

Повышение эффективности эксплуатации нефтепромыслового оборудования

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10061

Л.М. Ахметзяновначальник отдела обслуживания нефтепромыслового оборудования – главный механик
ahmetzyanovlm@tatneft.ruНГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»,
Альметьевск, 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 рассмотрены технические решения, направленные на оптимизацию производственных процессов в области эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

В процессе механизированного способа добычи нефти штанговыми скважинными насосными установками существует ряд технических проблем оказывающие серьезное влияние на эффективность эксплуатации добывающего фонда скважин и в целом на объем добычи нефти. К таким проблемам следует относить: 1) не совершенство имеющихся конструкций клапанов для стравливания газов из затрубного пространства нефтедобывающих скважин по НКТ в устьевую арматуру, 2) отсутствие возможности проведения технологических исследований по замеру степени загруженности наземных приводов ШГН, оборудованных штанговращателем, 3) интенсивный износ сальниковых уплотнений по причине повреждения рабочей поверхности полированного штока.

Ключевые слова

клапан лифтовый, муфта НКТ, трубодержатель, привод ШГН, зажим, штанговращатель, траверса, канатная подвеска, устьевая шток, датчик нагрузок, винт штанговращателя

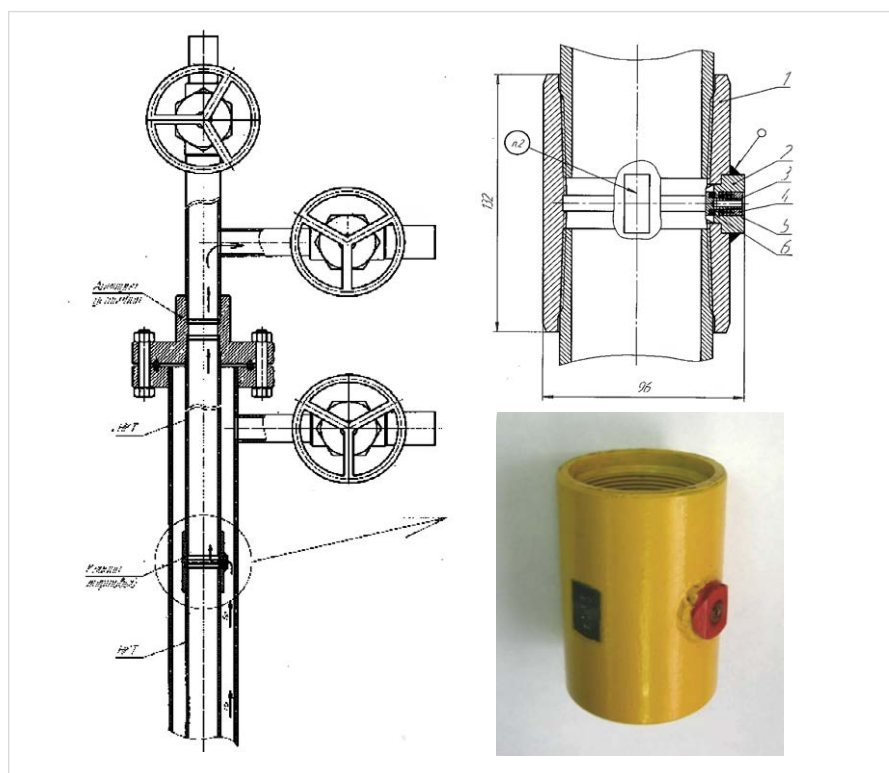


Рис. 1 — Лифтовый клапан и его расположение в скважине:
1 — муфта; 2 — корпус; 3 — золотник; 4 — гайка; 5 — пружина; 6 — прокладка уплотнительная

Fig. 1. Lift valve and its location in the well:
1 — coupling; 2 — case; 3 — spool; 4 — a nut; 5 — spring; 6 — sealing gasket

В процессе добычи нефти газ, выделяемый в скважине, отрицательно влияет на работу глубинных насосов как штанговых, так и электроцентробежных. С целью уменьшения поступления газа на прием глубинных насосов разработано множество устройств, располагаемых в колонне НКТ или в составе устьевой арматуры. Все эти клапаны и устройства имеют недостатки (сложны в изготовлении, дорогостоящие, малонадежные) что приводит к нарушению экологической обстановки, запарафиниванию НКТ, образованию эмульсии в скважине, засорению насоса. В НГДУ «Альметьевнефть» разработана усовершенствованная конструкция лифтового клапана для стравливания газа из затрубного пространства нефтедобывающих скважин по НКТ в устьевую арматуру [1, 2].

