

Оптимизация затрат при эксплуатации наземного оборудования

Р.С. Гарифуллин
главный механик
garifullinrs@tatneft.ru

Л.М. Ахметзянов
ведущий инженер ОГМ
ahmetzyanovlm@tatneft.ru

И.Н. Гарипов
ведущий инженер ОГМ
an_ogm@tatneft.ru

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

В связи с ухудшением финансово-экономического положения, связанного с падением цен на экспорт нефти, компанией «Татнефть» поставлена задача по оптимизации производственных затрат и сокращению собственных издержек. Одним из направлений по снижению затрат является эксплуатация наземного нефтепромыслового оборудования.

Ветрозащитное устройство

В НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируются 244 цепных привода ШГН типа ПЦ-80-6-1/4, предназначенные для приведения в действие скважинного штангового насоса и обеспечения при этом благоприятного режима движения штанг (с равномерной скоростью на большей части хода) [1].

Передача возвратно-поступательных движений на цепных приводах от противовеса к колонне насосных штанг осуществляется посредством гибкого звена — грузовой ленты (рис. 1).

Один конец ленты 3 соединен с подвеской устьевого штока, второй закреплен на уравновешивающем грузе 2. При этом лента огибает барабан 1.

Порядка 45 цепных приводов в «Альметьевнефть» работают в условиях большой парусности при порывистых ветрах, что создает определенные проблемы. Под воздействием ветра лента раскачивается, смещается, и в результате этого происходит её истирание с последующим обрывом и, следовательно, деформации полированного штока. Это чревато остановкой оборудования, дополнительными временными и материальными затратами на ремонт оборудования, что влечет за собой недоборы нефти.

Для решения данной проблемы разработано ветрозащитное устройство цепного привода (рис. 2), включающее в себя переднюю стенку 1 экрана и две боковины 2. Экран выполнен на основе каркасной конструкции, к которой присоединена ветрозащитная оболочка 4. Каркасная конструкция, в дальнейшем каркас, содержит продольные 3 и поперечные 5 элементы каркаса. Оболочка 4 выполнена из листовой стали. А каркас — из профилированной стали. Оболочка и каркас соединены друг с другом с помощью сварки.

К поперечным элементам 5 каркаса боковин 2 экрана жестко присоединены быстрозажимные струбцины 6 в количестве 8 штук с помощью сварки. Струбцины крепятся

одной из боковых частей своей рамы к поперечинам 5 каркаса боковин, в месте, наиболее удаленном от передней стенки 1.

Используемые струбцины представляют собой фиксирующий инструмент, имеющий С-образную раму и винт, несущим одну прижимную губку, а рама — вторую, которая является неподвижной, при этом винт выполнен с возможностью прижатия своей губки к неподвижной губке на раме.

Экран, в свою очередь, крепится к корпусу цепного привода, а именно, к поперечинам, упрочняющим конструкцию корпуса цепного привода посредством струбцин, которые зажимают поперечину между своими губками.

Внедрение ветрозащитных экранов на цепных приводах позволило решить проблему эксплуатации оборудования при порывистых ветрах, и исключить при этом вероятность колебания ленты. Данная разработка проста в изготовлении и монтаже (без вмешательства в заводскую конструкцию цепного привода), не требует обслуживания в процессе работы.

Устройство для выправки полированного штока

Эксплуатация скважин с АСПО и ВНЭ сопровождается подклиниванием и зависанием колонны насосных штанг по причине заедания плунжера в цилиндре насоса, что зачастую приводит к деформации устьевого полированного штока [1, 2].

Последствия деформированного полированного штока:

- невозможность эксплуатации скважины;
- некорректная информация нагрузок на головку балансира НП ШГН;
- транспортные и материальные затраты на замену полированного штока;
- длительный простой скважины, потери нефти.

Для решения данных проблем разработано устройство для выправки полированного штока (рис. 3).

