ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ И УВЕЛИЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА ЛОВИЛЬНЫХ ГОЛОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

IMPROVING THE RELIABILITY OF WORK AND INCREASING OPERATIONAL RESOURCE OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SPEARHEAD

А.С. Романчук
Anastasia S. Romanchuk

И.А. Марченко
Ilya A. Marchenko

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В последние несколько лет прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии. На сегодняшний день вопрос износостойкости скважинного оборудования весьма актуален. На износостойкость установок электроцентробежных насосов (ЭЦН) существенно влияют конструкции его рабочих узлов, в том числе правильный выбор материалов.

В связи с расширением действующего фонда скважин, оборудованных установками ЭЦН, и увеличением себестоимости добываемой нефти в условиях падающей выручки снижение затрат на эксплуатацию механизированного фонда является также актуальной задачей.

Данная работа посвящена вопросам обеспечения надежности и увеличения ресурса работы ловильных головок ЭЦН. Ловильная головка предназначена для крепления насоса к насосно-компрессорным трубам (НКТ), а также для подъема ЭЦН из скважины при «полётах» — обрывах установок с последующим их падением на забой.

По данным АО «Самотлорнефтегаз» за 2017 год, на ловильные головки пришлось 40 отказов, что составляет 10 % от всех аварий по НКТ.

Проведено моделирование условий работы ловильной головки в программном комплексе ANSYS модуле CFX и определены участки, наиболее подверженные коррозионно-эрозионному износу. Рассмотрены существующие способы, а также предложен возможный способ повышения надежности ловильных головок и увеличения их эксплуатационного ресурса путем нанесения на внутреннюю поверхность защитного покрытия из поликарбамида.

Поликарбамид — это двухкомпонентный высокореакционный синтетический полимер, используется в качестве основы для нанесения эластомерного защитного покрытия с хорошими изолирующими, антикоррозионными свойствами, повышенной стойкостью к абразивным нагрузкам, рабочий диапазон температур готового покрытия составляет от минус 50 °С до 200 °С.

Recently there is a trend of increase of producing well submersible equipment failures due to corrosion. Today, the issue of downhole equipment wear resistance is very relevant. The durability of electrical submersible pumps (ESP) installations is significantly influenced by the design of its working units, including the correct choice of materials.

Ключевые слова

скважина, ловильная головка,
коррозия, эрозия,
надежность, срок службы,
защитное покрытие

Key words

well, spearhead, corrosion,
erosion, reliability, life time,
protective covering

Due to expansion of the existing stock of wells equipped with ESP units, and an increase in the cost of produced oil in the context of declining revenues, reducing the mechanized fund operating cost is also an important task.

The given work is devoted to the issues of ensuring reliability and increasing the service life of ESP fishing heads. The fishing head is designed to mount the pump to the tubing, as well as to lift the ESP from the well during «flights», i.e. breaks of installations with their subsequent fall to the bottom.

According to the data of Samotlorneftegaz JSC for 2017, 40 failures accounted for fishing heads, which is 10 % of all accidents related to tubing. The modeling of the working conditions of the fishing head in the CFS module ANSYS software has been carried out and the areas mostly susceptible to corrosion and erosion wear have been identified. Existing methods are considered, and a possible method is proposed for increasing the reliability of fishing heads and increasing their service life by applying a protective coating made of polycarbamide on the inner surface.

Polycarbamide is a two-component, highly reactive synthetic polymer, used as a basis for applying an elastomeric protective coating with good insulating, anti-corrosion properties, increased resistance to abrasive loads, the working temperature range of the finished coating is from minus 50 °C to 200 °C.

Основным способом добычи нефти на сегодняшний день является способ с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) — механизированная добыча нефти. По данным экспертов, доля скважин в России, оборудованных ЭЦН, составляет 63 %, и данная цифра ежегодно растет на 2–3 %. Применение УЭЦН обусловлено тем, что они обеспечивают наибольший КПД среди всех механизированных способов добычи нефти, хорошо себя зарекомендовали в высокодебитных и глубинных скважинах.

На данный момент используется большое количество различных модификаций установок ЭЦН. Независимо от конструкции и производителя УЭЦН в верхней части насоса устанавливается ловильная головка, которая предназначена для крепления насоса к насосно-компрессорным трубам, а также для подъема УЭЦН из скважины при «полётах». В настоящее время в большинстве компаний используются ловильные головки резьбового типа.

В месте расположения ловильной головки скапливается суммарное напряжение от вибрации всей установки при работе УЭЦН, в связи с чем данный узел является одним из «слабых мест». Например, по данным АО «Самотлорнефтегаз» за 2017 год, на ловильные головки ЭЦН пришлось 40 отказов, что составляет 10 % от всех аварий по НКТ.