Клапаны лифтовые для стравливания газа разработаны на 2"; 2,5"; 3", и располагаются в колонне НКТ под трубодержателем на глубине не более 30 метров от устья скважины. Все детали расположены в муфте НКТ. При превышении давления газа в затрубном пространстве скважины более 0, 1...0,2 МПа происходит срабатывание золотника (рис. 1 поз. 3), и газ стравливается в верхнюю часть колонны НКТ и далее в нефтепровод. Герметичность колонны НКТ и переток жидкости из полости НКТ в межтрубное пространство предотвращается за

счет прижатия полиуретановой прокладки (рис. 1 поз. 6) к торцевому бурту корпуса (рис. 1 поз. 2) избыточным давлением в колонне НКТ.

Положительный эффект от их использования заключается в следующем:

1. Увеличение дебита скважины за счет обеспечения оптимальных значений динамического уровня и забойного давления;
2. Увеличение межремонтного периода скважин из-за отказов по причине запарафинивания НКТ и образования эмульсии;
3. Упрощение конструкции устьевой арматуры, не нужно оснащать перепускным клапаном;
4. Предотвращение отказов работы в зимнее время из-за примерзания клапана;
5. Отсутствие препятствий технологическим работам в скважине, т.к. рабочие элементы клапана расположены внутри корпуса муфты.

Анализ работы показал, что в процессе работы могут возникнуть случаи попадания посторонних предметов и различного рода мусора в рабочие органы клапана, что отрицательно сказывается на работе скважины в целом. С целью определения возможности дальнейшего использования клапана без разборки и замены его деталей разработан стенд диагностики бывших в эксплуатации клапанов (рис. 2). При этом не требуются

значительные физические усилия, и выполняется силами одного оператора.

Последовательность этапов контроля клапанов на стенде диагностики следующая:

1. Определение работоспособности клапана для стравливания газа, т.е. наличия хода золотника и возврат его в исходное положение под действием пружины, которое проверяется стержнем диаметром 2 мм, вставляемым в отверстие золотника.
2. Определение герметичности клапана и резьбы муфты производится установкой заглушек на муфту (лифтовый клапан), заливкой жидкости в полость муфты и созданием избыточного давления $P_{\max}=210 \text{ кг/см}^2$ силовым винтом, вмонтированным в одну из заглушек. Контроль над избыточным давлением ведется по показанию манометра. Контроль утечек ведется визуально. В случае не герметичности клапан отправляется в мастерскую на ремонт.

Внедрение лифтового клапана и стенда его диагностики, позволило обслуживающему персоналу безопасно обслуживать скважины, сохранить экологическую обстановку в регионе, экономить на сокращении ПРС, и исключении потерь нефти по данной причине.

Наименование разработки	Результат применения	Экономический эффект
Лифтовый клапан и стенд диагностики клапанов	Безопасное обслуживание скважин	Снижение ПРС и недоборов нефти 2074,6 тыс. руб.

2) Далее предлагается подробнее остановиться на проблемах эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования. Подъем продукции из глубинных скважин осуществляется путем применения привода штанговых глубинных насосов. При эксплуатации приводов ШГН, оборудованных штанговращателем возникает проблема при установке межтраверсного датчика нагрузок из-за невозможности монтажа датчика. Так же при эксплуатации скважин ОРЭ (ШГН+ШГН) невозможно подвесить канат на траверсу штанговращателя из-за больших габаритов штанговращателя, вследствие чего происходит соударение траверс и их износ.

Штанговращателями оборудовано около 1700 скважин добывающего фонда УШГН. Скважин, оборудованных контроллерами «Lufkin» в НГДУ «Альметьевнефть», более 150, по компании «Татнефть» — более 1000 скважин. Внедрение контроллеров «Lufkin» позволило эффективно оптимизировать работу скважин и тем самым получить дополнительную добычу нефти. Контроллеры фирмы «Lufkin Automation» это совокупность датчиков, устанавливаемых на наземном оборудовании скважин. Один из датчиков, монтируемых на наземном оборудовании — это датчик нагрузок. Он монтируется на полированный шток между корпусом штанговращателя и траверсой и зажимается винтами.

