

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276:658.58(476)

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЕВОГО ПОЛИРОВАННОГО ШТОКА УСТАНОВКИ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

В. С. ГОРБАЧЕНКО

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
БелНИПИнефть, г. Гомель*

Рассмотрены проблемы процесса герметизации устьевого полированного штока установки штангового глубинного насоса. Предложена новая конструкция герметизатора полированного штока. Проведены расчеты по основным узлам герметизатора. Показаны положительные результаты испытаний герметизаторов на скважинах НГДУ «Речицанефть». Промысловые испытания разработанного герметизатора показали, что срок эксплуатации одного пакета сальниковых уплотнителей в среднем увеличивается более чем в шесть раз.

Ключевые слова: устройство герметизации полированного штока, установка штангового глубинного насоса.

DEVELOPMENT OF SEALING DEVICE WELLHEAD POLISHED ROD SUCKER ROD DOWNHOLE PUMP

V. S. GORBACHENKO

Production Association Belarusneft, BelNIPIneft, Gomel

The author presents the problems of sealing process of wellhead polished rod of sucker-rod depth pump installation. New design of polished rod sealant is proposed. Calculations were made for the main components of the sealant. The author shows the positive results of tests of sealants at wells of NGDU Rechitsanefit. Field tests of the developed sealant showed that the life of one pack of gland sealants on average increases by more than six times.

Keywords: device for sealing polished rod, installation of sucker-rod depth pump.

Введение

В процессе добычи нефти с использованием установок штанговых глубинных насосов возникает осложнение, вызванное проявлением утечек нефти и газа по уплотняющей полированный шток части устьевого оборудования. Данное осложнение в первую очередь обусловлено появлением в процессе работы установки штангового глубинного насоса (УШГН) некоторого зазора между полированным штоком и боковой стенкой внутреннего отверстия сальникового уплотнителя. Таким образом при поднятии колонны насосных штанг и, соответственно, росте буферного давления через образовавшееся незначительное отверстие начинает поступать добываемая скважинная продукция.

В случае появления зазора между полированным штоком и пакетом сальников устьевого герметизатора можно выделить следующие отрицательные факторы (рис. 1):

- 1) остановка скважинного насосного оборудования для замены набивки сальниковых уплотнителей;
- 2) утечки нефти и газа;
- 3) загрязнение окружающей среды;

4) снижение качества покраски (увеличение скорости наружной коррозии устьевого арматуры), нанесенной на поверхность устьевого оборудования.

Вышеперечисленные факторы подчеркивают актуальность направления по повышению качества герметизации полированного штока.



Рис. 1. Утечки нефти при износе уплотнительных сальников устьевого герметизатора

Цель работы – увеличение качественных и количественных показателей в процессе герметизации полированного штока установки штангового глубинного насоса.

Основная часть

В НГДУ «Речицанефть» в качестве устройства для герметизации полированного штока применяется сальник устьевого с самоустанавливающейся головкой (рис. 2), который представлен винтом 1, гайкой 2, контргайками 3 и 5, компенсатором радиальным 6, корпусами 7 и 8, тройником 9, компенсатором угловым 10, шайбами 11 и 12, втулками 13 и 14, шпильками 15, прокладками 16 и 20, ниппелем 17, пакетами сальниковых набивок 18 и 19, кольцом 21, превентором малогабаритным 22, пробкой 23, крышками 24.

При износе пакета сальников наблюдаются утечки скважинной жидкости, поэтому выполняется поджатие пакета сальников 18 и 19 путем закручивания винта 1 и корпуса 7 соответственно. При поджатии винта 1 и корпуса 7 происходит попереочное сжатие пакета сальниковых набивок, что приводит к некоторому объемному перераспределению сальников в закрытых корпусах 7 и 8 соответственно. Эти мероприятия позволяют на некоторое время увеличить срок службы сальниковой набивки. Однако процесс герметизации полированного штока пакетом сальниковых уплотнителей ограничен физическими свойствами (модулем сдвига G и модулем Юнга E) техпластины (2Н-II-ТМКЩ-С ГОСТ 7338–90), которая применяется в качестве материала для изготовления сальников.