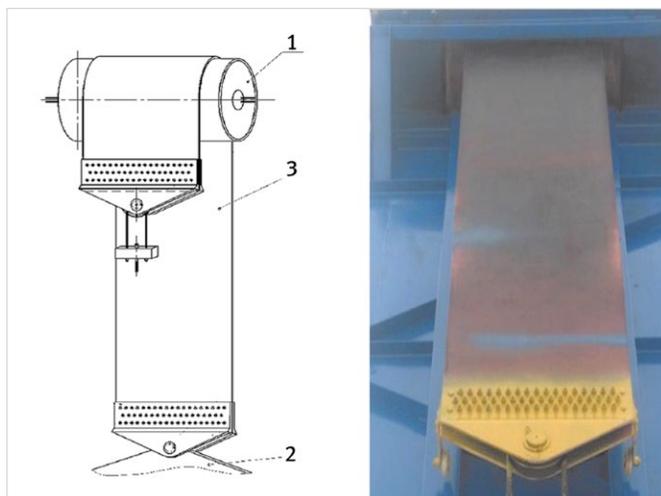


Рис. 1 — Грузовая лента

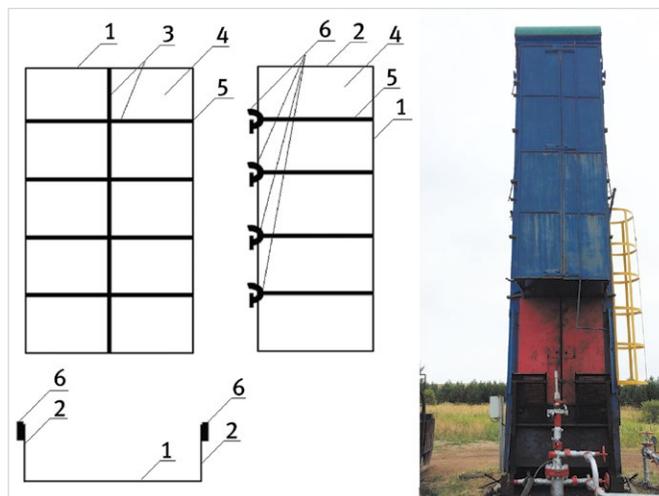


Рис. 2 — Ветрозащитное устройство

В частности, решение следующих проблем:

- 1) частые отказы цепных приводов штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ) по причине парусности грузовой ленты;**
- 2) деформация полированных штоков;**
- 3) подклинивание колонны штанг по причине образования парафина и добычи густой эмульсии;**
- 4) интенсивный износ сальниковых уплотнений по причине нарушения центровки наземного привода.**

Ключевые слова

привод цепной, ветрозащитное устройство, привод ШГН, устьевого штока, сальник СУСГ, заливка реагента

Конструкция устройства содержит корпус 1 и установленные на ней подвижный 4 и неподвижные 5 упоры для полированного штока, силовой механизм 3, связанный с подвижным упором 4. Силовой механизм 3 выполнен в виде пары винт-гайка 2, корпус 1 выполнен в виде усиленной ребрами жесткости трапециевидальной рамы с гайкой силового механизма 3. Подвижный упор 4 соединен с возможностью вращения с торцом винта 4, который выполнен с возможностью продольного перемещения с вращением в гайке перпендикулярно противоположного основания рамы. Корпус 1 соединен с неподвижными упорами 5 и гайкой 3 жестко сваркой. Для удобства переноса устройства имеется специальная ручка 6.

Внедрение устройства для выправки полированного штока позволило сократить затраты на замену полированного штока, транспортных, трудовых затрат, снизить уровень недоборов нефти, а также исключить потери времени персонала.

Устройство для заливки реагента

Подклинивание колонны насосных штанг по причине образования АСПО и добычи густой эмульсии напрямую влияет на исправную работу наземного привода штангового глубинного насоса. На фонде скважин с осложненной добычей нефти, где такая проблема возникает периодически, устанавливается насосно-дозаторная установка с емкостью необходимого объема для подачи реагента [1].

