

Опыт эксплуатации электроцентробежных насосов в условиях нефтегазоконденсатного месторождения при повышенном содержании сероводорода



В. Минликаев (ОАО «Газпром»),
А. Мокшаев (ООО «Газпром добыча Оренбург»),
Ф. Хафизов, А. Елизаров (ООО «Новомет-Сервис»),
А. Рабинович, Н. Безматерных (ЗАО «Новомет-Пермь»)

Experience of electric centrifugal pumps operating in conditions of oil-gas condensate field at the high content of hydrogen sulfide

V. Minlikaev (Gazprom OAO), A. Mokshaev (Gazprom добыча Оренбург ООО),
F. Khafizov, A. Elizarov (Novomet Service ООО),
A. Rabinowich, N. Bezmaternykh (Novomet-Perm ZAO)

The experience of the introduction of mechanized oil recovery equipment at the Orenburg oil-gas condensate field of Gazprom добыча Оренбург ООО is considered. Operation conditions at the given field are characterized by high content of hydrogen sulfide in crude production, that is accompanied by corrosion cracking of the equipment. It is shown how domestic high-reliability corrosion-resistant electric centrifugal pumps installations are created in sulfide corrosion cracking resistant version for operation in such conditions by the joint efforts of the operating organization and the manufacturer of oilfield equipment.

Ключевые слова: сероводород, УЭЦН, СКРН, коррозия.
Адрес для связи: Elizarov.AA@south.novomet.ru

В 1966 г. на границе Европы и Азии в 30 км от г. Оренбурга было открыто уникальное по запасам и составу газа Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение. Для его разработки и эксплуатации в 1968 г. было организовано Управление по обустройству и эксплуатации газового месторождения и строительству газопроводов – «Оренбурггазпром» (с 2008 г. ООО «Газпром добыча Оренбург»). Промышленная добыча газа началась в 1974 г. Для переработки добываемого сырья, которое, кроме углеводородных компонентов, содержит сероводород, меркаптановую серу, гелий, были построены газоперерабатывающий и гелиевый заводы. Основным осложняющим эксплуатационным фактором является высокое содержание сероводорода в добываемой продукции – до 6 %.

С середины 2000-х годов добыча нефти также стала актуальной задачей. В настоящее время эксплуатация нефтяных скважин осуществляется газлифтным способом. Однако в связи с выработкой ресурсов газа, используемого для газлифта, специалистами ООО «Газпром добыча Оренбург» были проведены работы по подбору оборудования для механизированной добычи. В соответствии с проектными решениями по разработке нефтяных залежей Оренбургского месторождения, утвержденными Центральной комиссией по разработке месторождений полезных ископаемых Роснедра, запланирован перевод нефтяных скважин на механизированную добычу с применением насосного оборудования.

Первые попытки внедрения этого оборудования сделаны в 2006-2007 гг. Для проведения испытаний были выбраны струйные и винтовые насосные установки. В то время скважинные штанговые насосы (СШН) и установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) требовали доработки для эксплуатации в условиях высокого содержания сероводорода, поэтому в качестве возможных решений не рассматривались.

Опытные работы по внедрению струйного и винтового насосов не привели к результату, по которому можно было бы рекомендовать указанные способы для масштабного или избирательного внедрения на месторождении. Однако с учетом того, что в последние годы на рынке производителей погружных насосных установок для добычи нефти активизировалась работа по их совершенствованию, специалистами ООО «Газпром добыча Оренбург» было принято решение вернуться к вопросу проведения испытаний УЭЦН. Для этого была проанализирована информация о производителях УЭЦН, а также проведены предварительные переговоры с ними. В результате выбрали погружные установки производства ЗАО «Новомет-Пермь» (далее «Новомет»). Данное решение обусловлено:

- успешным опытом работы оборудования «Новомет» на месторождениях, продукция которых характеризуется высоким газовым фактором и наличием агрессивных компонентов в пластовой жидкости;
- выгодными условиями предоставления оборудования для проведения испытаний (предоставление оборудования на условиях проката, при котором заказчику не требуется выплачивать всю стоимость установки сразу, платеж зависит от продолжительности работы оборудования в скважине);
- полным сервисным сопровождением поставляемого оборудования силами предприятия «Новомет-Сервис», которое включает подбор оборудования к скважине, его доставку и монтаж/демонтаж, запуск и вывод УЭЦН на режим, супервайзинг (постоянное техническое руководство и сопровождение в течение всего срока действия договора), при необходимости – проведение спускоподъемных операций силами субподрядных организаций;
- близким расположением сервисного центра «Новомет-Юг» (г. Сорочинск Оренбургской области) к месторождению.