Существующая конструкция траверсы канатной подвески — это траверса в сборе с храповым механизмом, который предназначен для периодического поворота колонны штанг в НКТ во время ее возвратно-поступательного движения, обеспечивающего очистку НКТ от

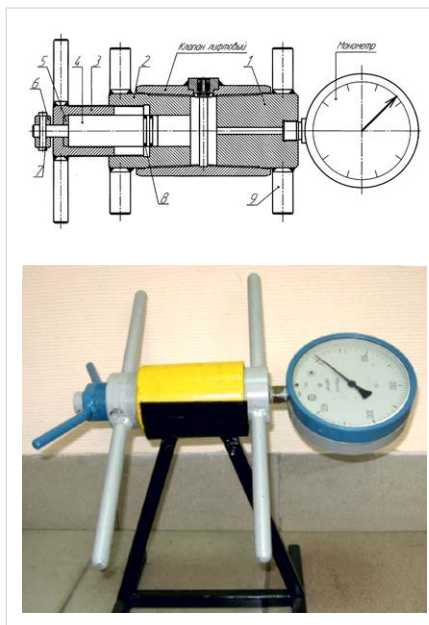


Рис. 2 — Стенд диагностики бывших в эксплуатации лифтовых клапанов: 1 — заглушка; 2 — корпус—цилиндр; 3 — силовой винт; 4 — поршень; 5 — кольцо опорное; 6 — кольцо верхнее; 7 — штифт; 8 — кольцо резиновое уплотнительное; 9 — рукоятка
Fig. 2 — Diagnostic stand for used lift valves: 1 — a stub; 2 — cylinder body; 3 — power screw; 4 — the piston; 5 — bearing ring; 6 — top ring; 7 — pin; 8 — rubber sealing ring; 9 — handle

парафина скребками. Включение штанговращателя в кинематическую схему станка-качалки обеспечивает:

- равномерный износ насосных штанг в искривленных скважинах, равномерный износ поршня насоса;
- предотвращает развенчивание насосных штанг во время работы, а, следовательно, и случаи обрывов;
- улучшение качества очистки внутренних поверхностей НКТ от парафина скребками центраторами.

Штанговращатель состоит из следующих составных частей: корпуса; червячного редуктора; нижней траверсы; блока зажимов (сухарей); грузовых винтов с распорными втулками; механизма поворота штанг [3, 4].

Данная конструкция штанговращателя имеет ряд существенных недостатков, выявленных в процессе его эксплуатации как на скважинах, оборудованных контроллером «Lufkin» так и на скважинах, не оборудованных этой системой. Так на скважинах оборудованных датчиком нагрузок «Lufkin» возникают затруднения при производстве монтажно-демонтажных работ датчика по причине прикипания резьбы грузовых винтов (рис. 3 поз. 2) штанговращателя к траверсе (рис. 3 поз. 1).

Еще одним из недостатков, выявленных на скважинах, оборудованных контроллером «Lufkin» является то, что при обрыве канатной подвески или аварии на СК, приведшей к полету колонны штанг, возможен выход из строя датчика нагрузок из-за удара траверсы штанговращателя об крышку СУСГ. Следующим недостатком конструкции является то, что в месте

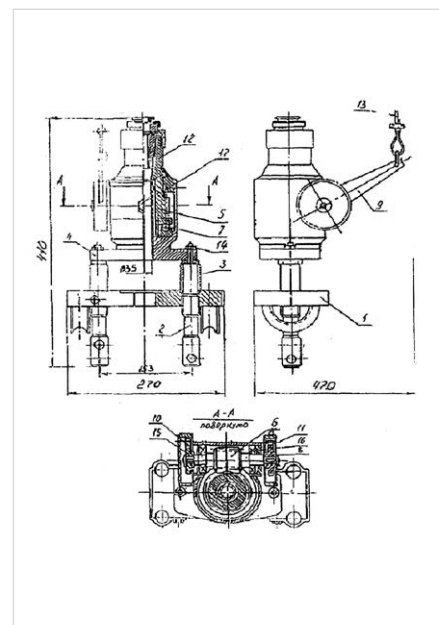


Рис. 3 — Штанговращатель ШВЛ—10В: 1 — траверса нижняя; 2 — винт грузовой; 3 — втулка распорная; 4 — корпус; 5 — колесо червячное; 6 — червяк; 7, 16 — подшипник; 8, 15 — храповик; 9 — рычаг; 10, 11 — собачка; 12 — блок сухарей; 13 — канат; 14 — гайка; 17 — пробка
Fig. 3. ShVL—10V rod rotator: 1 — lower beam; 2 — cargo screw; 3 — spacer sleeve; 4 — case; 5 — worm wheel; 6 — worm; 7, 16 — bearing; 8, 15 — wormatchet; 9 — lever; 10, 11 — dog; 12 — block crackers; 13 — rope; 14 — nut; 17 — cork