Но есть периодический фонд скважин, где такая проблема возникает редко и проблемы, связанные с эксплуатацией глубинного оборудования, решаются после разовой заливки реагента в необходимом объеме. Монтаж насосно-дозаторной установки в данном случае не целесообразен. На сегодняшний день существует два способа заливки реагента в затрубное пространство оператором добычи нефти и газа:

Способ I — ручной.

1. Остановка привода ШГН.
2. Стравливание газа с затрубного пространства в линию.
3. Заливка реагента через затрубный вентиль.
4. Пуск привода ШГН в работу.

Данный способ заливки имеет следующие недостатки:

- необходимость остановки привода ШГН;
- необходимость стравливание газа с затрубного пространства;
- нарушение требований промышленной безопасности и охраны труда.

Способ II. При помощи насоса гидравлического с ручным приводом, для которого так же, как и при способе I, необходимо проделать те же операции. Этот способ заливки имеет все те же недостатки, а также данный насос заводом-изготовителем предназначен для прокачки масла.

Для решения вышеперечисленных проблем разработано устройство для заливки реагента (рис. 4).

Для решения вышеперечисленных проблем разработано устройство для заливки реагента (рис. 4).

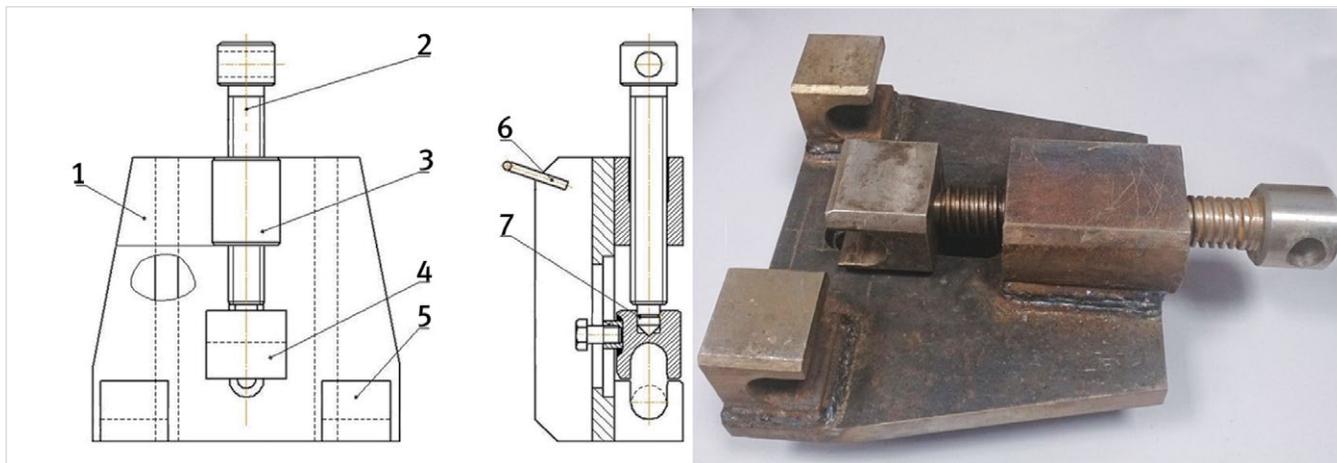


Рис. 3 — Устройство для выправки полированного штока

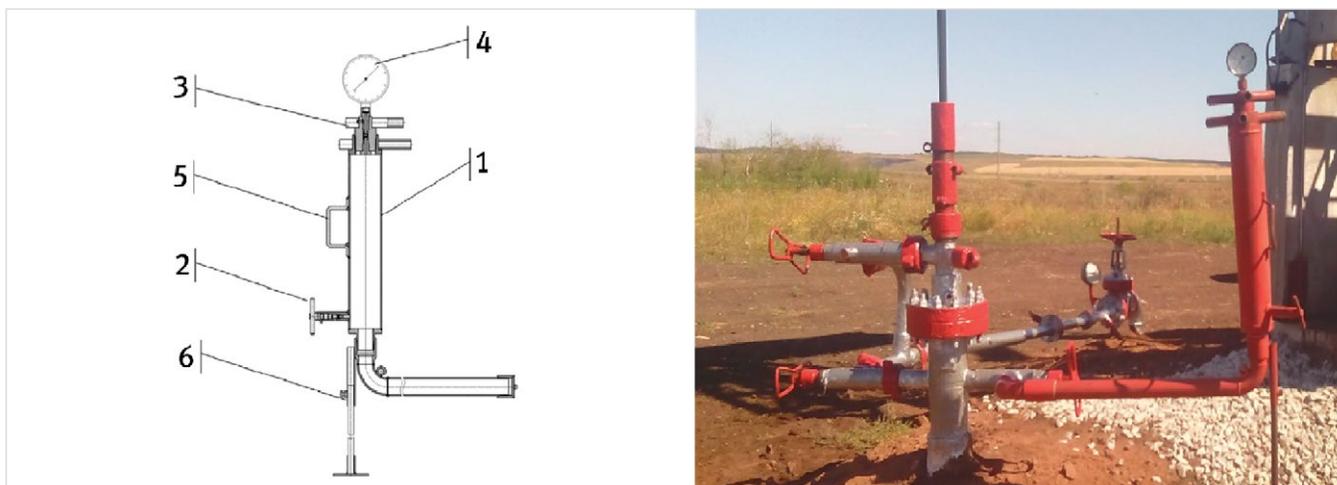


Рис. 4 — Устройство для заливки реагента

Емкость 1 с ручкой 5 устанавливают на опоре 6 и соединяют с устьевой арматурой посредством переходника.

Реагент заливают в емкость 1 через верхнее наливное отверстие при закрытом вентиле затрубного пространства устьевой арматуры. После наполнения емкости 1 закрывают крышку, открывают вентиль затрубного пространства и реагент самотеком заливается в затрубное пространство через сливное отверстие. После заливки вентиль затрубного пространства переводится в положение

«закрыто», далее открывается вентиль 2 для стравливания остаточного давления после заливки и стравливается остаточное давление с емкости 1. В итоге достигается разовая заливка реагента.

Реагент заливают дозировано по 5 л за 1 цикл.

