

Исследование закономерностей деградации подачи установок электроцентробежных насосов при эксплуатации скважин Самотлорского месторождения

С.Б. Якимов (ПАО «НК «Роснефть»),
М.Н. Каверин, В.П. Тарасов, С.В. Куряев, И.М. Голубь (ООО «РН-ЦЭПиТР»),
М.А. Колпаков (АО «Самотлорнефтегаз»)

Ключевые слова: эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), наработка УЭЦН на отказ, ресурс оборудования УЭЦН, причины отказов УЭЦН

Key words: operation of wells using ESPs, ESPs MTBF, ESP equipment life, ESPs failure causes

Адрес для связи: s_yakimov@rosneft.ru

Введение

Одной из проблем, решаемых с помощью теории надежности технических систем, является определение момента перехода из нормального периода их эксплуатации в заключительный. В общем понятии надежность – это свойство системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции при заданных режимах и условиях применения [1]. Применительно к такой технической системе, как установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), надежность – это способность выполнять работу по подъему требуемого количества жидкости с определенными физико-химическими свойствами из скважины на земную поверхность в пределах заданных отклонений снижения подачи во времени под влиянием факторов окружающей среды. В соответствии с теорией надежности можно выделить нормальный период эксплуатации УЭЦН, характеризующийся стабильной подачей в пределах допускаемых отклонений, и период заключительной эксплуатации, характеризующийся прогрессирующим снижением подачи и наступлением параметрического или функ-

ционального отказа. Под параметрическим отказом чаще всего понимается снижение подачи ниже установленного по технологическим или экономическим соображениям уровня по причине деградации напорно-расходной характеристики (НРХ) насоса. С точки зрения теории надежности приемлемый уровень деградации НРХ – это предельное состояние, при котором дальнейшая эксплуатация технической системы недопустима или нецелесообразна [1].

Вследствие недостаточной изученности протекания во времени процессов износа и засорения рабочих ступеней (РС) механическими примесями и твердыми отложениями в настоящее время отсутствует четкое представление об изменении во времени величины деградации НРХ как в период нормальной, так и в период заключительной эксплуатации УЭЦН. Вместе с тем знание этих закономерностей крайне необходимо для решения многих практических задач по повышению эффективности эксплуатации скважин с УЭЦН. Например, данные по деградации НРХ в нормальный период эксплуатации и длительности заключительного периода эксплуатации оборудования необходимы для прогнозирования изменения

удельного энергопотребления, знание скорости деградации НРХ и продолжительности заключительного периода – для планирования мероприятий по замене оборудования до момента наступления функционального отказа системы, что позволит снизить не только потери в добыче нефти, но и операционные затраты на ремонт оборудования, капитальные вложения в закупку нового оборудования и ликвидацию последствий возможных аварий.

Предмет и цель исследований

Некоторые исследователи считают, что деградацию НРХ во времени можно описать линейной зависимостью или зависимостью, приближенной к линейной [2–4]. По мнению авторов настоящей статьи, деградация НРХ во времени сильно зависит от соответствия применяемого оборудования условиям эксплуатации. В связи с этим в качестве предмета исследования необходимо рассматривать конкретное оборудование, имеющее определенные свойства и работающее в среде с определенными свойствами.

Целью данной работы было изучение на основании анализа имеющихся промысловых данных процесса деградации подачи УЭЦН скважин Самотлорского месторождения в нормальный и заключительный периоды эксплуатации. Данное месторождение выбрано вследствие наличия на нем объектов разработки с разными условиями эксплуатации: пластов групп АВ и БВ₈. При отборе скважин для анализа руководствовались следующими критериями:

- в скважину спущена новая УЭЦН с РС двухопорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными на валу насоса через 0,5 м (группа Н2 по единым техническим требованиям (ЕТТ) 6.00 ПАО «НК «Роснефть»);
- причина подъема УЭЦН – снижение подачи; причина отказа по актам комиссионного расследования – износ, засорение РС механическими примесями или образование на них твердых отложений;
- отсутствие геологических факторов, влияющих на измене-

ние коэффициента продуктивности, т.е. в скважинах до ремонта не проводились операции по интенсификации притока, пластовое давление в процессе эксплуатации изменялось незначительно;

- состояние насосно-компрессорных труб (НКТ) после подъема УЭЦН было нормальным;
- снижение подачи насоса перед отказом сопровождалось ростом давления на приеме по данным термоманометрической системы (ТМС);
- ежесуточные параметры работы УЭЦН доступны в базе данных системы «Регион-2000».

Результаты исследований

Была проанализирована динамика параметров работы 56 УЭЦН, отказавшим в 2014 г. и 22 – в 2015 г. Моменты начала увеличения скорости деградации подачи УЭЦН и изменения давления на приеме по показаниям ТМС и силы тока погружного электродвигателя (ПЭД) определялись по данным ежесуточных замеров. Информация получена из программы «Регион-2000».