посадки штанговращателя на полированный шток возможен обрыв полированного штока. Для ликвидации данного обрыва необходимо привлечь бригаду ПРС. На скважинах, оснащенных системой ОРЭ (ШГН+ШГН) применение данной конструкции канатной подвески невозможно из-за ее больших габаритов. При возвратно-поступательном движении двух параллельных штоков будет происходить соударение траверс и как следствие подклинивание колонны штанг, обрыв канатной подвески, обрыв узла подвески каната на головке балансира и другие неисправности которые повлекут простой скважин.

Таким образом, существующие конструкции траверс канатных подвесок и штанговращателей имеют ограниченный диапазон применения из-за своих недостатков, выявленных в ходе длительной эксплуатации:

- большие габариты, металлоемкость, высокая цена;
- невозможность применения на скважинах ОРЭ (ШГН+ШГН) из-за больших габаритов;
- нарушение целостности рабочей поверхности полированного штока вследствие износа сухарями в месте посадки траверсы;
- обрыв полированного штока по телу в месте посадки траверсы канатной подвески;
- при обрыве канатной подвески или неисправности на СК приведшей к полету колонны штанг возможен выход из строя датчика нагрузок из-за удара траверсы штанговращателя об крышку СУСГ;
- неудобство монтажа межтраверсных датчиков;
- невозможность установки более одного межтраверсного датчика.

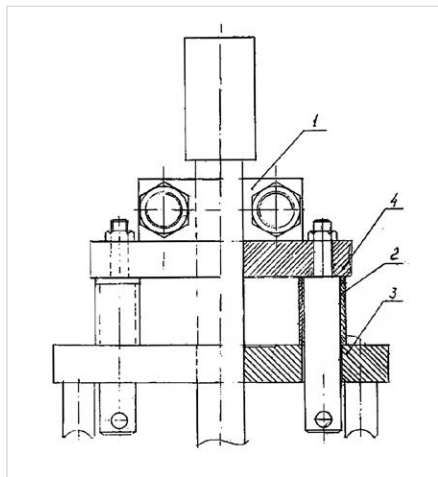


Рис. 4 — Траверса канатной подвески для вертикальных скважин:
1 — зажим устьевого штока; 2 — винт;
3 — нижняя направляющая траверсы; 4 — верхняя направляющая траверсы
Fig. 4 — Cable suspension traverse for vertical wells:
1 — clamp wellhead rod; 2 — screw; 3 — lower guide traverse; 4 — upper guide traverse

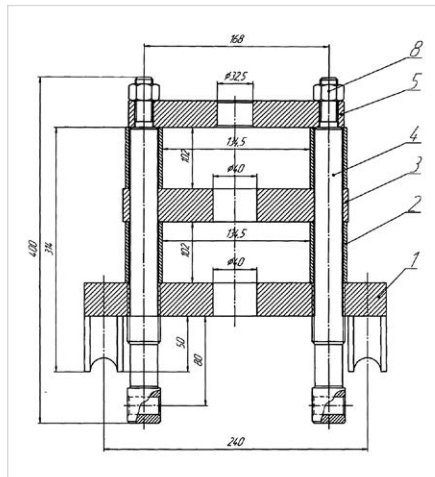


Рис. 5 — Траверса канатной подвески для установки 2-х датчиков нагрузки:
1 — нижняя направляющая; 2 — втулка; 3 — пром ежуточная направляющая; 4 — винт;
5 — верхняя направляющая; 8 — гайка
Fig. 5 — Traverse cable suspension for installation of 2 load sensors:
1 — lower guide; 2 — sleeve; 3 — prom daily guide; 4 — screw; 5 — upper guide; 8 — a nut



Рис. 6 — Конструкция зажима полированного штока с зубчатыми сухарями
Fig. 6 — Design of polished rod clamp with toothed crackers



Рис. 7 — Зажим устьевого штока со вставками различных диаметров
Fig. 7 — Wellhead clamp with inserts of various diameters

Для решения данных проблем разработаны новые конструкции канатных подвесок, в которых исключены все вышеперечисленные риски. Новая конструкция траверсы канатной подвески для вертикальных скважин (рис. 4) состоит из зажима устьевого штока (поз. 1), винтов (поз. 2), нижней направляющей (поз. 3) и верхней направляющей траверсы (поз. 4).