Давление в емкости контролируют при помощи манометра 4, установленного на крышке устройства, с помощью вентилей 3, для удобства оперативного контроля давления в емкости 1.

Заявляемое устройство также обеспечивает повышение безопасности, надежности и эффективности заливки реагента в затрубное пространство скважины.

Внедрение устройства для заливки реагента позволило сократить эксплуатационные затраты, снизить вероятности подклинивания и зависания колонны насосных штанг, и обеспечить соответствие требованиям промышленной безопасности и охраны труда.

Усовершенствованная конструкция сальника устьевого

В НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируются 1976 добывающих скважин штангового глубинного насоса (ШГН). Все скважины оснащены устьевыми сальниками СУС-2А-73-31, которые предназначены для установки на арматуру ШГН для уплотнения и герметизации полированного штока с целью предотвращения утечек нефти и газа в окружающую среду при возвратно-поступательном движении полированного штока, а также для проведения опрессовки НКТ и прямых промывок без разбора манифольда [3, 4].

Одной из причин внутрисуточного простоя скважин является замена сальников СУСГ. Пропуски сальникового устройства ведут к существенным потерям нефти, которые из года в год растут (рис. 5).

Для определения причин частых замен сальниковых манжет проведены камеральные и полевые исследования (рис. 6).

Были отобраны 268 наиболее проблемные скважины. Проведенные исследования показали, что основную долю частого износа сальников СУСГ составляют отсутствие центровки между полированным штоком и СУСГ (268 скважин, 60%) и неудовлетворительное состояние полированного штока (125 скважин, 27,8%).

Отсутствие центровки способствует неравномерному износу сальниковой набивки, что значительно сокращает срок службы сальников. Кроме этого, замена сальниковой набивки превращается в трудоемкую операцию. Иногда требуется участие двух операторов по добыче нефти. Помимо инструментальной проверки наличия центровки, показательным является осмотр износа сальников. Наличие овального износа свидетельствует об отсутствии центровки. Полированного штока в неудовлетворительном состоянии совместно с отсутствием соосности ПШ и СУСГ приводит к быстрому износу сальников СУСГ [4].