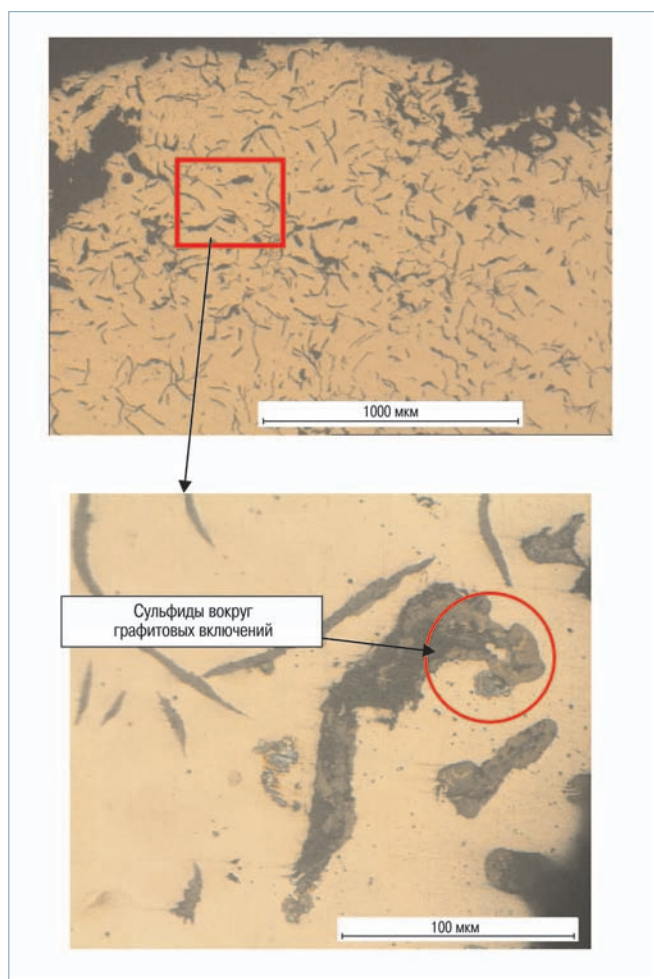


Рис. 1. Коррозионное поражение образца из нирезиста при испытаниях на СКРН

Опытные работы по испытанию УЭЦН были проведены в нефтяной скв. 558н ассельской залежи. Подбор оборудования осуществлялся на основе данных о пласте, скважине и свойствах флюидов. Дебит скважины, эксплуатируемой газлифтным способом, составлял 12 м³/сут. При переходе на механизированный способ добычи согласно расчетам предполагалось увеличить его до 21 м³/сут.

Исходя из данных, предоставленных технологической службой ООО «Газпром добыча Оренбург», для оптимального режима работы скважины специалистами ООО «Новомет-Сервис» была предложена установка ВНН производительностью 25 м³/сут и напором 850 м. С учетом высокого содержания сероводорода все элементы погружной части установки: насос, электродвигатель, гидрозатвора, газосепаратор-диспергатор, обратный и спускной клапаны, система телеметрии, кабельная линия – были изготовлены не просто в коррозионно-стойком исполнении, а с применением материалов, соответствующих требованиям стандарта NACE MRO 175-01 и прошедших испытания на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) в лаборатории «Надежность» АНО «Технопарк» Оренбургского государственного университета. Внутренние элементы узлов, взаимодействующих с пластовой жидкостью, и корпуса УЭЦН были изготовлены из нержавеющей стали, рабочие органы насоса – из специального материала, выполненного методом порошковой металлургии, поскольку материал нирезист, обычно применяемый для изготовления ступеней коррозионно-

стойкого исполнения, показал неудовлетворительные результаты испытаний на СКРН и, следовательно, был признан непригодным для длительной работы в сероводородсодержащей среде. Порошковый материал выдержал испытания на СКРН при нагрузке 0,8_{0,2} в течение 720 ч. На рис 1 показана микроструктура образца из нирезиста после выдержки в течение 22 сут в условиях СКРН. За это время глубина коррозионного поражения достигла около 1000 мкм, тип поражения – избирательная коррозия по границам графитовых включений и аустенитной основы. Для подвески компонентов скважинного оборудования была изготовлена специальная планшайба с кабельным вводом. В состав наземного оборудования входили станция управления с частотным преобразователем и повышающий трансформатор.

Однако, несмотря на принятые меры, в процессе испытаний было зафиксировано несколько преждевременных отказов УЭЦН. Каждый из них детально рассматривался с участием всех заинтересованных сторон. Основная причина – СКРН отдельных элементов погружной части. Для уточнения причин, вызвавших коррозионное разрушение, привлекались научно-исследовательские организации Перми и Оренбурга. После всестороннего анализа и рассмотрения в исполнение УЭЦН вносились необходимые коррективы.

