ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТВОРОТОВ ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВООТВОРОТНОЙ ГИБКОЙ МУФТЫ И НАНЕСЕНИЯ АНАЭРОБНОГО ГЕРМЕТИКА В ООО «БАШНЕФТЬ-ДОБЫЧА»

PREVENTING THE ROD STRING REVERSE BY APPLYING FLEXIBLE COUPLING GROUP AND ANAEROBIC HERMETICAL MATERIALS IN BASHNEFT-PRODUCTION Ltd

Р. Р. Ибрагимов
Rustam R. Ibragimov

ООО «Башнефть-Добыча»,
г. Уфа, Российская Федерация

Bashneft-Production Ltd,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время в число основных целей в области нефтегазодобычи входят сокращение затрат и снижение потерь добычи за счет повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин. На месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» эксплуатация добывающих нефтяных скважин осуществляется преимущественно с помощью штанговых скважинных насосных установок, в связи с чем повышение эффективности данного способа добычи нефти составляет приоритетную задачу. В предлагаемой Вашему вниманию статье обсуждается анализ отказов фонда скважин по причине отворота штанговой колонны и основные причины отворотов, а также разработанные и внедренные мероприятия по сокращению числа отказов по причине отворота штанговой колонны.

Currently, the main goals in the field of oil and gas production include cost reduction and reduction of production losses due to increased efficiency of operation of the mechanized well stock. At the fields of Bashneft-Production Ltd, the production of oil wells is operated mainly by means of sucker-rod well pumping units, therefore, increasing the efficiency of this method of oil production is a priority task. The proposed article discusses the analysis of well stock failures due to the top of the rod string and the main causes of the cuffs, as well as measures developed and implemented to reduce the number of failures due to the top of the column string.

На сегодняшний день в ООО «Башнефть-Добыча» фонд скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ), составляет 77 % от общего механизированного фонда скважин. При этом при помощи данного способа добывается 54 % всей нефти. Структура действующего фонда скважин Общества приведена на рисунке 1 [1]. УШГН — установка штангового глубинного насоса, УЭЦН — установка электроприводного центробежного насоса.

Ключевые слова

эксплуатация механизированного фонда, штанговая скважинная насосная установка, повышение наработки на отказ, штанговая колонна, отвороты штанговой колонны, противоотворотная гибкая муфта, анаэробный герметик

Key words

operation of a mechanized stock, rod pump unit, increase failure time, rod string, rod string reverse, flexible coupling group, anaerobic hermetical materials

Рисунок 1. Структура действующего фонда скважин ООО «Башнефть-Добыча»

Основные показатели фонда и причины отказов

По состоянию на декабрь 2018 года, средний межремонтный период (МРП) работы фонда скважин, оборудованных ШСНУ, ООО «Башнефть-Добыча» составлял 1118 сут, средняя наработка на отказ (СНО) — 813 сут. Динамика основных показателей эксплуатации механизированного фонда скважин приведена на рисунках 2 и 3.

Анализ динамики отказов основных узлов ШСНУ показал следующее: наибольшее

число отказов пришлось на узел «насос» — 2088 в 2017 году с СНО 931 сут. Узел «штанги» отказывал в 2017 году 976 раз, при этом в 2016 году данным отказам соответствовало самое низкое значение СНО — 402 сут. В 2017 году эта цифра выросла до 454 сут.

Основной причиной отказа штанговой колонны служит «обрыв штанг» — 758 отказов в 2017 году. По причине отворота штанговой колонны в 2017 году произошло 180 отказов с низким значением СНО — 303 сут (рисунки 4, 5).

Рисунок 2. Динамика межремонтного периода фонда ШСНУ

Рисунок 3. Динамика наработки на отказ фонда ШСНУ

Рисунок 4. Динамика причин отказов ШСНУ ООО «Башнефть-Добыча»

Рисунок 5. Динамика наработки на отказ по причинам отказов ШСНУ ООО «Башнефть-Добыча»

Технологии предотвращения отворотов

Проведенный анализ существующих технологий предотвращения отворотов штанговой колонны выявил существенные недостатки каждой из них. Так, применение штанговращателя приводит к возникновению напряжения от момента скручивания штанговой колонны. Штанги с шарнирным соединением не исключают деформации сжатия и изгиба, обладая лишь одной степенью свободы. Канатная насосная штанга отличается высокой стоимостью и требует привлечения дополнительных средств для проведения спуско-подъемных операций [2–5].