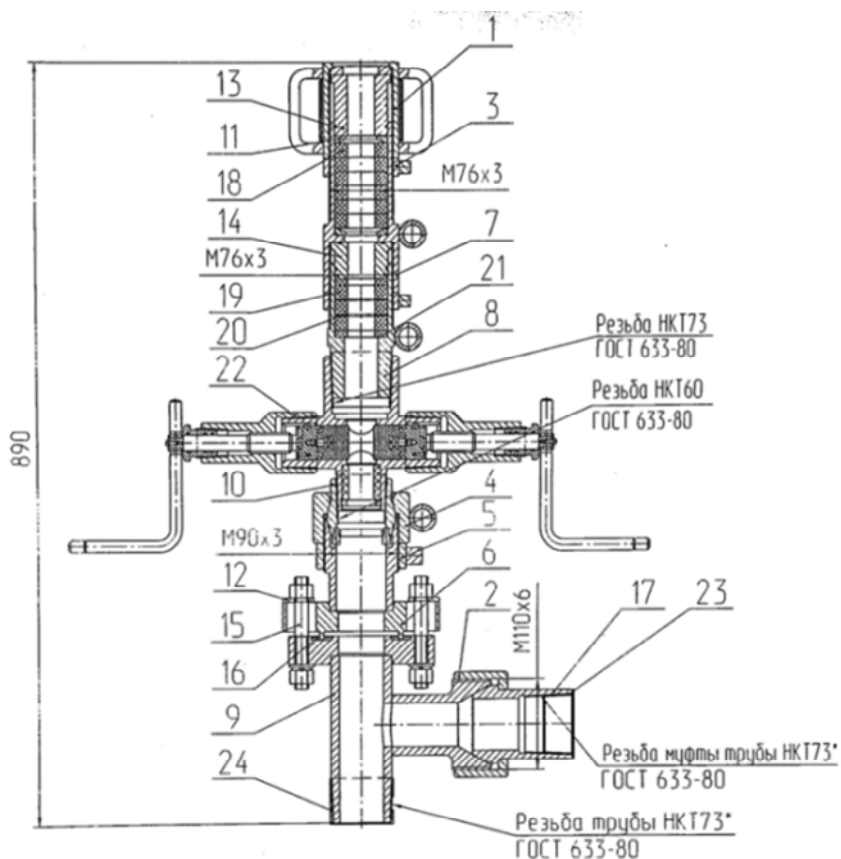


Рис. 2. Сальник устьевой с самоустанавливающейся головкой:

- 1 – винт; 2 – гайка; 3, 5 – контргайки; 4 – быстроразъемное соединение;
 6 – компенсатор радиальный; 7, 8 – корпуса; 9 – тройник; 10 – компенсатор угловой;
 11, 12 – шайба; 13, 14 – втулки; 15 – шпильки; 16, 20 – прокладки; 17 – ниппель;
 18, 19 – пакеты сальниковых набивок; 21 – кольцо; 22 – превентор малогабаритный;
 23 – пробка; 24 – крышки

Анализируя опыт эксплуатации различных конструкций устьевых герметизаторов [1]–[8], в том числе и вышерассматриваемого сальника устьевого с самоустанавливающейся головкой (СУСГ), была предложена и разработана следующая конструкция для герметизации полированного штока (рис. 3).

Разработанное устройство для герметизации полированного штока ШГН (УГПШ) состоит из корпуса 1 (соединяется с малогабаритным превентором) уплотнительной части (УП) 2, упорной части 3, винта регулировочного 4, гайки зажимной 5, гайки упорной 6, сальников 7, гаек 8 для передачи крутящего при завинчивании/отвинчивании винта 4, уплотнительного кольца 9.

Отличительная особенность разработанного УГПШ от СУСГ заключается в том, что при поджатии пакета сальниковой набивки происходит как поперечное, так и продольное сжатие сальников. Продольное сжатие сальниковой набивки выполняется за счет конструктивной особенности УГПШ, а именно наличия конического участка УЧ 2.