Рис. 5 — Динамика недоборов нефти по причине замены сальников в период с 2010 по 2015 гг.

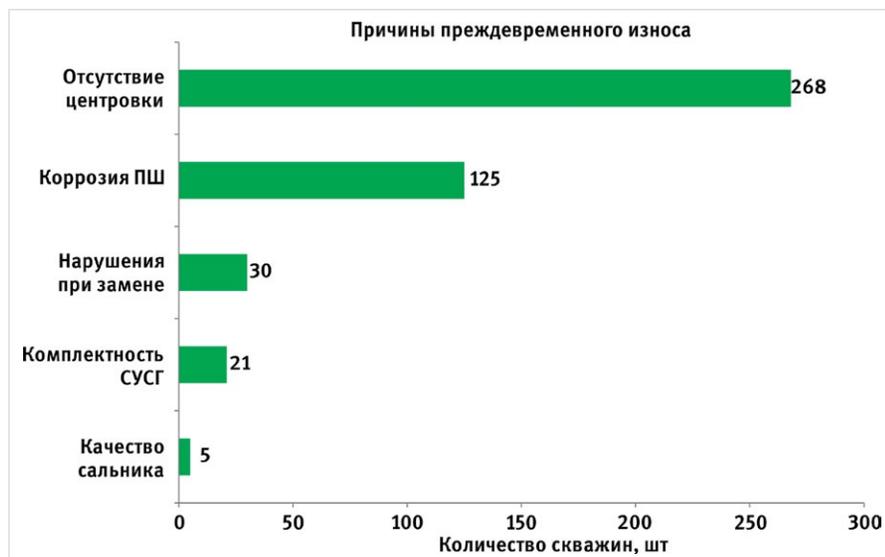


Рис. 6 — Причины преждевременного износа сальниковых уплотнений

№ п/п	Наименование разработки	Результаты применения	Экономический эффект в год, тыс.р.
1	Ветрозащитный экран	Сокращения затрат на ремонт цепного привода, замену полированного штока. Снижение уровня недоборов нефти	993
2	Устройство для выправки полированного штока	Сокращения транспортных затрат Снижение трудозатрат Снижение уровня недоборов нефти	804
3	Устройство для заливки реагента	Сокращения эксплуатационных затрат Снижение вероятности подклинивания и зависания колонны насосных штанг Соответствие требованиям промышленной безопасности и охраны труда	1378
4	Усовершенствованная конструкция СУСГ	Снижение отказов сальниковых уплотнений; Снижение уровня недоборов нефти; Снижение транспортных затрат; Снижение затрат на обслуживание оператором по добыче нефти	1000

Таб. 1 — Результаты применения технических разработок

Необходимо отметить, что на существующих устьевых сальниках с помощью самоустанавливающейся головки находится соосность между полированным штоком и СУСГ. Однако, как показали полевые исследования, не на всех скважинах проводятся центровки соосности полированного штока с СУСГ. Необходимо отметить, что самоустанавливающаяся головка не на всех скважинах позволяет отцентровать ПШ с СУСГ.

Преждевременный износ сальниковых уплотнений приводит к:

- росту уровня недоборов нефти;
- увеличению затрат на обслуживание оператором по добыче нефти;
- транспортным затратам;
- затратам на приобретение сальниковых манжет;
- затратам на устранение последствий выхода из строя сальниковых уплотнений.

Для решения данных проблем разработана усовершенствованная конструкция устьевого сальника СУСГ. Суть модернизации заключается в растачивании узла тройника (рис. 7), благодаря чему увеличивается угол наклона (смещения) СУСГ, что в свою очередь компенсирует нарушение центровки привода ШГН.

Внедрение усовершенствованной конструкции СУСГ позволило сократить количество отказов оборудования, уровень недоборов нефти, эксплуатационные затраты.

Результаты применения данных усовершенствований представлены в таб. 1.

Итоги

Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования.