На примере скв. А рассмотрим периоды нормальной и заключительной эксплуатации УЭЦН (рис. 1). В данную скважину, эксплуатирующую пласт БВ₈, была спущена новая установка УЭЦН5А-100-1590 группы исполнения Н2 по ЕТТ 6.00 ПАО «НК «Роснефть». Стабильный режим с подачей насоса 80–81 м³/сут, давлением на приеме 1,3–1,5 МПа и силой тока ПЭД 10 А длился 810 сут. За это время снижение подачи УЭЦН находилось в пределах погрешности установки замера дебита. После этого всего за 19 сут подача УЭЦН снизилась с 80 до 74 м³/сут (на 9,3 %), а рабочий ток не изменился. Причиной

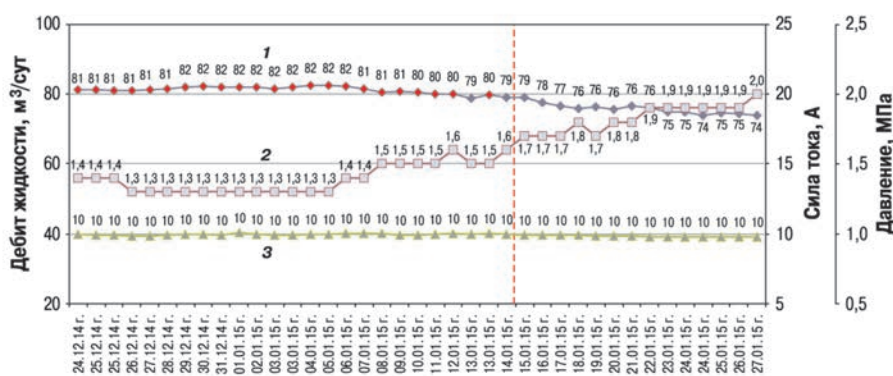


Рис. 1. История событий по скважине А Самотлорского месторождения:
1 – объемный дебит жидкости; 2 – давление на приеме насоса; 3 – сила тока двигателя

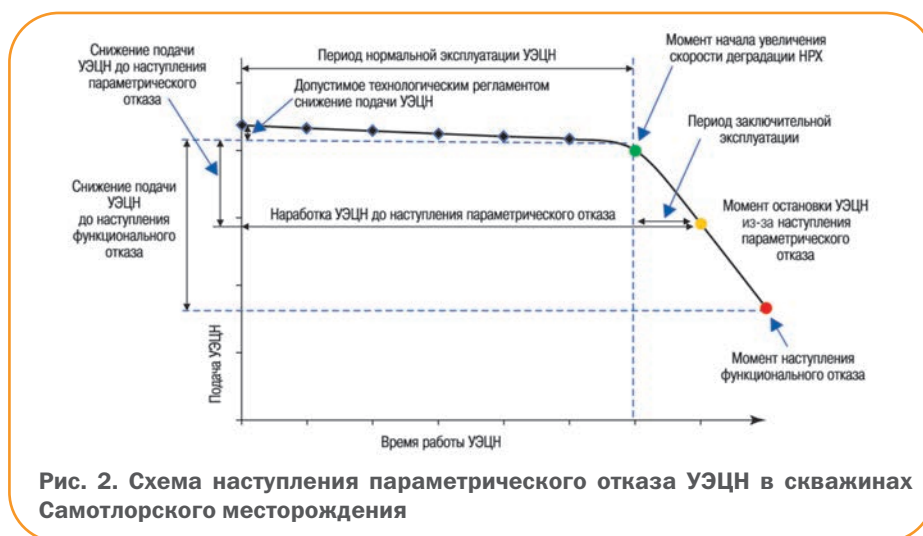


Рис. 2. Схема наступления параметрического отказа УЭЦН в скважинах Самотлорского месторождения

параметрического отказа явился радиальный и осевой износ РС ЭЦН.

В работе [5] представлены результаты стендовых испытаний по изучению динамики процессов вибрации и изменения НРХ УЭЦН по мере увеличения износа сопрягающих элементов, которые показали крайне незначительное изменение подачи насоса по мере увеличения осевого и радиального износов РС до определенного предела, после чего происходило уже заметное изменение подачи. Проведенный авторами настоящей статьи анализ истории фактической эксплуатации УЭЦН со схожими свойствами полностью подтверждает выводы, сделанные в работе [5].

Из рис. 2 видно, что после относительно длительного периода нормальной эксплуатации наступает момент увеличения скорости деградации подачи, и оборудование входит в заключительную стадию эксплуатации. В определенный момент технологическая служба цеха добычи нефти принимает решение о прекращении эксплуатации оборудования вследствие значительных отклонений фактической подачи насоса от режимной, т.е. происходит параметрический отказ. Если эксплуатация оборудования будет продолжена, то произойдет функциональный отказ в виде разрушения и полного отказа элементов системы УЭЦН или авария в виде падения оборудования на забой скважины.