Физико-химические свойства продукции скважин Самотлорского месторождения:

- обводненность — 86 %;
- общая минерализация воды — 15,67 г/л;
- H_2S в нефти < 2 мг/л;
- взвешенные частицы 92,38 мг/л.

Изучив ловильные головки, которые были в эксплуатации, предполагаем, что возможной причиной аварий является коррозионно-эрозионный износ [1–3]. Шлицы, расположенные на валу, в процессе вращения сильно турбулизируют поток среды с агрессивными компонентами и механическими примесями, в результате чего происходит коррозионно-эрозионный промыв внутренней поверхности ловильной головки с переходом на нижние витки резьбы (рисунок 1).

Рисунок 1. Внутренняя поверхность ловильной головки после эксплуатации

В результате оставшаяся часть резьбы не выдерживает нагрузки, что приводит к обрыву установок. Достать установку, ушедшую

на забой, зачастую не получается, так как при «полёте» в большинстве случаев витки резьбы срезаются.

С целью определения мест, наиболее подверженных коррозионно-эрозионному износу, был смоделирован участок работающей установки в ANSYS модуле CFX [4]. На рисунке 2, а представлена сетка конечных элементов с призматическими слоями для описания пристеночного слоя. На рисунке 2, б представ-

лены граничные условия: вход потока, выход потока и вращающийся вал. Вал вращается с частотой 2990 об/мин, или со скоростью 3,914 м/с. Данная частота соответствует частоте вращения асинхронного двигателя. Расход на входе 1,029 кг/с. В качестве перекачиваемой среды взята нефть плотностью 880 кг/м^3 и динамической вязкостью $0,015 \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Рисунок 2. Постановка задачи: сетка конечных элементов (а), граничные условия (б)

Далее был произведен расчет данной модели, из результатов которого (рисунок 3) определены участки, на которых поток соударяется со стенкой ловильной головки и меняет направление своего движения. Соответ-

ственно, данные участки наиболее подвержены коррозионно-эрозионному износу. Данные результаты подтверждаются характеристиками износа корпуса реальных ловильных головок, показанных на рисунке 1.

Рисунок 3. Результаты расчета

Известно, что с 2018 года АО «Самолорнефтегаз» для защиты ловильных головок от коррозионно-эрозионного промыва использует втулки из коррозионно-стойкой стали 12Х18Н10Т. Данные втулки либо вытачива-

ются, либо изготавливаются из труб соответствующих диаметров, на которых затем делают отбортовку. Готовые втулки устанавливают в ловильную головку, отбортовка служит для фиксации втулки (рисунок 4).

Рисунок 4. Установка защитных втулок

Эффективность данного метода пока не подтверждена, так как на сегодняшний день данная технология проходит апробацию. С момента установки втулок аварии не зафиксированы.

На наш взгляд, замена материала узлов и корпусных деталей ЭЦН на более стойкие к коррозии материалы (например на нержавеющую сталь) представляет собой дорогостоя-

щую операцию. В связи с этим на поверхность ловильной головки предлагается наносить протекторные покрытия.

Основные требования, которым должно соответствовать защитное покрытие для работы в данных условиях, это:

- высокая твердость, прочность, гибкость и эластичность;
- сопротивляемость истиранию;
- длительный срок службы;
- широкий диапазон рабочих температур;
- высокая адгезия к поверхности;
- биологическая и химическая стойкость;
- пожаробезопасность;
- нетоксичность и дешевизна.

Одним из таких покрытий, отвечающих всем вышеперечисленным требованиям, является современное эластомерное покрытие на основе поликарбамида.

Принципиальные различия двух способов защиты поверхности ловильных головок представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение втулки и покрытия [5, 6]

Защитная втулка (например из стали 12Х18Н10Т)	Защитное покрытие (например из поликарбамида)
Высокая стоимость	Низкая стоимость
Наличие разнородных металлов может привести к электрохимической коррозии	Покрытие инертно к материалу ловильной головки
Наличие пространства между втулкой и ловильной головкой не исключает возникновение коррозионных процессов	Высокая адгезия покрытия к поверхности ловильной головки исключает развитие коррозионных процессов
Не исключен человеческий фактор при сборке узла НКТ	Исключен человеческий фактор при сборке узла НКТ (ловильные головки на место монтажа доставляются с нанесенным защитным покрытием)

Проведенные различными авторами [5, 6] исследования применения поликарбамидных покрытий показывают эффективность использования их для защиты стальных конструкций.

Выводы

Результаты численного моделирования показали, что одной из основных причин разрушения ловильных головок является коррозионно-эрозионный промыв корпуса ловиль-

ной головки вблизи резьбового соединения «ловильная головка — НКТ» вследствие удара потока о стенку головки.