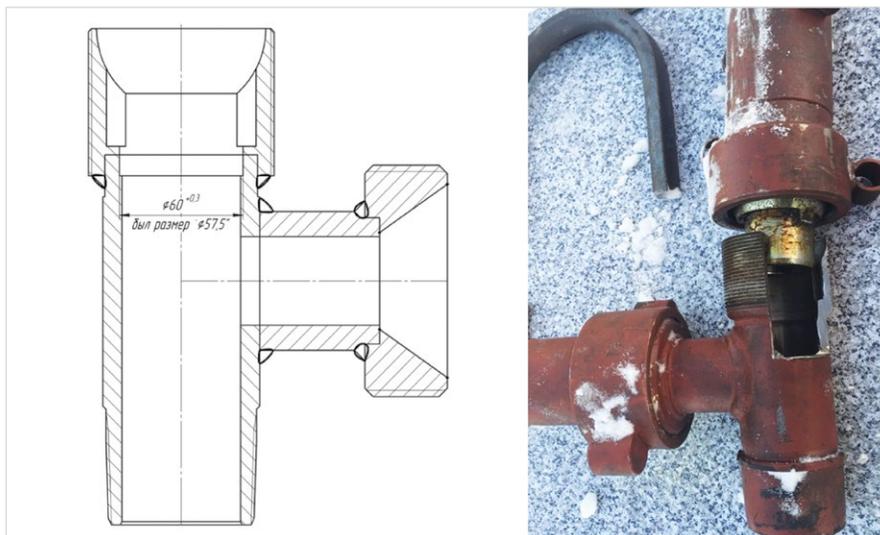


Рис. 7 — Модернизированный узел тройника

Выводы

Реализация комплекса мероприятий по внедрению предложенных 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 предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования.

Список литературы

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для

добычи нефти и газа. Ч.2. М.: ГУП «Нефть и газ», 2003. 792 с.

2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. 2-е изд., испр. и доп. М.: Альянс, 2010. 588 с.

3. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. М.: РГУ, 2004.

4. Быков И.Ю., Ивановский В.Н., Цхадая Н.Д. и др. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.

An optimization the oilfield equipment operation's costs

UDC 622.276

Authors:

Ruslan S. Garifullin — chief mechanic; garifullins@tatneft.ru

Lenar M. Akhmetzyanov — lead engineer chief mechanic department; ahmetzyanovlm@tatneft.ru

Ilnar N. Garipov — lead engineer chief mechanic department; an_ogm@tatneft.ru

Oil and gas production department "Almetyevneft" PJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

Due to the deteriorating economic and financial situation associated with "Tatneft" fall in oil export prices now tasked to optimize production costs and reduce their costs. One of the ways to reduce costs is the exploitation of land oil field equipment Especially problems classified as:

- 1) frequent failures chain drive of downhole sucker rod pumping units (SHSNU) due to sail cargo tape;
- 2) deformation of polished rods;

- 3) shimming rod string due to the formation and production dense wax emulsion;
- 4) packing intensive wear due to the violation ground centering drive.

Results

Reached cost optimization in the operation of ground-based oilfield equipment.

Conclusions

Implementation of a complex of measures for implementation of the proposed technical

solutions provides the overall efficiency of production processes in the operation of the mining wells, creating favorable and safe working conditions for maintenance personnel, reducing enterprise costs by preventing failure of oilfield equipment.

Keywords

the drive chain, windshield device, the drive SRP, piston rod, oil seal wellhead, chemical reagent downloading

References

1. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S. and oth. *Oborudovanie dlya dobychi nefi i gaza* [The equipment for oil and gas production]. Part 2, Moscow: GUP "Neft' i gaz", 2003, 792 p.
2. Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovanie*

dlya dobychi nefi i gaza [Machines and equipment for oil and gas production]. 2nd ed. and ext. Moscow: Alliance, 2010, 588 p.

3. Borisov Yu.S. *Organizatsiya remonta i tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya* [Organization of repair and maintenance of equipment] Moscow: RGU, 2004.

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