

Увеличение межремонтного периода динамических насосов для перекачки нефтепродуктов

Л.М. Ахметзянов

заместитель начальника отдела обслуживания нефтепромыслового оборудования
ahmetzyanovlm@tatneft.ru

И.Н. Гарипов

ведущий инженер-механик отдела обслуживания нефтепромыслового оборудования
an_ogm@tatneft.ru

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»,
Альметьевск, Республика Татарстан, Россия

В ПАО «Татнефть» реализуется программа оптимизации производства и сокращения собственных издержек. Снижение затрат на эксплуатацию наземного нефтепромыслового оборудования — одна из важнейших задач в рамках обозначенной программы. В данной статье рассмотрен способ увеличения межремонтного периода насосных агрегатов для перекачки добытой жидкости за счет модернизации узлов оборудования.

Ключевые слова

насос ЦНС, торцевое уплотнение

В Компании «Татнефть» для перекачивания нефтепродуктов широко применяются насосные агрегаты типа ЦНС (центробежный секционный насос). Это один из наиболее распространенных типов центробежных насосов, используемых на нефтяных и газовых промыслах для перекачки нефти и воды. Они используются на дожимных насосных станциях, центральных пунктах сбора и подготовки нефти и газа, на кустовых насосных станциях для закачки воды в продуктивные пласты, в системах водо- и теплоснабжения.

Широкая распространенность насосов объясняется их хорошей адаптацией в технологических процессах с меняющимися со временем потребными напорами в трубопроводах. Секционное исполнение насосов, при размещении в каждой секции одной ступени, позволяет, хотя и ступенчато, но с относительно малыми интервалами, экономично приспособить насос наиболее близко к оптимальному напору. В сравнении с соизмеримо одинаковыми по техническим показателям одноступенчатыми центробежными насосами, насосы типа ЦНС имеют меньшие диаметральные общие габариты, размеры и массы отдельных узлов и деталей, поэтому они более удобны в обслуживании и ремонте [1, 2, 8].

Широко распространенные во всех отраслях деятельности человека, в частности в нефтегазодобывающей промышленности, насосы типа ЦНС являются одной из разновидностей многоступенчатых центробежных насосов.

В настоящее время на состояние российского рынка насосного оборудования традиционно оказывает существенное влияние активность зарубежных компаний. Наиболее активную коммерческую деятельность ведут следующие зарубежные компании: Calpeda, Wilo, ESPA, Vipom, Grundfos, Nocchi, DAB, Pedrollo, Hydrovaccum. Широкий сегмент на насосном рынке представлен компаниями из Германии, европейскими фирмами из Турции, Италии, Польши, а также такими известными брендами как Siemens, Samsung Techwin, FINDER Pompe, Oddesse Pumpen- und Motorenfabrik GmbH, Kaeser Kompressoren, gthtyjc J. Helmke & Co., Compressor Valve

Engineering и другими. Очень активно ведут себя на рынке производители из Кореи, Тайваня и Китая. Российские предприятия, такие как АО «Димитровградхиммаш», ЗАО «Ясногорский машиностроительный завод», АО «ГИДРОМАШСЕРВИС», ООО «Линк-Продукт» насосостроения умело конкурируют с поставщиками насосов из стран дальнего и ближнего зарубежья.

Все многообразие известных в настоящее время центробежных секционных насосов изготовлены по одной общей конструктивной схеме [4, 9].

Каждому насосу типа ЦНС свойственно:

- секционный корпус, в каждой секции которого находятся рабочее колесо и направляющий аппарат;
- наличие передней и задней крышек, которыми стянуты секции с помощью стяжных шпилек (на схеме не показаны);
- передняя и задняя крышки выполнены заодно с патрубками: подводящим (всасывающим) и отводящим (напорным), соответственно;
- горизонтальное расположение вала;
- последовательное расположение рабочих колес с односторонним входом;
- наличие выносных подшипниковых работ;
- наличие двух концевых уплотнений вала;
- наличие устройства для разгрузки осевого усилия.

