

**Оптимизация капитального ремонта штанговых насосов
с помощью передовых технологий**

М. Л. Галимуллин*, М. Я. Хабибуллин

*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский, Россия*

** e-mail: minivaris02@mail.ru*

Аннотация. Конструкции штанговых насосов, выпускаемые отечественными заводами, имеют значительный ремонтный ресурс. Это позволяет многократно производить глубокий капитальный ремонт плунжерной пары с применением передовых технологий, а именно: механической обработки глубоких отверстий (цилиндр штангового насоса $L = 3$ м и более); термохимической обработки цилиндра в шахтных печах в среде углекислого газа; газотермического напыления износостойким порошком марки ПРНХ16СРЗ. Применение вышеперечисленных передовых технологий при капитальном ремонте штангового глубинного насоса позволяет оптимизировать затраты на его ремонт, увеличить срок службы и получить насос после капитального ремонта с теми же техническими параметрами, а то и выше, при сравнении с новыми конструкциями.

Ключевые слова: термообработка; хонингование; газотермическое напыление

Optimization of capital repair of rod pumps by advanced technologies

Minivaris L. Galimullin*, Marat Ya. Khabibullin

Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

** e-mail: minivaris02@mail.ru*

Abstract. The designs of rod pumps, produced by domestic factories, have a significant repair resource. It allows us to make repeatedly a deep overhaul of the plunger pair with usage of advanced technologies. This technologies include mechanical treatment of deep holes (cylinder rod pump $L = 3$ m or more); thermochemical treatment of the cylinder in shaft furnaces in a carbon dioxide environment; hot spraying with wear-resistant powder grade PRNH16SRZ. Application of the above-mentioned advanced technologies during overhaul of rod pump allows optimizing the costs of its repair, increasing the service life and getting the pump after overhaul with the same technical parameters, and even higher, when compared with new designs.

Key words: heat treatment; honing; hot spraying

Основной фонд скважин в нефтяной промышленности эксплуатируется штанговыми скважинными насосными установками (УСШН) в течение многих лет. Основным исполнительным элементом установки является глубинный штанговый плунжерный насос. От надежности этого узла зависит экономическая эффективность нефтедобывающих предприятий. Поэтому повышение работоспособности скважинных плунжерных насосов является ключевой задачей для снижения себестоимости добываемой нефти [1–6].

Надежность скважинных плунжерных насосов в течение последних 10 лет существенно возросла. Если межремонтный период (МРП) в большинстве нефтяных регионов не превышал и 300 суток, то в настоящее время на передовых предприятиях МРП достиг 400 суток и более. Это связано с использованием передовых технологий при изготовлении насосов и повышением технологии и качества обслуживания в процессе эксплуатации насосных установок. До настоящего времени мало внимания уделялось вопросам восстановления и повышения ресурса плунжерных скважинных насосов, применяемых при добыче нефти. В связи с этим в нефтяной компании «Башнефть» на своих заводах (ООО «ОЗНПО») ведется целенаправленная работа по увеличению ресурса и МРП эксплуатации скважинных насосов. Для этого была проделана большая работа по анализу отказов скважинного оборудования по всему фонду нефтяных скважин, оборудованных глубинными штанговыми насосами (ШГН). Данные по видам отказов скважинного оборудования одного из НГДУ АНК «Башнефть» сведены в таблицу 1 [6–10].

Таблица 1

Виды отказов скважинного оборудования в НГДУ «Туймазанефть»

Вид отказов	Число отказов	Количество, %
Обрыв штанг	185	22,2
Отворот штанг	259	31,2
Отворот полированного штока	84	10,1
Обрыв насосно-компрессорных труб (НКТ)	4	0,5
Негерметичность НКТ	38	4,6
Отказы насоса из-за износа клапанных пар и износа плунжерной пары	261	31,4
Фонд скважин	831	100