Данная траверса применима на всех вертикальных скважинах, где отсутствует необходимость применения штанговращателя, а также на скважинах ОРЭ (ШГН+ШГН), где невозможно установить траверсы со штанговращателем из-за малого межосевого расстояния. Применение данной траверсы на вертикальных скважинах позволит отказаться от траверс с штанговращателем

и тем самым существенно снизит стоимость оборудования и повысит его надежность.

Следующая конструкция траверсы канатной подвески (рис. 5) предусматривает установку двух межтраверсных датчиков. Такая необходимость возникла для проведения экспериментальных работ на 3-м блоке Березовской площади, где производится работы по автоматизации и обустройству интеллектуального месторождения. Данная конструкция траверсы так же состоит из зажима устьевого штока, винтов (поз. 4), нижней (поз. 1) и верхней (поз. 5) направляющих, а также добавлена промежуточная направляющая (поз. 3), которая устанавливается между двумя датчиками. Данная конструкция предусматривает установку 2-х межтраверсных датчиков, но при необходимости можно установить и более, для этого необходима еще одна промежуточная направляющая и удлиненные винты.

Внедрение новых конструкций траверс канатной подвески невозможно без установки на полированный шток зажима. Зажим полированного штока устанавливается выше траверсы для удержания траверсы на полированном штоке. Имеющиеся конструкции зажимов (рис. 6) с зубчатыми сухарями приводят к повреждению рабочей поверхности полированного штока, что приводит к интенсивному износу сальников.

Конструкция зажима (рис. 7) полированного штока, имеющая между корпусами пластины с гладкой поверхностью, имеет недостаток — для обеспечения надежного сцепления жимка с полированным штоком за счет силы трения необходима большая рабочая площадь жимка и сжатие двух пластин не менее шести винтами.

Ряд существенных недостатков конструкций данных зажимов:

- 1) Большие габариты и металлоемкость.
- 2) Нарушение рабочей поверхности полированного штока из-за необходимости применения сухарей с ребристой поверхностью.
- 3) Низкая грузоподъемность.
- 4) Неудобство монтажа, так как после

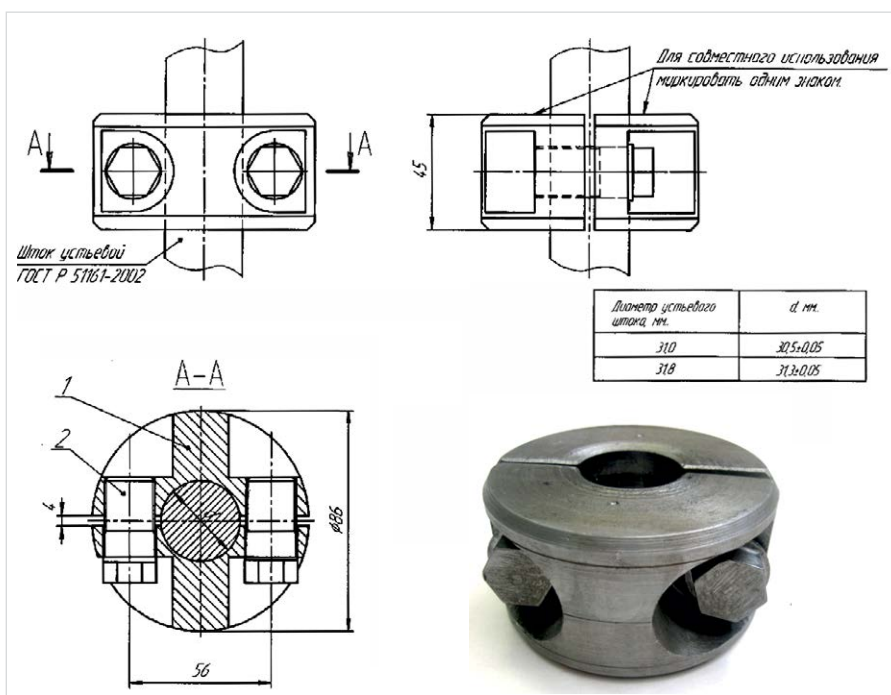


Рис. 8 — Зажим устьевого штока «Клец»
Fig. 8 — Clamp Wellhead "Mite"

установки самого зажима необходимо вставить сухари или вставки.