В качестве уплотнения вала насоса широкое применение нашли торцевые уплотнения. Такие уплотнения называют еще механическими. Торцевые уплотнения представляют собой сборочную единицу, состоящую из двух основных частей: неподвижного элемента (кольцо 6 и уплотнительный элемент 7), который крепится в корпусе насоса и уплотняет место установки, и подвижного, который крепится на валу и герметизирует вал (состоит из резинового сильфона 2, кольца 5 и пружины 4). Между этими элементами находятся два кольца из композитных материалов или керамики (поз. 5, 6), которые имеют в месте контакта прецизионные поверхности, по которым и осуществляется уплотнение между подвижным и неподвижными деталями [3–7].

На рис. 1 показано рабочее колесо насоса (поз. 1) и корпус насоса (поз. 2).

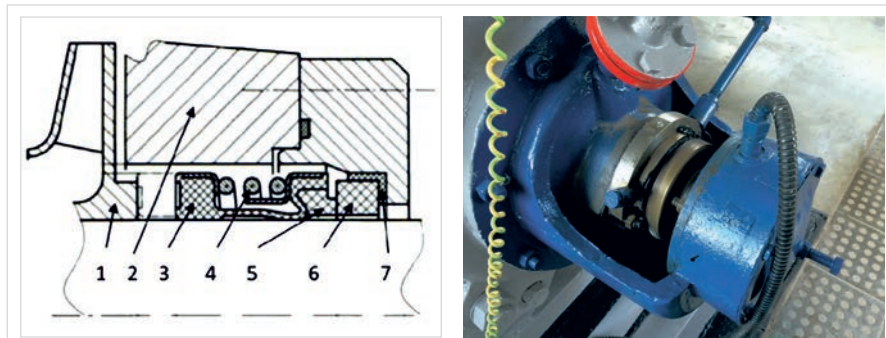


Рис. 1 — Внешний вид торцевых уплотнений: а) схема уплотнения; б) фотография уплотнения

Fig. 1 — The appearance of the mechanical seals: a) seal scheme; b) photograph of the seal

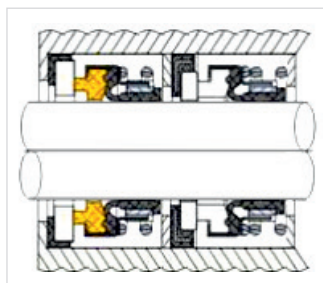


Рис. 2 — Одинарное торцевое уплотнение
Fig. 2 — Single face seal

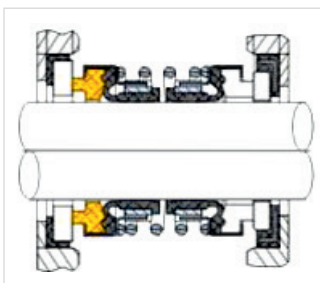


Рис. 3 — Двойное торцевое уплотнение по схеме «спина к спине»
Fig. 3 — Double face seal according to the back-to-back scheme

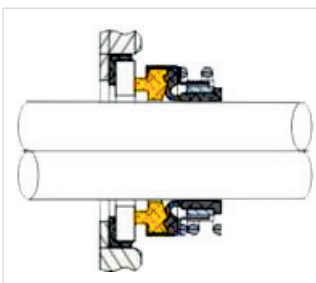


Рис. 4 — Двойное торцевое уплотнение по схеме «тандем»
Fig. 4 — Double mechanical seal according to the tandem scheme



Рис. 5 — Торцевое уплотнение серии T2100
Fig. 5 — Face seal series T2100

Торцевые уплотнения имеют большой срок службы и практически не дают утечек (утечки составляют менее $0,1 \text{ см}^3/\text{ч}$).