На отказы насосов приходится 31,4 % от общего числа отказов (см. табл. 1). При рассмотрении поднятых насосов установлено, что в 72 % случаев происходит износ или запарафинивание клапанов и заклинивание плунжера, в 28 % — износ плунжерной пары. На основе этого было принято решение об организации ремонта плунжерной пары насоса (плунжер — цилиндр) и клапанной пары (седло — шар). Впоследствии при организации ремонта экономические расчеты подтвердили нецелесообразность ремонта клапанной пары вместо ее замены на новую конструкцию, такую как покупной узел. Но обязательным условием при этом являются входной контроль и проверка на герметичность на вакуум-тестере. Для организации ремонта плунжерной пары штанговых насосов были подготовлены все необходимые документы (техническое задание, технические условия на ремонт), и произведена подготовка производства. Для оптимизации затрат на ремонт, учитывая большой объем скопившихся насосов, были смонтированы высокопроизводительные станки для хонингования (механической обработки цилиндров) РТ-61701, стенд для правки цилиндров и плунжера усилием $Q = 6$ т, мочный агрегат, печь шахтная СШЦН-10-60/9 для термообработки цилиндра, станок для газотермического напыления плунжера, испытательный стенд насоса после ремонта.

Учитывая то, что наиболее ответственным узлом насоса в целом является плунжерная пара (плунжер — цилиндр), в таблицах 2 и 3 представлены технологические процессы ремонта цилиндра и плунжера погружного насоса марки НН-44.

Цилиндр штангового насоса — одна из основных деталей, имеет первостепенное значение при его работе. Поэтому операции 005, 006, 007 выполняются на уникальном хонинговальном станке с длиной станины 12 м марки РТ 6171 (см. табл. 2). Окончательное хонингование выполняется хонинговальной головкой, заправленной алмазными брусками размером 125 х 12 х 6 ЛС6 80/63 100-М-2. Величина снимаемого припуска при финишной обработке составляет 0,03 мм и получаемая шероховатость рабочей поверхности цилиндра не должна превышать Ra 0,32, которая проверяется специальным прибором фирмы «Митугойто» (Япония) и сравнением с образцами шероховатости.

Таблица 2

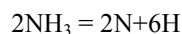
Технологический процесс ремонта цилиндра ШГН

Номер операции	Наименование операции	Наименование оборудования	Номер и краткое описание переходов
001	Дефектовочная	Стол дефектовочный	Произвести дефектовку цилиндра согласно ТУ-366570-001356 45-2000, при наличии трещин, промывов на рабочей поверхности цилиндра браковать
002	Моечная	Моечный агрегат мод. О.АДх013109.00.000	Произвести мойку наружной и внутренней поверхностей цилиндра до полного удаления грязи и коррозии
003	Правочная	Стенд для правки цилиндра ШГН 0595-158.000	Править цилиндр до получения изогнутости не более 0,125/1 500 мм или 0,3 мм на всей длине цилиндра
004	Токарная	Токарно-винторезный станок 1465-5	Калибровать резьбу М56х1,5-6 q на длине L = 42 с двух сторон
005	Хонинговальная	Станок хонинговальный мод. РТ-61701	1. Хонинговать отверстие диаметром 44,45 без разжима брусков на длине L = 5 530 мм; 2. Произвести замеры внутреннего диаметра цилиндра с двух сторон; 3. Хонинговать отверстие диаметром 44,49, предварительно обеспечить цилиндричность канала
006	Термическая	Печь шахтная СШЦН-10-60/9	1. Собрать 30 цилиндров в кассету; 2. Произвести азотирование поверхности «В» на глубину h = 0,2–0,3 мм, получить твердость 800–950 HV
007	Хонинговальная	Станок хонинговальный мод. РТ-61701	1. Хонинговать цилиндр на глубину h = 0,03 мм по длине L = 5 530 м 2. Хонинговать отверстие Ø 44,52
008	Слесарная	Стол маркировочный	Маркировать ударным способом размером шрифта ПО-5 ГОСТ 2930-82 заводской номер цилиндра, номинальный диаметр цилиндра, дату ремонта цилиндра (месяц, год)
009	Контрольная	Стенд для контроля	1. Контроль размеров согласно чертежам; 2. Контроль шероховатости должен $\leq Ra 0,32$ 3. Контроль твердости азотированного слоя (на образце) 800–980 HV