Для повышения надежности работы и увеличения эксплуатационного ресурса ловильных головок ЭЦН необходимо предусмотреть защиту внутренней поверхности корпуса. Одним из перспективных способов защиты является нанесение на поверхность эластомерного покрытия на основе поликарбамида.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Даминов А.А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН // Территория Нефтегаз. 2009. № 8. С. 32–36.
2. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 16–20.

3. Сахнов Р.В. Комплексный подход к эксплуатации осложненного фонда скважин как инструмент достижения цели. Концепция // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2015. № 12. URL: <https://glavtch.ru/issue/2015-12> (дата обращения: 10.04.2019).

4. Чукчеев О.А., Рублёв А.Б., Сушков В.В. Оценка технического состояния погружных установок электроцентробежных насосов на специализированных стендах // Нефть и газ. 2002. № 6. С. 49–52.

5. Пивоваров В.Ю., Исламова А.В. Влияние покрытия из полимочевины на физико-механические свойства стали и бетона // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2018. № 3. С. 29-42. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2018/ogbus_3_2018_p29-42.pdf (дата обращения: 10.04.2019).

6. Лурье А.З. Применение износостойких покрытий для сокращения затрат и снижения рисков при добыче трудноизвлекаемых запасов // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2015. № 12. URL: <https://glavteh.ru/issue/2015-12> (дата обращения: 10.04.2019).

REFERENCES

1. Daminov A.A. Korroziya podzemnogo oborudovaniya dobyvayushchikh skvazhin, oborudovannykh UETsN [Corrosion of Underground Equipment of Producing Wells Equipped with ESP]. *Territoriya Neftegaz — Oil and Gas Territory*, 2009, No. 8, pp. 32–36. [in Russian].

2. Degovtsov A.V., Sokolov N.N., Ivanovskii A.V. O vozmozhnosti zameny litykh stupenei ETsN pri oslozhnennykh usloviyakh ekspluatatsii [Possibility of Replacement of Cast Stages of Electric Submersible Centrifugal Pumps (ESCP) in Complicated Conditions]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa — Equipment and Technologies for Oil and Gas Industry*, 2016, No. 6, pp. 16–20. [in Russian].

3. Sakhnov R.V. Kompleksnyi podkhod k ekspluatatsii oslozhnennogo fonda skvazhin kak instrument dostizheniya tseli. Kontseptsiya [An Integrated Approach to the Operation

of a Complicated Well Stock as a Tool to Achieve the Goal. The Concept]. *Proizvodstvenno-tekhnicheskii neftegazovyi zhurnal «Inzhenernaya praktika» — Production and Technical Oil and Gas Journal «Engineering Practice»*, 2015, No. 12. URL: <https://glavteh.ru/issue/2015-12> (accessed 10.04.2019). [in Russian].

4. Chukcheev O.A., Rublev A.B., Sushkov V.V. Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya pogruzhnykh ustanovok elektrotsentrobezhnykh nasosov na spetsializirovannykh standakh [Evaluation of the Technical Condition of Submersible Installations of Electrical Centrifugal Pumps on Specialized Stands]. *Neft' i gaz — Oil and Gas*, 2002, No. 6, pp. 49–52. [in Russian].

5. Pivovarov V.Yu., Islamova A.V. Vliyaniye pokrytiya iz polimocheviny na fiziko-mekhanicheskie svoystva stali i betona [The Coating Effect of Polyurea on the Physico-Mechanical Properties of Steel and Concrete]. *Setevoye izdanie «Neftegazovoe delo» — Online Edition «Oil and Gas Business»*, 2018, No. 3, pp. 29–42. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2018/ogbus_3_2018_p29-42.pdf (accessed 10.04.2019). [in Russian].

6. Lur'e A.Z. Primeneniye iznosostoikikh pokrytii dlya sokrashcheniya zatrat i snizheniya riskov pri dobyche trudnoizvlekaemykh zapasov [The Use of Wear-Resistant Coatings to Reduce Costs and Reduce Risks in the Extraction of Hard-to-Recover Reserves]. *Proizvodstvenno-tekhnicheskii neftegazovyi zhurnal «Inzhenernaya praktika» — Production and Technical Oil and Gas Journal «Engineering Practice»*, 2015, No. 12. URL: <https://glavteh.ru/issue/2015-12> (accessed 10.04.2019). [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Романчук Анастасия Сергеевна, магистрант кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Anastasia S. Romanchuk, Undergraduate Student of Oil Processing Equipment Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: rushaniya_romanchuk@mail.ru

Марченко Илья Алексеевич, студент кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilya A. Marchenko, Student of Oil Processing Equipment Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: ilya_marchenko_1976@mail.ru