При износе пакета сальниковой набивки 7 в корпусе 1 УГПШ выполняется поджатие сальников. Для этого необходимо выкрутить на несколько оборотов винт 4 из УЧ, затем на несколько оборотов закрутить гайку зажимную 5. При зажатии гайки 5 происходит продвижение конической УЧ 2 внутрь корпуса УГПШ, что приводит к обжатию сальниковой набивки с боковой стороны.

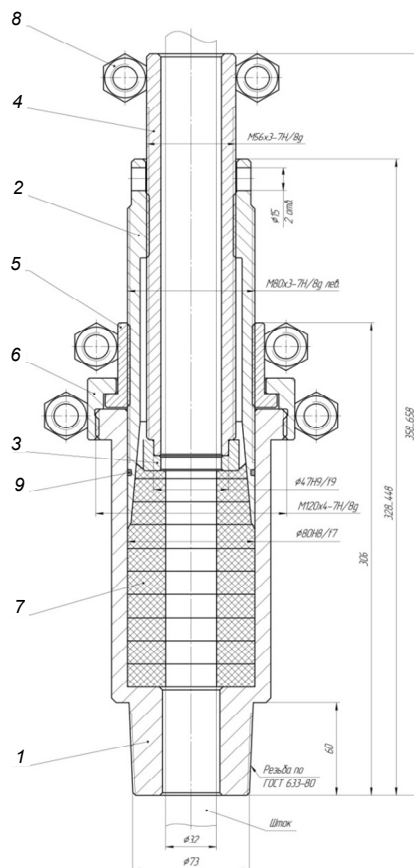


Рис. 3. Устройство для герметизации полированного штока:
 1 – корпус; 2 – уплотнительная часть (находится в крайнем верхнем положении);
 3 – упорная часть; 4 – винт регулировочный; 5 – гайка зажимная; 6 – гайка упорная;
 7 – сальники; 8 – гайки; 9 – уплотнительное кольцо

Таким образом, ввиду создания дополнительного продольного сжатия сальниковой набивки увеличивается срок службы одного пакета сальниковой набивки.

Для определения конструктивных параметров основных узлов УГПШ (объем корпуса, угол конического участка УЧ, конфигурация зажимного элемента и УЧ) были проведены расчеты и испытания на скважинах НГДУ «Речицанефть».

Определение необходимого количества сальниковых уплотнителей

Поскольку при подъеме полированного штока на пакет сальниковой набивки действуют сила трения и сила давления добываемой газожидкостной смеси, то наибольшая сила воздействия на пакет сальниковой набивки будет возникать в процессе подъема колонны насосных штанг. Следовательно, для определения наименьшего количества сальниковых уплотнителей необходимо рассмотреть условие работы УШГН, при котором полированный шток направляется из нижнего положения в крайнее верхнее. Таким образом:

$$\mu_{\text{ск}} N + F_{\text{д}} = \tau S, \quad (1)$$

где $\mu_{\text{ск}}$ – коэффициент трения скольжения между пакетом сальниковых уплотнителей и полированным штоком ($\mu_{\text{ск}} = 0,4 \div 0,6$); N – сила нормального давления на пакет сальниковых уплотнителей; $F_{\text{д}}$ – сила давления со стороны среды в буферном пространстве; τ – касательное напряжение; S – площадь участка, на который воздействует среда.

В полученной формуле (1) не учитываются инерционные силы, так как рассматривается система «пакет сальниковых уплотнителей – добываемая жидкость». Следовательно, минимальное количество сальниковых уплотнителей из преобразованной формулы (1) можно определить по формуле

$$m = \frac{P(d_{\text{cp}}^2 - d_{\text{в}}^2)}{d_{\text{cp}} h_c (G\gamma - \mu_{\text{ск}} E\varepsilon)} \xi, \quad (2)$$

где m – количество сальников; P – буферное давление, создаваемое добываемой жидкостью; d_{cp} – диаметр, который соответствует расстоянию от оси полированного штока до участка возникновения нормального и касательного напряжений внутри сальниковых уплотнителей; $d_{\text{в}}$ – диаметр, равный расстоянию от оси полированного штока до внутренней стенки сальниковых уплотнителей; G – модуль сдвига; E – модуль Юнга; h_c – средняя высота сальникового уплотнителя; γ – угол сдвига; ε – относительное сжатие; ξ – поправочный коэффициент.

