

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Модернизация клапана штангового скважинного насоса 73-НВ2Б-44

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 21.03.01.07
«Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового
производства»

Руководитель к.т.н., доцент _____ Е.А. Соловьев

Выпускник ГБ13-07 081313587 _____ М.Ю. Сабирова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студентке Сабировой Марии Юрьевне

Группа ГБ 13-07

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства».

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация клапана штангового клапанного насоса 73-НВ2Б-44».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.А. Соловьёв, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Предметом исследования является штанговый скважинный насос 73-НВ2Б-44. Объект исследования – клапан насоса.

Критериями модернизации клапана являются повышение долговечности, увеличение подачи насоса и уменьшение нагрузки на штанговую колонну.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы.

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников и научных статей по предмету исследования. Изучение конструкции, принципа, условий работы. Анализ причин выхода из строя насоса, неисправностей, связанных с неправильной работой обратного клапана. Заключение к литературному обзору, постановка задач на проектирование.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Расчёт основных параметров клапана насоса Модернизация конструкции клапана 73-НВ2Б-44.

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка руководства по монтажу и безопасной эксплуатации насоса. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту насоса.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Чертёж общего вида насоса (1 лист формата А1), сборочный чертёж клапана (1 лист формата А3), чертёж детали (1 лист формата А3), презентация (12 – 16 страниц).

Руководитель ВКР

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

инициалы и фамилия

« _____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация клапана штангового скважинного насоса» содержит 77 страниц текстового документа, 20 использованных источников, 3 листа графических материалов.

Объект работы: Клапан штангового насоса 73-НВ2Б-44.

Цель работы: модернизация клапана, с целью повышения надежности, износостойкости, увеличению подачи насоса и уменьшению нагрузки на штанговую колонну. А также повышение долговечности.

Реализация поставленной цели достигается путем выполнения следующих задач:

1 Обзор известных конструкций клапанного узла скважинного штангового насоса;

2 Выявление ряда причин выхода из строя клапана, а также его причины износа;

3 Расчет основных параметров насоса;

4 Обзор конструкции скважинного штангового насоса, для понимания проблемы

5 Разработка мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту насоса.

В ходе выполнения ВКР был проведен обзор и анализ информации о конструкциях клапанного узла скважинного штангового насоса. Изучена проблема его износа. Сформулирована и решена задача по конструированию клапана.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Общие сведения о скважинном штанговом насосе	8
1.1 Классификация штанговых скважинных насосов	8
1.2 Принцип действия скважинного штангового насоса	9
1.2.1 Общая схема скважинного штангового насоса	11
1.2.2 Частная схема	14
1.2.3 Маркировка скважинного штангового насоса.....	16
1.3 Обзор конструкции клапанов штанговых скважинных насосов.....	18
2 Расчётная часть.....	28
2.1 Расчёт насоса	28
2.1.1 Расчёт рабочих параметров насоса	28
2.1.2 Расчёт на прочность деталей насоса	30
2.1.3 Расчёт параметров надёжности работы насоса	31
2.2 Расчёт клапана.....	35
2.2.1 Расчёт рабочих параметров клапана	35
2.2.2 Расчёт на прочность деталей клапана.....	38
2.2.3 Сравнение геометрии усовершенствованных.....	39
3 Монтаж и эксплуатация скважинных штанговых насосных установок	42
3.1 Монтаж скважинных штанговых насосных установок.....	42
3.2 Техническое обслуживание СШНУ	47
3.3 Подъем и демонтаж скважинных штанговых насосных установок	54
3.4 Ремонт скважинных штанговых насосных установок	56
3.5 Техника безопасности при эксплуатации СШНУ	61
Заключение	63
Список использованной литературы.....	65
Приложение А	67
Приложение Б.....	77

ВВЕДЕНИЕ

Первое письменное упоминание о добычи нефти на территории России принадлежит к концу XIX века. В то время местные жители близ реки Ухта собирали «черное золото» и использовали в качестве смазочного материала для лечения.

В дальнейшем нефть и мазут стала использоваться как топливо для паровых котлов, а после появления двигателей внутреннего сгорания, в том числе дизелей, продукты переработки нефти стали широко применяться как топливо. Именно это вызвало быстрое развитие добычи и переработки нефти.

На сегодняшний день, развитие нефтяной и газовой промышленности характеризуется интенсивным внедрением в производство новой техники и технологии, средств автоматизации и автоматизированных систем управления производством (АСУП). Также необходимо обеспечение нефтегазодобывающей промышленности машинами и оборудованием необходимой номенклатуры, с нужными параметрами и характеристиками, высоконадёжных и в необходимом количестве.

Вместе с тем перед работниками нефтяной и газовой промышленности стоят ещё многие нерешённые проблемы по увеличению эффективности эксплуатации залежей нефти и газа. Сложнейшей задачей является повышение нефте- и газоотдачи пласта.

В последние годы доля участия нашей страны в мировом энергетическом рынке значительно возросла. Россия является активным поставщиком нефти и её производных продуктов для ряда стран Восточной и Западной Европы. Активно ведется разведка новых месторождений нефти и газа наряду с уже освоенными, на которых ведут добычу более 240 нефтегазодобывающих компаний. [1].