В результате анализа продолжительности заключительного периода установлено, что в скважинах, эксплуатирующих пласты группы АВ со средней концентрацией абразивных частиц в добываемой жидкости 112 мг/л и их индексе агрес-

сивности 76 [6], подача УЭЦН по причине радиального/осевого износа снижается на 20 % в среднем за 6 сут, а по причине засорения механическими примесями – на 54 % за 15 сут. Для скважин, эксплуатирующих пласты группы БВ₈, со средней концентрацией абразивных частиц в добываемой жидкости, равной 64 мг/л, и их индексе агрессивности 58 [6], скорость деградации подачи УЭЦН ниже: за 17 сут подача УЭЦН из-за износа снижается всего на 9 %, по причине засорения механическими

примесями – на 31 %. Таким образом, количество и качество выносимых абразивных частиц влияют не только на наработку на отказ УЭЦН, как показано в работе [7], но и на продолжительность заключительного периода эксплуатации.

Данный факт имеет практическое применение. Например, если зафиксировано начало процесса резкой деградации подачи УЭЦН в скважинах, добывающих жидкость с большим содержанием абразивных частиц, имеющих высокий индекс агрессивности, то с учетом очень короткого заключительного периода эксплуатации нужно сразу планировать мероприятия по замене оборудования. В скважинах с низким уровнем выноса абразивных частиц замену оборудования можно перенести на более поздний срок, так как риск функционального отказа вследствие меньшей скорости деградации НРХ снижается.

Проведенный анализ показал, что снижение подачи УЭЦН по причине засорения РС механическими примесями и твердыми отложениями заметно больше, чем при износе. Отчасти это объясняется наличием залповых выбросов песка при эксплуатации скважин пластов группы АВ с относительно слабосцементированным коллектором [8]. В скважинах пласта БВ₈, имеющего более сцементированный коллектор, отказы по причине засорения происходят только в насосах с подачей до 160 м³/сут. Также было установлено, что продолжительность заключительного периода слабо зависит от продолжительности периода нормальной эксплуатации. Например, для УЭЦН скважин, эксплуатирующих пласты группы АВ Самотлорского месторождения, период заключительной эксплуа-

тации составил в среднем 6 сут при наработке оборудования как менее, так и более года.

Необходимость совершенствования системы защиты УЭЦН

Особыми темами, требующими тщательной проработки, являются создание математических алгоритмов определения момента начала роста скорости деградации НРХ и организация автоматического перепрограммирования уставок срабатываний защит УЭЦН в заключительный период эксплуатации. Установлено, что сила тока ПЭД при снижении подачи в заключительный период эксплуатации в отличие от нормального периода изменяется не всегда. По анализируемым УЭЦН в 33 % случаев рабочий ток снизился, в 62 % – не изменился и в 5 % – стал нестабильным. Следовательно, существуют большие риски функционального отказа оборудования с серьезными разрушениями элементов системы УЭЦН (что иногда и происходит) и риски аварий с падением оборудования на забой из-за отсутствия надежной системы защиты. В связи с тем, что сила тока не всегда реагирует на изменение режима работы УЭЦН в период заключительной эксплуатации защиту можно организовать выставлением минимально допустимой подачи, максимально допустимых давления на приеме насоса и уровня вибрации. Однако определение момента начала деградации НРХ по величине изменения давления на приеме при эксплуатации скважин с большим коэффициентом продуктивности, что характерно для Самотлорского месторождения, также затруднено.

Как было показано выше, заключительный период работы УЭЦН в скважинах, осложненных повышенным выносом абразивных частиц, может быть очень коротким. При этом риски наступления функционального отказа оборудования при отсутствии постоянного автоматического мониторинга подачи насоса, например, при отсутствии связи с системой «Регион 2000» или неисправности установки по замеру дебита значительно возрастают. Качественно новый уровень контроля подачи УЭЦН можно обеспечить с использованием разработанного в РГУ имени И.М. Губкина метода «виртуального расходомера» [9, 10]. С его помощью можно быстро, в автоматическом режиме определить момент начала увеличения скорости деградации НРХ. Далее можно также в автоматическом режиме не только подать аварийный сиг-

нал на диспетчерский пункт цеха добычи, но и перенастроить уставки срабатывания защиты для недопущения функционального отказа и возникновения аварийной ситуаций.

Выводы

1. Продолжительность заключительного периода эксплуатации УЭЦН с РС плавающего типа двухпорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными через 0,5 м, в скважинах Самотлорского месторождения небольшая. Сразу после начала момента увеличения скорости деградации НРХ в большинстве случаев следует начать планировать смену оборудования.