Из проведенных расчетов при условии, что сальниковая набивка выполнена из техпластины 2Н-II-ТМКЩ-С ГОСТ 7338–90, давление, создаваемое добываемой газожидкостной смесью, не более 40 атм, толщина сальникового уплотнителя 14–18 мм, наименьшее количество сальниковых уплотнителей должно находиться в пределах 5 шт.

Определение угла конуса уплотнительной части герметизатора

Условия для расчета конического участка УЧ:

1. Минимальное количество сальниковых уплотнителей в конической части – не менее 5 шт., т. е. длина конического участка должна быть не менее 70 мм;

2. Натяг x сальников на полированный шток не менее $1 \div 3$ мм.

Таким образом, угол конического участка α УЧ на основании выделенных условий можно определить по следующей формуле:

$$\alpha = \arcsin\left(\frac{s + (1 \div 3)}{l}\right), \quad (3)$$

где s – величина зазора между внутренней стенкой пакета сальниковой набивки и поверхностью полированного штока.

Из полученной формулы (3) следует, что угол на коническом участке уплотнительной части должен находиться в интервале от 4° до 5° (рис. 4).

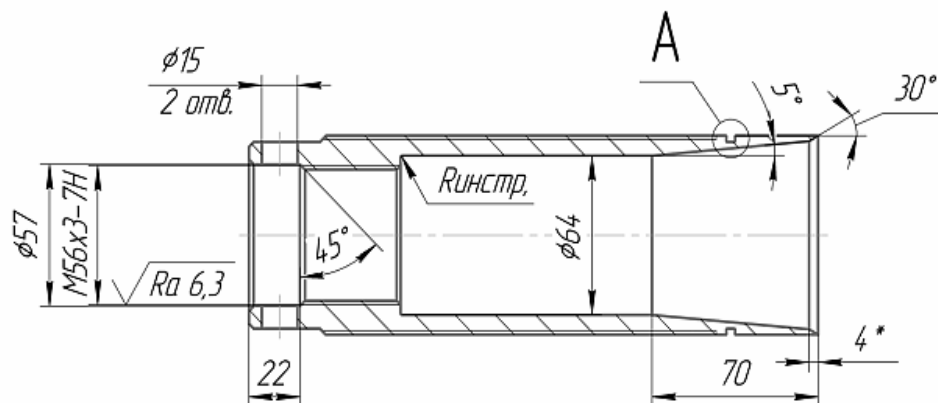


Рис. 4. Уплотнительная часть устройства для герметизации полированного штока

Определение конфигурации зажимного элемента и уплотнительной части

С целью снижения силы сопротивления при поджатии сальников в УГПШ была реализована система по принципу работы подшипников скольжения (рис. 5). При завинчивании гайки 5, которая удерживается упорной гайкой 6, происходит движение УЧ 2 во внутреннюю полость корпуса 1 (причем УЧ не вращается относительно оси полированного штока, так как между рабочей поверхностью УЧ и пакетом сальниковых уплотнителей существует значительная сила трения).

Для накопления отработанных сальников во внутренней полости УЧ (после конического участка) предусмотрен цилиндрический участок (камера).