5) Низкая надежность — происходит износ рабочей поверхности сухарей, вследствие чего снижается удерживающая способность зажима.

6) Не возможность применения на скважинах ОРЭ из-за больших габаритов. При установке данных зажимов они будут соударяться.

Для решения данных проблем разработана новая конструкция зажима устьевого «Клещ» (рис. 8).

Данный зажим состоит из 2-х частей, которые скрепляются между собой 2-мя болтами. В данном случае исключена необходимость применения вкладышей и сухарей, так как внутренний диаметр отверстия выполнен на 2-3 мм меньше чем диаметр устьевого штока. Данная конструкция зажима устьевого штока удерживает нагрузку 8 тонн, что подтверждено актами стендовых и промысловых испытаний. При необходимости удержания веса более 8 тонн необходимо установить два зажима. В этом случае удерживаемый вес будет более 15 тонн, что так же подтверждено испытаниями.

Зажим устьевой «Клещ» не повреждает рабочей поверхности полированного штока, имеет существенно меньшие размеры и удобен в монтаже.

Применение канатных подвесок и

зажимов устьевого штока новых конструкций позволило сократить обрывы полированного штока, проведение ПРС для ликвидации обрывов, простой скважины по причине не работающих винтов штанговращателя, предотвратить выход из строя датчиков «Lufkin», а также обеспечить оптимальный режим работы скважин ОРЭ (ШГН+ШГН) оборудовав их межтраверсными датчиками.

Наименование разработки	Результат применения	Экономический эффект
Траверса канатной подвески и усовершенствованный зажим устьевого штока	Сокращение обрыва полированного штока; Снижение недоборов нефти; Предотвращение отказа контроллерного оборудования; Обеспечение оптимального режима эксплуатации скважин ОРЭ (ШГН+ШГН)	1385 тыс. руб.

Итоги

Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования.

Выводы

Реализация комплекса мероприятий по внедрению вышеперечисленных технических решений обеспечивает в целом повышение эффективности производственных процессов при эксплуатации добывающего фонда скважин, создание благоприятных и безопасных условий труда обслуживающему персоналу, сокращение издержек предприятия за счет снижения количества подземных ремонтов скважин, предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования.

Литература

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2003. 792 с.
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 588 с.
3. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004.
4. И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхада и др. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.

Improving the efficiency of oilfield equipment

Author

Lenar M. Akhmetzyanov — head of oilfield equipment maintenance department — chief mechanic; akhmetzyanovlm@tatneft.ru

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

Abstract

PJSC "Tatneft" implements 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 in the framework of the designated program. This article discusses technical solutions aimed at optimizing production processes in the field of exploitation of oilfield equipment. In the process of a mechanized method of oil production by sucker-rod pumping units, there are a number of technical problems that have a serious impact on the efficiency of operation of the production stock of wells and, in general, on the volume of oil production. Such

problems should include:

1) the imperfection of the existing valve designs for bleeding gases from the annular space of oil wells through tubing to the wellhead fittings, 2) the lack of the possibility of technological studies to measure the degree of congestion of SHGN ground drives equipped with a rotator, 3) intensive wear of stuffing boxes due to damage to the working surface polished stock.

Keywords

elevator valve, tubing coupling, pipe holder, ShGN actuator, clamp, stemmer, traverse, rope suspension, wellhead rod, load sensor, rod rotator screw

Results

Cost optimization in the operation of onshore oilfield equipment has been achieved.

Conclusions

The implementation of a set of measures for the implementation of the above technical solutions provides, on the whole, an increase in the efficiency of production processes during the operation of the producing well stock, creation of favorable and safe working conditions for service personnel, reduction of enterprise costs by reducing the number of underground well repairs, and prevention of oilfield equipment failure.

References

1. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S. and oth. *Oborudovanie dlya dobychi nefi i gaza* [Equipment for oil and gas production]. Moscow: State Unitary Enterprise "Oil and Gas", 2003, 792 p.
2. Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefi i gaza*

[Machines and equipment for oil and gas production]. Moscow: Alliance, 2010, 588 p.

3. Borisov Yu.S. *Organizatsiya remonta i tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya* [Organization of repair and maintenance of equipment]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004.

4. I.Yu. Bykov, V.N. Ivanovskiy, N.D. Tskhadaya and oth. *Ekspluatatsiya i remont mashin i oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Operation and repair of machinery and equipment for oil and gas fields: a textbook for universities]. Moscow: TsentrLitNefteGas, 2012, 371 p.