Последний ремонт скв. 558н, вызванный отказом УЭЦН, был проведен в августе 2010 г. При подборе материалов скважинного оборудования были учтены причины отказов предыдущих установок, на основании этого скомплектовано оборудование УВНН5-25-850. Глушение скважины проводилось с помощью разработки «Новомет» – фильтра для очистки жидкости глушения с тонкостью фильтрации не более 5 мкм. Это позволило минимизировать риски засорения рабочих органов насоса механическими примесями, содержащимися в жидкости глушения. Вывод скважины на режим проводился с 23.08.10 г. по 03.11.10 г. За это время отбор технической воды составил 350 м³, что соответствует объему жидкости глушения и долива при капитальном ремонте скважин. На стационарный режим работы с дебитом 23 м³/сут скважина была выведена к 03.11.10 г.

Вследствие наличия сероводорода и асфальтосмолопарафиноотложений (АСПО) в пластовой жидкости в процессе эксплуатации установки были приняты следующие меры, направленные на увеличение наработки оборудования:

- нанесение на элементы установки специального состава;
- ингибирование скважины от сероводородной коррозии;
- механическая очистка НКТ от АСПО;
- горячая промывка нефтью выкидной линии и замерного устройства.

Работы по механической депарафинизации выполнялись силами подрядной организации, тепловые обработки и ингибирование – собственными силами ООО «Газпром добыча Оренбург» по разработанным графикам.

В соответствии с «Программой по определению потенциальных возможностей скважины №558н, подбору оптимального режима работы системы «скважина – УЭЦН» выполнены исследования при различных режимах работы УЭЦН со ступенчатым увеличением частоты и повторные исследования со снижением частоты и стабилизацией на режиме более 2 сут. Расчеты, проведенные специалистами ООО «Газпром добыча Оренбург», показали, что для получения положительного экономического эффекта от применения УЭЦН для добычи нефти ее наработка (с учетом стоимости капитального ремонта скважины, аренды и сервисного обслуживания) должна со-

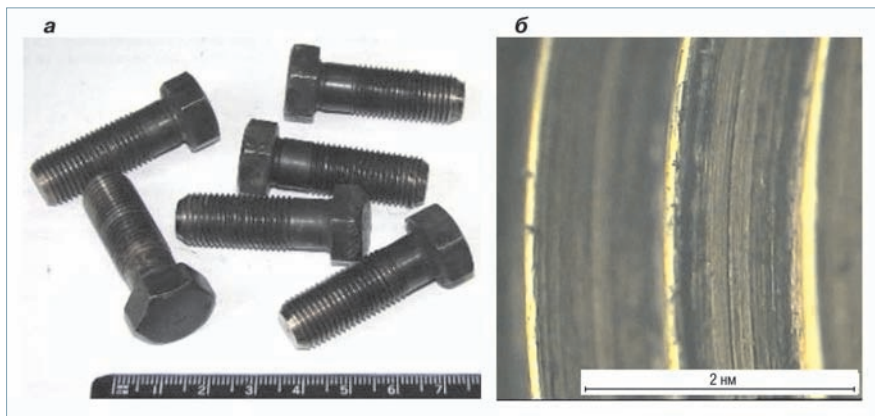


Рис. 2. Внешний вид (а) и состояние поверхности (б) болтов

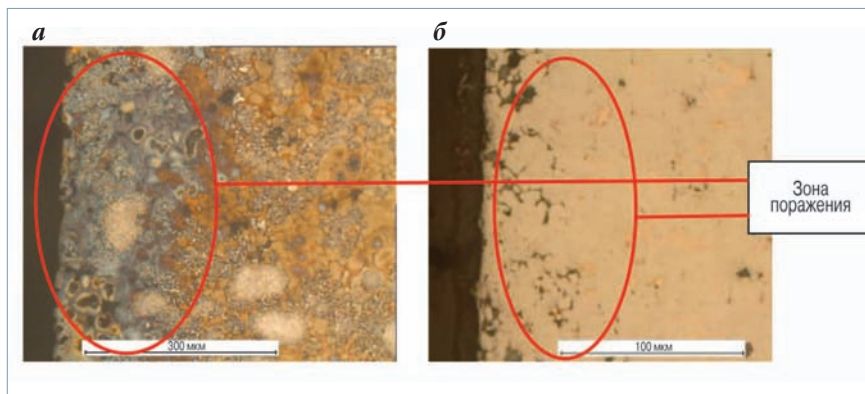


Рис. 3. Коррозионное поражение ступицы направляющего аппарата (не травлено) (а) и втулки рабочего колеса (травлено) (б)