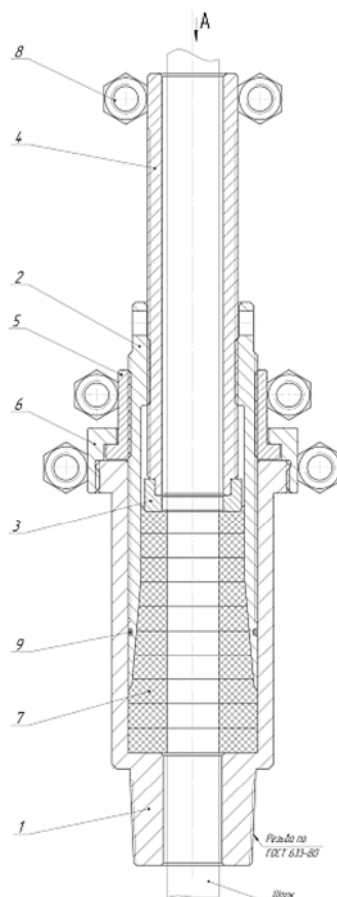


Рис. 5. Устройство для герметизации полированного штока:
 1 – корпус; 2 – уплотнительная часть; 3 – упорная часть;
 4 – винт регулировочный; 5 – гайка зажимная; 6 – гайка упорная;
 7 – сальники; 8 – гайки; 9 – уплотнительное кольцо

Расчет срока герметизации полированного штока одним комплектом сальниковых уплотнителей

После установки в корпус УГПШ сальниковых уплотнителей в количестве, равном количеству уплотнителей в СУСГ, опускается расширительная часть и закручивается регулировочный винт до упора. Тем самым создаются одинаковые с СУСГ условия эксплуатации сальниковых уплотнителей, т. е. время работы сальников без создания дополнительной деформации равно $t_{p.c}$. Итак, после того как скважина поработала определенный период времени $t_{p.c}$, начинают проявляться утечки добываемой газожидкостной смеси. С целью дальнейшей эксплуатации сальниковых уплотнителей выполняется закручивание расширительной части в корпус герметизатора,

что, в свою очередь, позволяет продлить срок работы установленных сальниковых уплотнителей на $t_{\text{р.с}}$ (при условии, что количество сальников в УЧ не менее 5 шт.). Следовательно, срок эксплуатации сальниковой набивки в УГПШ определяется длиной конического участка УЧ герметизатора (l) и длиной цилиндрического участка УЧ (L).

При закручивании расширительной части происходит смещение установленных сальниковых уплотнителей на величину $s = 1 \div 3$ мм, откуда следует:

$$\Delta l = \frac{s + (1 \div 3)}{\operatorname{tg} \alpha}. \quad (4)$$

Таким образом, полное время службы уплотнителей в УГПШ можно определить по следующей формуле:

$$T = t_{\text{р.с}} \cdot \operatorname{int} \left(\frac{l + L}{\Delta l} \right) + t_{\text{р.с}}. \quad (5)$$

Из формул (4) и (5) получаем полный срок эксплуатации:

$$T = t_{\text{р.с}} \left(\operatorname{int} \left(\frac{(l + L) \operatorname{tg} \alpha}{s + (1 \div 3)} \right) + 1 \right).$$

Следовательно, при $l + L = 200$ мм, $\alpha = 5^\circ$, $s = 3$ мм время эксплуатации одного пакета сальниковых уплотнителей можно увеличить не менее чем в 6 раз.

По данной разработке в 2018 г. в НГДУ «Речицанефть» было подано рационализаторское предложение по совершенствованию устройства для герметизации полированного штока УШГН, после чего были проведены опытно-промысловые испытания (ОПИ) на скважинах № 83 Давыдовского нефтяного месторождения (с 24.10.2019 г.), № 157 Ново-Давыдовского нефтяного месторождения (с 17.10.2019 г.) и № 136 Вишанского нефтяного месторождения (с 14.11.2019 г.).

В результате проведенных ОПИ было установлено:

1. Скважина № 83 Давыдовского нефтяного месторождения эксплуатируется НВ-44, $L = 3$ м, $N = 4$ об/мин, $Q = 16$ м³/сут, анализ проб: обводненность $52 \div 91$ %, удельный вес $1,176 \div 1,183$ г/см³. Период замены сальников до установки УГПШ в среднем составлял 6 суток, а после установки УГПШ составил 40 суток (*технологический эффект выше в 6,5 раза*).