Проанализировав причины отворотов штанговых колонн и эффективность существующих технологий борьбы с отворотами, специалисты и руководство ООО «Башнефть-Добыча» приняли решение о переходе на альтернативные и инновационные технологии без внесения изменений в конструкцию заводских насосных штанг и муфт.

Применение анаэробного клея-герметика

Одним из возможных способов решения проблемы отворотов штанговой колонны служит обеспечение момента трения в резьбовых соединениях, превышающего крутящий момент. Данное решение достигается увеличением момента трения за счет применения анаэробного клея-герметика на резьбовых соединениях штанговой колонны. При этом они надежно фиксируют, герметизируют и уплотняют резьбовые, фланцевые и цилиндрические соединения, микротрещины, сварные швы. Данные составы разработаны для предотвращения произвольного ослабления и разбалтывания резьбовых соединений.

В 2017 году были начаты опытно-промышленные испытания (ОПИ) клея-герметика на

скважинах ООО «Башнефть-Добыча», эксплуатируемых ШСНУ. ОПИ были проведены на двух скважинах НГДУ «Ишимбайнефть», отказавших по причине отворота штанговой колонны.

До внедрения на скважине № 1 Аскаровского месторождения за текущий год произошли два отказа по причине отворота штанговой колонны со средней наработкой на отказ 84 сут. На скважине № 2 Знаменского месторождения за текущий год произошли два отказа, в том числе один по причине отворота штанговой колонны с наработкой на отказ 199 сут.

Нанесение герметика на резьбовые соединения колонны насосных штанг проводилось силами бригады текущего ремонта скважин (ТРС) с помощью капельницы флакона при проведении работ по спуску штанговой колонны. Перед нанесением поверхность резьбы необходимо очистить и обезжирить бензином, толуолом или ацетоном. При нанесении необходимо максимально равномерно распределить герметик по всей поверхности резьбы. Время нанесения герметика на одно резьбовое соединение штанговой колонны составляет 2 мин. Полное отверждение в зазорах резьбового соединения наступает через 5 ч. Удаляется анаэробный герметик с резьбовых соединений с помощью металлической щетки.

С целью внедрения данной технологии были проведены испытания различных видов анаэробного герметика (рисунок 6). В результате данных испытаний установлено, что увеличение момента отвинчивания составляет 85 Нм.

В результате удалось увеличить наработку на отказ на 339 % по скважине № 1 и на 93 % — по скважине № 2. На момент подготовки данной статьи эффект от внедрения

Рисунок 6. Образцы герметиков

продолжался, обе скважины находились в работе. Основные показатели представлены в таблице 1.

Гибкая противоотворотная муфта

Актуальность применения гибкой муфты возрастает в участках ствола скважины с интенсивным набором кривизны. Гибкая противоотворотная муфта представляет собой укороченную канатную штангу длиной до 1,0 м (рисунок 7). Противоотворотная канат-

ная штанга состоит из короткого каната 1 закрытой конструкции длиной до 1,0 м, на концах которого расположены муфты, каждая из которых содержит корпус 2 с возможностью скольжения за счет втулки 3, которая жестко закреплена на конце каната 1 посредством клиновидных вкладышей 4, и переводник 5, соединенный с корпусом 2 посредством резьбового соединения. При помощи переводника 5 муфта соединяется со штангой 6 колонны.

Таблица 1. Показатели эксплуатации скважин программы ОПИ

Показатели	Скважина № 1	Скважина № 2
Насос	73-НВ1Б-38-32-20-2	73-НВ1Б-32-30-15-2
Глубина спуска, м	1615	1462
Длина хода/число качаний	2.5/2.7	2.5/2.7
Дата внедрения технологии	28.08.2017	11.08.2017
СНО до внедрения технологии	84 сут	199 сут
Текущая наработка на отказ	216 сут	233 сут
Динамический уровень, м	1410	967

Рисунок 7. Противоотворотная канатная штанга

Противоотворотная канатная штанга устанавливается в колонне насосных штанг в местах искривления ствола скважины или в прямолинейном участке. При возникновении крутящих и изгибающих нагрузок на колонну штанг канат принимает угол отклонения от вертикали, тем самым предотвращая изгиб колонны штанг, а также минимизирует значение крутящего момента за счет скольжения втулки 3 в корпусе 2 муфты. Проведены стендовые испытания канатной гибкой муфты на разрыв. Среднее разрывное усилие составило 18 т.