С учетом технологического процесса 005 хонингованием достигается восстановление правильной геометрии (цилиндричности) цилиндра. Кроме того, происходит снятие с его рабочей поверхности по всей длине язвенных коррозионных

повреждений. Далее выполняется термический процесс азотирования в шахтной печи СШЦН-10-60/9. Одновременно азотированию подлежат 36 цилиндров, а для контроля качества, в каждую партию закладываются свидетели (образцы металла из того же материала, что и цилиндры), которые крепятся к партии в трех местах по длине цилиндров.

Азотирование — процесс химико-термической обработки, обуславливающий насыщение поверхности металла атомарным азотом, который образуется при диссоциации аммиака по схеме



Процесс газового азотирования можно проводить для деталей из конструкционных и легированных сталей типа сталь 40X, 40XH, 15XНМА, 38X2МЮА, 25X2М16 и др.

Азотирование является конечным процессом цикла термической обработки и применяется для повышения износостойкости и предела выносливости детали, в данном случае цилиндра штангового насоса.

Таблица 3

Режим двухстадийной термообработки

Режим азотирования		HV	h_z , (мм)	h_n , (мм)
Период насыщения $\pi_n > 1,5$	Период диффузии $\pi_n < 0,3$			
520 °С 24 ч	520 °С — 6 ч	1 103	0,25	0,4
	560 °С — 6 ч	1 022	0,35	0,4
	600 °С — 6 ч	1 066	0,45	0,5
520–560 °С 6–18 ч	600 °С — 6 ч	1 048	0,3	0,45
		1 003	0,5	0,6

Примечание. h_z и h_n — эффективная и полная толщина слоя соответственно.

С учетом опыта химико-термической обработки гильз цилиндров тракторных двигателей в НПО «ВНИИТМАШ» и ПО «Челябинский тракторный завод» на заводе ООО «ОЗНПО», входящем в состав АНК «Башнефть» как ремонтное предприятие, достигнута твердость рабочей поверхности цилиндра до 1 100 HV. Эти результаты достигнуты при чередовании циклов насыщения и диффузионной выдержки. Азотирование проводилось при температуре от 510 до 530 °С по двухстадийному режиму. Двухстадийная подача аммиака позволила сократить длительность процесса термообработки на 15 % и расход аммиака на 40 %, данные приведены в таблице 3. Далее производится ремонт плунжера насоса. Технологический процесс ремонта плунжера (табл. 4) представляет классическую последовательность операций при газотермическом напылении.

В этом случае в качестве напыления применяется износостойкий порошок марки ПРНХ16СРЗ. Порошок состоит из никеля и содержит до 16 % хрома, 4 % кремния и бора. Процесс напыления состоит из двух этапов: напыление и оплавление покрытия. В результате напыления на поверхности плунжера образуется твердое (900–1 000 HV) износостойчивое покрытие, которое необходимо подвергнуть механической обработке для получения требуемых размеров и шероховатости. Завершается технологический процесс ремонта плунжера шлифованием рабочей поверхности плунжера на токарно-винторезном станке СА-5622С-200 на размер под необходимые группы сопряжения плунжера с цилиндром.