Различают 3 вида установки торцевых уплотнений. Первый — одинарное торцевое уплотнение (рис. 2).

Это самая распространенная схема. Применяется, если не требуется полной герметичности и достаточно рабочей температуры до $+95 \div +140^\circ\text{C}$.

Утечки, хоть и небольшие, но все же существуют в любом уплотнении. Для воды и неагрессивных жидкостей это не принципиально, но если требуется перекачка ядовитых или химически активных жидкостей, то даже утечки менее $0,1 \text{ см}^3/\text{час}$, могут привести к скапливанию в помещении паров этих жидкостей.

Для того, чтобы этого избежать, используют двойное торцевое уплотнение по схеме «спина к спине» (рис. 3).

Такое уплотнение применяется при перекачивании взрывоопасных или ядовитых жидкостей, утечки паров которых не допустимы. Также эта схема применяется при перекачивании жидкостей, которые могут при высыхании «склеить» рабочую пару уплотнения (например, сахарные сиропы и т.п.)

Для работы такого узла уплотнения требуется подвод затворной жидкости, давление которой должно быть больше чем в насосе не менее чем на $0,5 \text{ атм.}$

Уплотнения этого типа могут работать до температуры $+140 \dots +200^\circ\text{C}$.

И третий вид — двойное торцевое уплотнение по схеме «тандем» (рис. 4).

Применяется, когда подвод затворной жидкости к узлу уплотнения извне невозможен. Для работы возможно изготовление автономного бака с жидкостью для охлаждения узла уплотнения.

Уплотнения этого типа могут работать до температуры $+140^\circ\text{C}$.

Существует много типов торцевых уплотнений. На рис. 5 показано торцевое уплотнение серии T2100. Принцип работы остальных схожий. Отличаются, в основном, материалами сильфона, эластомеров, материалами колец и монтажными размерами.

Сильфон может быть выполнен из металла или из резины различных марок.

Кольца могут быть изготовлены из керамики, карбида кремния, графита.

Срок службы правильно подобранного торцевого уплотнения может быть 5 и более лет. Уплотнения не требуют обслуживания.

В процессе эксплуатации насосных агрегатов основной проблемой, оказывающей влияние на эффективность работы узлов насоса, является содержание газов в перекачиваемой среде с превышением от паспортных характеристик.

В результате происходит выход из строя таких узлов как, торцевые уплотнения, рабочие колеса, диск разгрузки, а также возникает необходимость обеспечения непрерывного контроля оборудования обслуживающим персоналом по отсутствию или стравливанию газа.

На наличие газов в перекачиваемой среде влияют следующие факторы:

1. Недостаточная сепарация жидкости в

емкостях (поступление большого объема жидкости, что приводит к меньшему времени для сепарации; стойкие физические свойства подготавливаемой жидкости и как следствие эмульсия);

2. Высоковязкая эмульсия;
3. Некорректно подобранные точки для подачи деэмульгаторов, что приводит к отсутствию своевременного разложения эмульсий;
4. Монтаж сепарационных емкостей на разных уровнях и неравномерное заполнение емкостей, которое также является одним из факторов содержания газа на приеме насосов.

Наличие повышенного газового фактора, превышающего эксплуатационные характеристики насоса ЦНС приводит к преждевременному выходу его из строя. Воздействие газового фактора приводит к следующим последствиям:

1. Увеличение удельного потребления электроэнергии;
2. Снижение межремонтного периода оборудования;
3. Увеличение затрат на капитальный ремонт оборудования.