2. На длительность заключительного периода эксплуатации УЭЦН влияет количество и качество выносимых абразивных частиц.

3. Вследствие незначительного изменения подачи насоса в период нормальной эксплуатации и очень короткого периода заключительной эксплуатации УЭЦН при подготовке программ повышения энергоэффективности отсутствует необходимость учета снижения удельного энергопотребления по причине деградации НРХ насоса.

4. В связи с тем, что сила тока ПЭД не всегда реагирует на изменение подачи насоса в заключительный период эксплуатации УЭЦН, для снижения риска наступления функциональных отказов и аварий необходимо применять принципиально новые методы защиты оборудования.

Список литературы

1. Рыжкин А.А., Слюсарь Б.Н., Шучев К.Г. Основы теории надежности. Учебное пособие. – Ростов-на-Дону: Издательский центр ДГТУ, 2002. – 182 с.
2. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н., Говорков Д.А. Анализ влияния выноса механических примесей на режим эксплуатации скважин с электронасосом // Вестник кибернетики. – 2014. – № 1. – С. 3–9.
3. Субарев Д.Н. Оптимизация подбора оборудования скважин с учетом прогноза надежности: Автореферат на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Тюмень, 2013.
4. Черников В.С. К вопросу о надежности установок электроцентробежного насоса // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 3. – С. 68–72.

5. Смирнов Н.И., Григорян Е.Е. Износ и вибрация, модельные испытания и переход на рекомендации по разработке нового ГОСТа по надежности // Тезисы 13-й международной практической конференции и выставки «Механизированная добыча 2016». – Москва, 25-27 мая 2016 г. – М.: Нефтегазовая вертикаль, 2016.
6. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 33–38.
7. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку ЭЦН с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2016. – № 3. – С. 84–98.
8. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учетом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 81–89.
9. Разработка алгоритма расчета дебита нефтяных скважин при их эксплуатации УЭЦН / С.Д. Шевченко, С.Б. Якимов, В.Н. Ивановский [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №6. – С. 90–91.
10. Свидетельство № 2016618641 на программу для ЭВМ «Автотехнолог-виртуальный расходомер» / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Деговцов [и др.].

References

1. Ryzhkin A.A., Slyusar' B.N., Shuchev K.G., *Osnovy teorii nadezhnosti* (Fundamentals of the theory of reliability), Rostov-on-Don: Publ. of Don State Technical University, 2002, 182 p.
2. Solov'ev I.G., Subarev D.N., Govorkov D.A. *Evolution of operation mode of a well with electric pump at carrying over of mechanical impurities* (In Russ.), Vestnik kibernetiki, 2014, no. 1, pp. 3-9.
3. Subarev D.N., *Optimizatsiya podbora oborudovaniya skvazhin s uchetom prognoza nadezhnosti* (Optimization of selection of well equipment, taking into account the reliability forecast): thesis of candidate of technical science, Tyumen', 2013.
4. Chernikov V.S., *On the question of the reliability of electrical centrifugal pump units* (In Russ.), Territorija NEFTEGAZ, 2012, no. 3, pp. 68–72.
5. Smirnov N.I., Grigoryan E.E., *Izнос i vibratsiya, model'nye ispytaniya i perekhod na rekomendatsii po razrabotke novogo GOSTa po nadezhnosti* (Depreciation and vibration, model testing and transition to the development the recommendations for the new GOST for reliability), Proceedings of 13th International conference and exhibition "Mekhanizirovannaya dobycha 2016" (Artificial Lift 2016), Moscow, 25–27 May 2016, Moscow: Neftgazovaya vertikal' Publ., 2016.
6. Yakimov S.B., *Aggressivity index of produced particles at fields of TNK-BP in Western Siberia* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2008, no. 9, pp. 33–38.
7. Yakimov S.B., Shportko A.A. *On the abrasive particle concentration influence on the running hours of electric centrifugal pumps with operating stages made of Ni-resist, type 1, at fields of NK Rosneft JSC* (In Russ.), Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory, 2016, no. 3, pp. 84–98.
8. Yakimov S.B., *Some aspects of choosing technology providing protection of underground equipment from sand with account of dynamics of the sand removal while putting wells into operation at Samotlor oil field* (In Russ.), Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa, 2013, no. 6, pp. 81–89.
9. Shevchenko S.D., Yakimov S.B., Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Donskoy Yu.A., Bychkov O.A., Prozorov A.A., *Development of the algorithm providing calculation of oil wells flow-rates operated by means of usage of electrical submersible pumps* (In Russ.), Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa, 2013, no. 6, pp. 90–91.
10. Certificate no. 2016618641 to a computer program "Avtotekhnolog-virtual'nyy raskhodomer" (Avtotekhnolog – virtual flow meter), Authors: Ivanovskiy V.N., A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov et al.