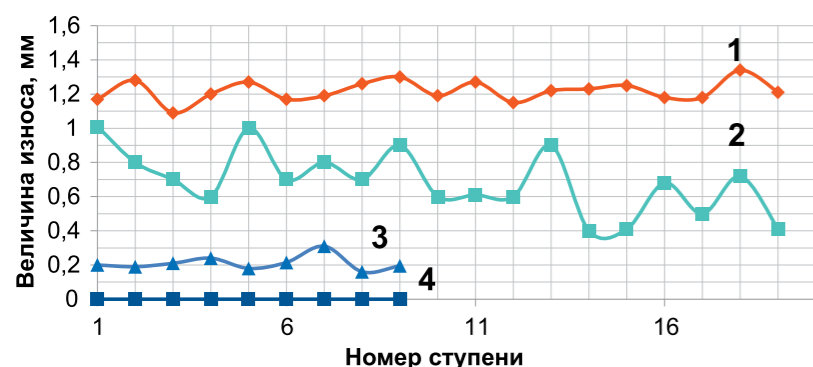


Рис. 3. Износ шайб: 1 – периодический режим, 2 – постоянный режим; Изменение зазора в промежуточных радиальных подшипниках после ресурсных испытаний: 3 – периодический режим, 4 – постоянный режим

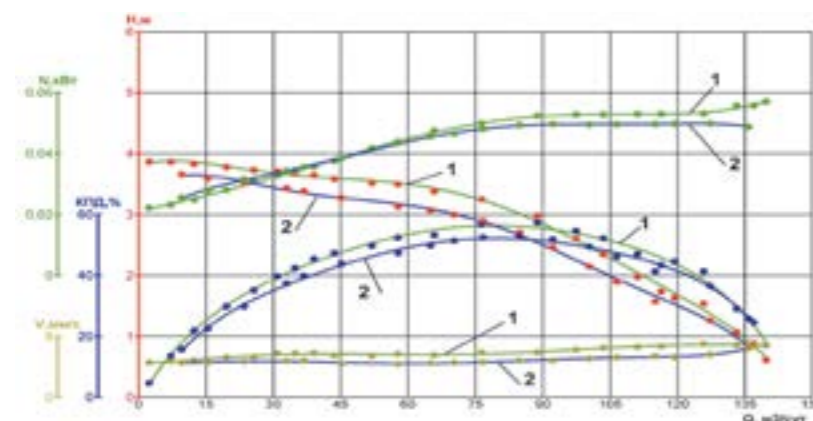


Рис. 4. Изменение напорно-расходных характеристик насоса после ресурсных испытаний: 1 – постоянный режим, 2 – периодический режим

Для подтверждения этого факта были проведены испытания типовой гидрозащиты, которые подтвердили увеличение утечек в резонансном режиме на 2000 об/мин (рис. 2). 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 сопровождалась увеличением вибрации, поэтому уровень утечек оставался 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, работающих в периодическом режиме, значительно ниже, причем как средняя наработка, так и максимальная (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 плавающего типа сборки, которые показали увеличение интенсивности изнашивания осевых подшипников ступеней в периодическом режиме (рис. 3). Было выявлено, что по результатам ресурсных испытаний в периодическом режиме снижение напора в 2 раза больше в сравнении с постоянным режимом (рис. 4). Также значительно более интенсивно изнашиваются защитные втулки и радиальные подшипники насоса (рис. 3).

Помимо этого было рассмотрено влияние режима эксплуатации на модуль

смещения (МСН), который предназначен для передачи крутящего момента от электродвигателя к гидрозащите со смещением осей валов и обеспечения герметичного соединения гидрозащиты с электродвигателем [10].

Выявлено, что наработка таких установок гораздо ниже, чем работающих в постоянном режиме (рис. 5). Для примера: на одном из фондов скважин наработка установок при работе в периодическом режиме составляет максимум 300 суток, а в постоянном режиме достигала 800 суток.

Заключение

Резюмируя вышесказанное, следует сделать 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, tandemных гидрозащит и насосов компрессионного или пакетного исполнения. Типовые серийные установки также можно эксплуатировать, но со сниженными требованиями по надежности, что увеличивает затраты

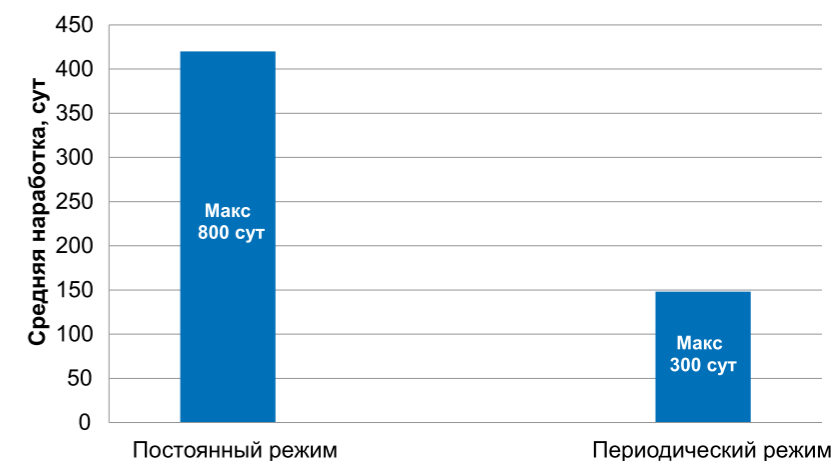


Рис. 5. Сравнение наработки при разных режимах работы

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. – № 5, 2008г. – С. 24-33.
3. Ерка 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. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. – Вып. 1. – С. 103-108.
6. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный 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., А.В. Сергиенко, Фадейкин А.С. [и др.].