Для решения вышеперечисленных проблем в НГДУ «Альметьевнефть» реализован проект по увеличению межремонтного периода насосных агрегатов, в рамках которого были поставлены задачи по снижению количества выходов из строя оборудования, автоматизации процесса по стравливанию газа без участия обслуживающего персонала, увеличению межремонтного периода



Рис. 6 — Динамика отказов узлов
Fig. 6 — Dynamics of unit failures

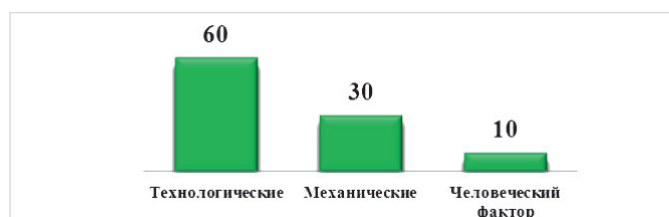


Рис. 7 — Причины выхода из строя узлов
Fig. 7 — Causes of node failure

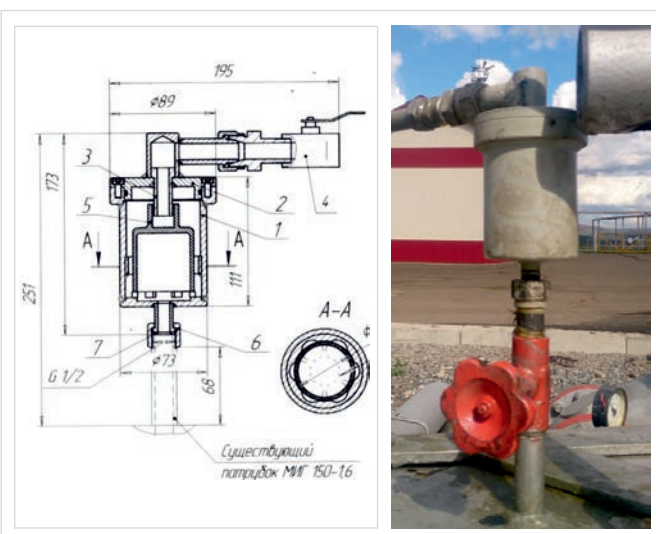


Рис. 8 — Клапан для автоматического стравливания газов: а) схема клапана; б) фотография клапана

оборудования и снижению затрат на капитальный ремонт оборудования.

В результате проведенного анализа выхода из строя центробежных насосов типа ЦНС выяснилось, что больше всего отказов приходится на торцевые уплотнения, далее подшипники и диск разгрузки (рис. 6).

Основные причины выхода из строя узлов насосов ЦНС (рис. 7):

1. Технологические причины 60% (наличие газового фактора);
2. Механические причины 30% (повышенная вибрация, выход из строя пальцев муфты и т.д.);
3. Человеческий фактор 10% (не своевременная остановка насосов при откатке в ручном режиме (например, подготовка емкостей к очистке), некачественное ремонтное воздействие).

Для решения вышеперечисленных проблем разработан клапан по автоматическому стравливанию газов (рис. 8) с полости ЦНС и приемных фильтров состоящий из следующих основных узлов: 1 — корпус, 2 — крышка, 3 — патрубок, 4 — кран шаровой, 5 — поплавков, 6 — гайка и 7 — прокладка.

Газ стравливается через пропускное отверстие 3. При поступлении жидкости в рабочую полость поплавков 5 поднимается в верхнее положение до упора, тем самым предупреждая попадание жидкости в трубопровод для стравливания. При повторном накоплении газов, поплавков возвращается в нижнее положение, и газ снова стравливается через отверстие 3.

По мере накопления газа клапан

открывается, так как удельный вес газа меньше, чем у жидкости (подъемная сила поплавка меньше веса поплавка), происходит сброс газа в закрытую дренажную систему. Автоматическое стравливание газа происходит в период накопления жидкости в емкостном оборудовании перед запуском в работу насосного агрегата.

Положительным эффектом от применения клапана для автоматического стравливания газов является:

1. Увеличение межремонтного периода обслуживания насосов;
2. Отсутствие необходимости постоянного визуального контроля работы торцовых уплотнений, упрощение их эксплуатации;
3. Простота конструкции, легкость обслуживания (не требуется квалифицированный персонал для обслуживания);
4. Снижение простоев оборудования и ремонтных затрат.