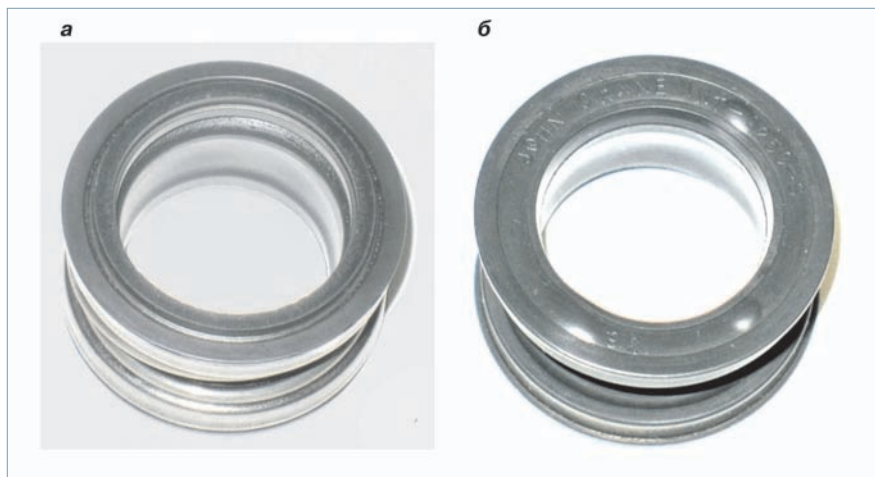


Рис. 4. Состояние рабочей (а) и тыльной (б) поверхностей торцевого уплотнения

ставлять не менее 136 сут. Запущенная в августе 2010 г. УЭЦН успешно преодолела этот срок и продолжала стабильно работать. Средний дебит нефти скважины составил 23,2 м³/сут, или 18 т/сут, динамический уровень – 210 м, давление на приеме насоса – 10,8 МПа, частота – 53 Пц. За период проведения испытаний в 2010-2011 гг. дополнительно добыто около 1,5 тыс. т нефти.

В начале июня 2011 г. в г. Оренбурге было проведено совместное совещание специалистов ООО «Газпром добыча Оренбург» и ООО

«Новомет-Сервис», на котором результаты испытаний УЭЦН на Оренбургском месторождении были признаны успешными. Запущенная в августе 2010 г. установка отработала на тот момент времени около 300 сут. На совещании было принято решение поднять установку после наработки 360 сут для исследования состояния оборудования и его стойкости к СКРН.

УЭЦН демонтировали 01.09.11 г, установка находилась в скважине 377 сут. Визуально следов коррозии узлов установки обнаружено не было, и она была направлена на завод-изготовитель для ревизии и проведения лабораторных исследований. По результатам ревизии узлов УЭЦН выявлены отложения АСПО в полостях насоса и газосепаратора, а также незначительные следы изнашивания рабочих органов насоса. Двигатель и гидрозащита находились в исправном состоянии.

Лабораторные исследования деталей и элементов узлов УЭЦН показали следующее:

- проверка высоконагруженных элементов установки (крепежных деталей, валов, корпуса) методом металлографического анализа и путем испытаний на растяжение не выявила снижения их прочностных характеристик, коррозионного поражения и признаков сульфидного растрескивания (рис. 2);

- металлографическими исследованиями установлено, что наружные поверхности рабочих органов насоса подверглись незначительной избирательной коррозии на глубину до 150 мкм (рис. 3);

- на некоторых резинотехнических изделиях отмечаются следы взрывной декомпрессии, что свидетельствует о недостаточной кессонно-стойкости эластомеров в данных условиях эксплуатации (рис. 4).

Результаты ревизии и проведенных лабораторных исследований подтвердили заключение об успешности внедрения УЭЦН «Новомет» на скв. № 558н Ассельской залежи ОНГКМ. Результатами эксплуатации подтверждено, что ресурс погружного оборудования, подобранного для работы в условиях повышенного содержания сероводорода, составляет не менее года. При этом работы по совершенствованию материалов и конструкции продолжаются.

В настоящее время продолжается и процесс внедрения центрального оборудования на данном месторождении. В сентябре на скв. № 558н была запущена в эксплуатацию следующая установка УЭЦН5-25-1100. До конца 2011 года запланирован монтаж еще одного комплекта на скважине №501н. А в начале 2012 года будет осуществлено внедрение УЭЦН на газовых скважинах ОНГКМ для совместной добычи газа, воды и ретроградного конденсата.