2. Скважина № 157 Ново-Давыдовского нефтяного месторождения эксплуатируется НВ-32, $L = 3$ м, $N = 6,4$ об/мин, $Q = 17$ м³/сут, анализ проб: обводненность $83 \div 99$ %, удельный вес $1,2 \div 1,218$ г/см³. Период замены сальников до установки УГПШ составлял одни сутки, а после установки УГПШ составил 7 суток (*технологический эффект выше в 7 раз*). Скважина переведена в контрольный фонд с 05.05.2020 г.

3. Скважина № 136 Вишанского нефтяного месторождения эксплуатируется НВ-38, $L = 2,5$ м, $N = 6,4$ об/мин, $Q = 13$ м³/сут, анализ проб: обводненность $90 \div 95$ %, удельный вес $1,174 \div 1,186$ г/см³. Период замены сальников до установки УГПШ составлял 10 суток, а после установки УГПШ составил 55 суток (*технологический эффект выше в 5,5 раза*).

Таким образом, можно сделать вывод, что испытываемый УГПШ на скважинах ЦДНГ-3 НГДУ «Речицанефть» зарекомендовал себя с положительной стороны, показательно увеличил срок эксплуатации единичного комплекта сальниковых уплотнений при работе в высокообводненной и высокоминерализованной среде.

Заключение

Применение УГПШ позволило достичь следующих положительных результатов:

- 1) уменьшение объема производимых сальниковых уплотнителей для герметизации полированного штока УШГН;
- 2) снижение количества остановок УШГН с целью замены сальниковых уплотнителей, что, в свою очередь, определяет производительность фонда скважин;
- 3) уменьшение негативного воздействия на окружающую среду путем снижения выбросов в окружающую среду.

Литература

1. Горбаченко, В. С. Разработка устройства для герметизации полированного штока установки штангового глубинного насоса / В. С. Горбаченко // Современные проблемы машиноведения : материалы XIII Междунар. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. 125-летию со дня рождения П. О. Сухого), Гомель, 22 окт. 2020 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Филиал ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого» ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – С. 215–218.
2. Евстифеев, В. Г. К вопросу совершенствования устьевого арматуры скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинно-насосными установками / В. Г. Евстифеев // Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск : Альметьев. гос. нефтяной ин-т, 2016. – Т. 2. – С. 341–344.
3. Сальник устьевого / ООО «Элкам». – Пермь, 2021. – Режим доступа: [https://elkam.ru/kompleksnyie-postavki/ustanovka-skvazhinnogo-shtangovogo-nasos\(usshn\)/ustevoe-oborudovanie/salnik-ustevoj/](https://elkam.ru/kompleksnyie-postavki/ustanovka-skvazhinnogo-shtangovogo-nasos(usshn)/ustevoe-oborudovanie/salnik-ustevoj/). – Дата доступа: 16.04.2021.
4. Сальник устьевого / ООО «Прима сервис». – М., 2021. – Режим доступа: <http://torcvoe-uplotnenie.ru/products/14071344/>. – Дата доступа: 16.04.2021.
5. Филькин, П. В. Усовершенствованная конструкция СУСГ для использования на скважинах с высокой обводненностью продукции / П. В. Филькин, А. А. Нургалиев, С. Т. Фатхулин // Промышл. и эколог. безопасность, охрана труда. – 2014. – № 7. – С. 60–62.
6. Булгаков, Р. Ф. Совершенствование герметизации устья скважин, оборудованных штанговыми насосами / Р. Ф. Булгаков, Ю. Г. Матвеев, М. С. Габдрахимов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – С. 420–427.
7. Устьевого самоуплотняющийся сальник штанговой насосной установки : пат. 2339787 Рос. Федерация / Султанов Б. З., Галимуллин М. Л., Булгаков Р. Ф. ; опубл. 27.11.2008, Бюл. 2008 № 33.
8. Продан, В. Д. Герметичность разъемных соединений оборудования, эксплуатируемого под давлением рабочей среды : учеб. пособие / В. Д. Продан. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012. – 280 с.

Получено 26.04.2020 г.