По предварительным оценкам годовой экономический эффект с одного объекта перекачки нефтепродуктов (ДНС/ГЗНУ) составляет 390 тыс. руб. в год за счет сокращения числа ремонтов технологического нефтеперекачивающего оборудования.

Итоги

Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации насосного оборудования.

Выводы

Реализация комплекса мероприятий по внедрению предложенных технических решений

обеспечивает в целом повышение эффективности производственных процессов при эксплуатации насосного оборудования, создание благоприятных и безопасных условий труда обслуживающему персоналу, сокращение издержек предприятия за счет предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования.

Литература

1. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1983. 256 с.
2. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. М.: Инфра-Инженерия, 2008. 576 с.
3. Голубев А.И. Торцевые уплотнения вращающихся валов. М., Машиностроение, 1974, 212 с.
4. Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. Справочник нефтяника. Уфа: Тау, 2005. 272 с.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Нефтегазовое промышленное оборудование. М.: «Центр-ЛитНефтеГаз», 2006. 720 с.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2002. 768 с.
7. Майер Э. Торцевые уплотнения. М.: Машиностроение, 1978. 288 с.
8. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 588 с.
9. И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.

Increase between the repair period of dynamic pumps for oil products transfer

Authors:

Lenar M. Akhmetzyanov — deputy head of oilfield equipment maintenance department; ahmetzyanovlm@tatneft.ru

Ilmar N. Garipov — leading mechanical engineer of oilfield equipment maintenance department; an_ogm@tatneft.ru

Oil and Gas Production Department "Almetyevneft" PJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

PJSC TATNEFT is implementing a program to optimize production and reduce its own costs. Reducing the cost of operating onshore oilfield equipment is one of the most important tasks under the program. This article describes a method to increase the turnaround time of pumping units for pumping the produced liquid by upgrading equipment.

Keywords

CNS pump, mechanical seal

Results

Optimization of costs in the operation of pumping equipment.

Conclusions

The implementation of a set of measures

for the introduction of the proposed technical solutions provides, on the whole, an increase in the efficiency of production processes in the operation of pumping equipment, the creation of favorable and safe working conditions for maintenance personnel, and the reduction of the company's costs by preventing the abandonment of oilfield equipment.

References

1. Abdulin F.S. *Dobycha nefi i gaza* [Mining of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1983, 256 p.
2. Bocharnikov V.F. *Spravochnik mastera po remontu neftegazovogo tekhnologicheskogo oborudovaniya* [Reference master of the repair of oil and gas process equipment]. Moscow: Infra-Engineering, 2008, 576 c.
3. Golubev A.I. *Tortsovyye uplotneniya vrashchayushchikhsya valov* [Face seals of rotating shafts]. Moscow: Mechanical Engineering, 1974, 212 p.
4. Zeigman, Yu.V., Shamaev, G.A. *Spravochnik neftyanika* [Reference oilman]. Ufa: Tau, 2005, 272 p.
5. Ivanovsky V.N., Darishchev V.I. *Neftegazopromyslovoye oborudovaniye* [Oil and gas field equipment]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2006, 720 p.
6. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S. and others. *Oborudovaniye dlya dobychi nefi i gaza* [Equipment for oil and gas production]. Moscow: Oil and gas, 2002, 768 p.
7. Mayer E. *Tortsovyye uplotneniya* [Mechanical seals]. Moscow: Mashinostroenie, 1978, 288 p.
8. Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovaniye dlya dobychi nefi i gaza* [Machines and equipment for oil and gas]. Moscow: Alliance, 2010, 588 p.
9. I.Yu. Bykov, V.N. Ivanovsky, N.D. *Tshadaya. Eksploatatsiya i remont mashin i oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Maintenance and repair of machinery and equipment for oil and gas fields]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2012, 371 p.