Технологический процесс ремонта плунжера ШГН

Номер операций	Наименование операций	Наименование оборудования	Номер и краткое описание переходов
005	Заготовительная	Стенд для контроля и расположения	Произвести дефектовку плунжера согласно ТУ366570-00135645-2000. Браковать в случае наличия трещин любого характера и расположения промывов
010	Правочная	Стенд для правки Q = 6 т	Править плунжер до получения изогнутости не более 0,05/1200 мм
015	Токарная	Токарно-винторезный станок СА-5622С-200	1. Калибровать резьбу М38х1,5-6Н метчиком по длине L = 30 с двух сторон 2. Обточить наружную поверхность в размер Ø42 по длине L = 30 начисто 3. Обточить наружную поверхность в размер Ø42,4 на длине L = 1 140 мм начисто
020	Дробеструйная	Дробеструйная установка ОБ-85	Произвести дробеструйную обработку наружной поверхности плунжера
025	Газотермическое напыление	Установка напыления ТРГ-3, вращатель	Произвести напыление порошком ПРНХ16СРЗ ТУ14-1-3785-90 наружной поверхности до Ø45,2 на длине L = 1 140 мм
030	Оплавочная	Установка для оплавления плунжеров, горелка Г-2-04 ГОСТ1077-79	Оплавить напыленную поверхность до получения явления «запотевания»
035	Токарная	Токарно-винторезный универсальный станок СА-5622С-200	Проточить 4 канавки, выдерживая размеры R1; Ø39,5; 5 и размеры 120; 320; 320 x 3 = 960 мм
040	Шлифовальная	Станок кругло-шлифовальный 3М175	Шлифовать наружную поверхность в размер Ø44,5 на длине L = 1 140 мм
045	Слесарная	Стол маркировочный	Маркировать ударным способом размером шрифта ПО-3 ГОСТ 2930-82 заводской номер, номинальный диаметр
050	Контрольная	Стенд для контроля формы и расположения	1. Контролировать размеры по чертежу 2. Контролировать шероховатость поверхности 3. Контролировать твердость

Детали, прошедшие ремонт, цилиндр и плунжер поступают на сборку, которая выполняется на специальном стенде (рисунок).

Собранный насос поступает и укладывается для испытания на специальный стенд. Закрепляется обжимными тисами в трех местах по длине насоса, подключаются обвязка испытательного насоса 5 и обвязка приемной емкости 9. Испытание производится в три этапа. На первом этапе плунжер находится в положении I, на втором этапе — в положении II, на третьем этапе — в положении III. Испытательным насосом 5 давление поднимается (см. табл. 5) до $P_{нач.}$ — 180 кгс/см², и выдерживается $t = 65$ с, при этом давление должно снизиться до $P_{кон.} = 90$ кгс/см², и по объему утечки масла через кольцевой зазор (плунжер — цилиндр) при температуре масла в системе $t = 20$ °С определяется группа сопряжения (табл. 5).

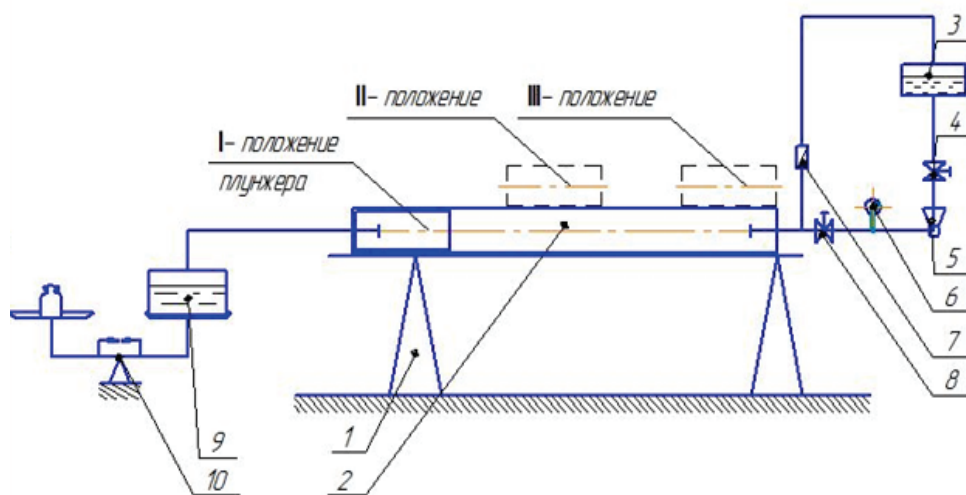


Рисунок. Стенд испытательный:

1 — стенд испытательный; 2 — цилиндр насоса ШГН; 3 — емкость с маслом М-10;
4, 8 — запорная арматура; 5 — насос НД (центробежный насос с двухсторонним всасыванием) для гидроиспытания; 6 — манометр; 7 — предохранительный клапан;
9 — емкость приемная под масло; 10 — весы лабораторные;
I, II, III — положение плунжера в цилиндре

Таблица 5

Параметры для определения группы сопряжения плунжерной пары ШГН при гидроиспытании после капитального ремонта

Группа посадки	1				2			
Условный диаметр насоса, мм	$P_{нач.}$ кгс/см ²	$P_{кон.}$ кгс/см ²	Время испытания, с	Утечка в насосе max-min см ³ /мин t = 20 °C	$P_{нач.}$ кгс/см ²	$P_{кон.}$ кгс/см ²	Время испытания, с	Утечки в насосе max-min см ³ /мин при 20 °C
29	180	90	65	3,4–0,36	180	63	65	4,3–0,72
32	180	90	65	4,2–0,48	180	63	65	5,4–0,96
38	180	90	65	6,2–0,6	180	63	65	7,9–1,2
44	180	90	65	7,02–0,72	180	63	65	9,0–1,44
57	150	80	65	9,5–0,84	150	50	65	12,3–1,68
70	125	65	65	12,1–0,96	125	40	65	15,5–1,92
95	—	—	—	—	—	—	—	—

Как показал опыт эксплуатации капитально отремонтированных штанговых насосов для месторождений АНК «Башнефть» наилучшие результаты работы для месторождений НГДУ «Уфанефть» и НГДУ «Краснохолмнефть» показали насосы с группой посадки (0,06–0,11), а для НГДУ «Ишимбайнефть» (0,03–0,06).

Таким образом, можно сделать следующий вывод: для любого месторождения при ремонте насоса можно подобрать индивидуальную группу посадки (плунжер — цилиндр), что увеличит срок эксплуатации штангового насоса, ранее отработавшего свой срок службы.

Библиографический список

1. Антониади Д. Г., Гилаев Г. Г., Хабибуллин М. Я. Добыча нефти. Наземное и подземное оборудование. – Краснодар: Сов. Кубань, 2003. – 249 с.
2. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования / Л. Г. Чичеров [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 422 с.
3. Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
4. Хабибуллин М. Я. Установка скважинного штангового насоса. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 91 с.
5. Хабибуллин М. Я. Повышение надежности скважинного штангового насоса // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 5. – С. 39–43.
6. Хабибуллин М. Я., Петров В. А. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 52 с.
7. Галимуллин М. Л. Ремонт клапанов при капитальном ремонте штанговых глубинных плунжерных насосов // Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона: тез. докл. V межвузов. науч.-метод. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 83–84.
8. Галимуллин М. Л. Повышение надежности штанговых глубинных насосов в ОЗНПО АНК «Башнефть» // Научные проблемы Волго-Уральского Нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: сб. науч. тр.: в 2 т. Т. 2. / Под. ред. В. Ш. Мухаметшина [и др.] – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 25–28.
9. Галимуллин М. Л. Работоспособность глубинных штанговых насосов, оснащенных шаровыми клапанами // Актуальные проблемы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: тез. докл. междунар. науч.-практ. конф. / Под ред.: В. Ш. Мухаметшина [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 43.
10. Галимуллин М. Л., Султанов Б. З. Капитальный ремонт и модернизация глубинных скважинных насосов в АНК «Башнефть» // Состояние и перспективы производства отечественного бурового и погружного оборудования: сб. тр. Всеросс. науч.-практ. сем. – Москва — Пермь: Изд-во инж.-произв. центра, 2003. – С. 24–29.

Сведения об авторах

Галимуллин Миниварис Лутфуллинович, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, e-mail: minivaris02@mail.ru

Хабибуллин Марат Яхиевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, e-mail: m-hab@mail.ru

Information about the authors

Minivaris L. Galimullin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: minivaris02@mail.ru

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: m-hab@mail.ru