Включение гибкой муфты в компоновку штанговой колонны позволяет минимизировать крутящий момент, действующий на резьбовое соединение, а также обеспечивает уменьшение напряжений изгиба за счет возможности отклонения тела гибкой муфты от вертикали, предотвращающего отворот насосных штанг.

Штанговая колонна работает следующим образом. При ходе вверх по всей длине колонны действуют растягивающие нагрузки.

Максимальные нагрузки при ходе вверх уменьшаются за счет сокращения площади контакта колонны штанг и внутренних стенок НКТ. При ходе вниз противоотворотная канатная штанга минимизирует значение возникающего крутящего момента и уменьшает изгибающие нагрузки на колонну штанг за счет возможности отклонения от вертикали [6-10].

Технология применения гибкой муфты обладает рядом преимуществ, включая невысокую стоимость оборудования и проведение спускоподъемных операций при стандартной оснащенности бригад текущего и капитального ремонта скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ибрагимов Р.Р. Предотвращение отворотов штанговой колонны путем применения противоотворотной гибкой муфты и нанесения анаэробного состава // Сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. «Современные технологии в нефтегазовом деле — 2018». Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. Т. 1. С. 166–167.
2. Алиев Ш.А. Испытание канатных штанг на растяжение // Сб. тез. 69-й Междунар. молодежн. науч. конф. «Нефть и газ — 2015». М., 2015. Т. 2. С. 7.
3. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Алиев Ш.А., Третяков О.В., Мазеин И.И., Усенков А.В., Меркушев С.В., Красноборов Д.Н. Анализ вероятности безотказной работы скважинных насосных установок с канатной штангой на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 74–80.
4. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С., Патрушев С.Г., Качин Е.В., Попов С.В. Опыт эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра, ШСНУ с канатной штангой в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 3. С. 78–87.
5. Халимов Ф.Г., Зубаиров С.Г., Загорский В.К., Салихов И.А., Курамшин А.А. Анализ причин и профилактики отворотов насосных штанг и труб // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 6. С. 457–464. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Khalimov/Khalimov_1.pdf (дата обращения: 15.09.2018).
6. Кропачев А.В. Технология и оборудование для эксплуатации скважин с боковыми стволами с применением канатной штанги // Инженерная практика. 2017. Вып. 3. С. 34–37.
7. Шайдаков В.В., Пензин А.В., Антоненко А.А., Шайдаков Е.В., Габидуллин Ш.Р. Непрерывная штанговая колонна для скважинных глубинно-насосных установок // Нефть. Газ. Новации. 2011. Вып. 8. С. 41–46.
8. Шайдаков В.В., Пензин А.В., Антоненко А.А., Шайдаков Е.В., Чернова Е.В. Оценка перспектив совершенствования конструкции штанговой колонны // История науки и техники. 2011. Вып. 3. С. 34–39.
9. Пат. 2527275 РФ, МПК F 04 В 47/02, Е 21 В 17/00. Канатная насосная штанга / В.Н. Ивановский,

В настоящее время проходят стендовые испытания гибкой муфты и подготовка к ОПИ на фонде скважин ООО «Башнефть-Добыча».

Выводы

Применение герметика и установка гибкой муфты на участках интенсивного набора кривизны ствола скважины позволят предотвратить отказы по причине отворотов штанговой колонны, тем самым сократить внеплановые потери в добыче нефти и уменьшить производственные затраты за счет сокращения количества текущих ремонтов скважин.

А.А. Сабиров, А.В. Деговцов, С.С. Пекин. 2013128630/06, Заявлено 24.06.2013; Опубл. 27.08.2014. Бюл. 24. 10 с.

10. Пат. 109509 РФ, МПК F 04 В 47/00. Скважинная насосная установка для добычи нефти / В.В. Шайдаков, А.В. Пензин, А.А. Антоненко, Е.В. Шайдаков. Заявлено 20.04.2011; Опубл. 20.10.2011, Бюл. 29. 7 с.

REFERENCES

1. Ibragimov R.R. Predotvrashchenie otvorotov shtangovoi kolonny putem primeneniya protivootvorotnoi gibkoi mufty i naneseniya anaerobnogo sostava [Preventing The Cuffs of the Rod Column by Applying an Anti-Backing Flexible Coupling and Applying an Anaerobic Composition]. *Sbornik trudov mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele — 2018»* [Collection of Works of The International Scientific-Technical Conference «Modern Technologies in The Oil and Gas Business — 2018»]. Ufa, UGNTU Publ., 2018, Vol. 1, pp. 166–167. [in Russian].
2. Aliev Sh.A. Ispytanie kanatnykh shtang na rastyazhenie [Testing the Rope Rods for Tension]. *Tezisi 69-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii «Neft' i gaz — 2015»* [Abstracts of 69th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas — 2015»], Moscow, 2015, T. 2, 7 p. [in Russian].
3. Ivanovskii V.N., Degovtsov A.V., Sabirov A.A., Aliev Sh.A., Tret'yakov O.V., Mazein I.I., Usenkov A.V., Merkushev S.V., Krasnoborov D.N. Analiz veroyatnosti bezotkaznoi raboty skvazhinnykh nasosnykh ustanovok s kanatnoi shtangoi na mestorozhdeniyakh ООО «LUKOIL-PERM'» [Probability Analysis of Fault-Free Operation of Downhole Pumping Units with the Cable Rod at the Fields of LUKOIL-PERM LLC]. *Territoriya Neftegaz — Territory Neftegaz*, 2017, No. 7–8, pp. 74–80. [in Russian].
4. Ivanovskii V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Pekin S.S., Patrushev S.G., Kachin E.V., Popov S.V. Opyt ekspluatatsii skvazhin s bokovymi stvolami malogo diametra, ShSNU s kanatnoi shtangoi v ООО «LUKOIL PERM'» [Experience in The Operation of Wells with Side Holes of Small Diameter Pumping Units with The Cable Rod in LUKOIL-Perm LLC]. *Territoriya Neftegaz — Neftegaz Territory*, 2015, No. 3, pp. 78–87. [in Russian].
5. Khalimov F.G., Zubairov S.G., Zagorskii V.K., Salikhov I.A., Kuramshin A.A. Analiz prichin i profilaktika

otvorotov nasosnykh shtang i trub [Cause Analysis and Prevention of Sucker Rod and Tubing Back Off]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 6, pp. 457-464. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Khalimov/Khalimov_1.pdf. (accessed 15.09.2018). [in Russian].

6. Kropachev A.V. Tekhnologiya i oborudovanie dlya ekspluatatsii skvazhin s bokovymi stvolami s primeneniem kanatnoi shtangi [Technology and Equipment for The Operation of Wells with Side Trunks using a Rope Rod]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2017, Vol. 3, P. 34–37. [in Russian].

7. Shaidakov V.V., Penzin A.V., Antonenko A.A., Shaidakov E.V., Gabidullin Sh.R. Nepreryvnaya shtangovaya kolonna dlya skvazhinnykh glubinno-nasosnykh ustanovok [Continuous Rod String for Deep Well Pumping

Units]. *Neft'. Gaz. Novatsii – Neft. Gaz. Novatsii*, 2011, Vol. 8, pp. 41–46. [in Russian].

8. Shaidakov V.V., Penzin A.V., Antonenko A.A., Shaidakov E.V., Chernova E.V. Otsenka perspektiv sovershenstvovaniya konstruksii shtangovoi kolonny [Evaluation of Prospects for Improving the Design of the Rod Column]. *Istoriya nauki i tekhniki — History of Science and Engineering*, 2011, Vol. 3, pp. 34–39. [in Russian].

9. Ivanovskii V.N., Sabirov A.A., Degovtsev A.V., Pekin S.S. Kanatnaya nasosnaya shtanga [Rope-Type Sucker Rod]. Patent RF, No. 2527275, 2014. [in Russian].

10. Shaidakov V.V., Penzin A.V., Antonenko A.A., Shaidakov E.V. Skvazhinnaya nasosnaya ustanovka dlya dobychi nefi [The Downhole Pump Assembly for Oil]. Patent RF, No. 109509, 2011. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

Ибрагимов Рустэм Радикович, ООО «Башнефть-Добыча», инженер аналитического сектора Отдела по работе с механизированным фондом, г. Уфа, Российская Федерация

Rustam R. Ibragimov, Bashneft-Production Ltd, Engineer of the Analytical Sector of Mechanized Fund Department, Ufa, Russian Federation

e-mail: IbragimovRR3@bashneft.ru