На данный момент используются штанговые глубинные насосы (ШГН) и электроцентробежные насосы (ЭЦН). Так как УЭЦН имеет гораздо высокие

добычные возможности по сравнению со штанговой, основной объем нефти в стране добывается с помощью установок ЭЦН (около 60% нефти всей страны).

Свыше 70% действующего фонда скважин оснащены глубинными скважинными насосами, а с их помощью в стране добывается около 30% нефти.

В виду того, что простота конструкция ШСНУ является наиболее ремонтпригодной во время практической эксплуатации именно такие установки используются на данный момент. А также положительными аспектами ШСНУ является удобство её регулировки, малое влияние на работу ШГНУ физико-химических свойств откачиваемой жидкости, относительно высоким КПД и возможностью эксплуатации скважин малых диаметров, по сравнению с другими установками и способами эксплуатации.

Однако добыча нефти с помощью ШСНУ производится на базе относительно старой технологии и техники добычи нефти, особенно это относится к скважинному и внутрискважинному оборудованию и технологическим операциям, проводимым с помощью этого оборудования.

Особенно актуальной становится разработка, изготовление и испытание нового оборудования.

Целью моего дипломного проекта является увеличение коэффициента наполнения штангового скважинного насоса, а также увеличение надёжности его работы после проведения ремонтов. Увеличение коэффициента наполнения ШСН достигается модернизацией клапанного узла, а увеличение надёжности - специальными методами ремонта, речь о которых пойдёт ниже.

1 Общие сведения о скважинном штанговом насосе

Скважинный штанговый насос – насос одинарного действия, который приводится в работу возвратно-поступательными движениями с помощью станка-качалки от двигателя, посредством движения колонны штанг.

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин нефтесодержащей жидкости.

Насосы представляют собой вертикальную плунжерную конструкцию одинарного действия с шариковыми клапанами, неподвижными цилиндрами и металлическими плунжерами; спускаются в скважину на колонне подъемных труб и насосных штанг. Возвратно-поступательное движение плунжеру передается станком-качалкой через колонну насосных штанг. Колонна штанг посредством канатной подвески подвешивается на головке балансира станка-качалки. Режим откачки (длина хода полированного штока и число двойных ходов станка-качалки) устанавливается в зависимости от количества поднимаемой жидкости.

1.1 Классификация штанговых скважинных насосов

Насосы классифицируются по размеру диаметра, по размеру зазора между плунжером и цилиндром (группы посадок), по типу насоса, по конструктивному исполнению.

Все исполнительные размеры (характеристика клапанов, плунжеров, цилиндров и др.) приведены в ГОСТ 51896. При изготовлении скважинного насоса, как и любого другого необходимо строго опираться на данные, изложенные в технической документации.

Штанговый скважинный насос (ШСН) – гидравлическая машина объёмного типа, где уплотнения между плунжером и цилиндром достигаются за счёт высокой точности их рабочих поверхностей и регламентируемых

зазоров. В зависимости от размера зазора (на диаметр) в паре «цилиндр – плунжер» выпускают насосы пяти групп посадок. [2; 157 с.]

Таблица 1 - Техническая характеристика штанговых насосов

Штангов ый насос	Условный размер, мм	Длина хода, мм	Содер- жание механиче- ских приме- сей, г/л	Вязкость добыва- емой жидкости (не более), Па*с,	Объёмное Содер- жание свобод- ного газа (не более), %	рН
НВ1Б	29; 32; 38; 44; 57	1200-6000	До 1,3	0,025	10	4,2 – 6,8
НВ2Б	32; 38; 44; 57	1800-6000				
НН2Б	32; 44; 57; 70; 95	1200-4500				
НВ1С	29; 32; 38; 44; 57	1200-3500				
НН2С	32; 44; 57; 70; 95	1200-3500				
НН1С	29; 32; 44; 57	900				
НН2БУ	44; 57	1800-3500				
ННБА	70; 95; 102	2500-4500				
НВ1Б...И	29; 32; 38; 44; 57	1200-6000	Более 1,3			6 - 8
НН2Б...И	32; 44; 57; 70; 95	1200-500				
НН1БТ...И	44; 57	1200-3000				
НН2БТ...И						
НВ1БД1	38/57; 57/44	1800-500	До 1,3	0,3	25	4,2 – 6,8
ННБД1	44/29; 57/32; 70/44	1800-3000				
НВ1БД2	38/57	1800-3500		0,025		

1.2 Принцип действия скважинного штангового насоса

Скважинный штанговый насос состоит из плунжера, который герметично движется вверх и вниз по цилиндру. Плунжер имеет в своей конструкции обратный клапан (нагнетательный), который позволяет течь жидкости вверх, но

не вниз. В современных насосах он представляет собой пару седло-шар. Также имеется клапан всасывающий, который приспособлен для того, чтобы жидкость не текла вниз, но имела возможность течь вверх, подобно нагнетательному клапану. Такой клапан расположен внизу насоса.

Работа насоса состоит в следующем. Вначале плунжер находится в стационарном состоянии, в нижней части хода. Оба клапана закрыты. При движении плунжера вниз открывается всасывающий клапан. Под давлением шарик поднимается и жидкость поступает в цилиндр, клапан закрывается. При движении плунжера вверх открывается нагнетательный клапан и жидкость движется вверх, затем обратный клапан закрывается. Работа повторяется циклично.

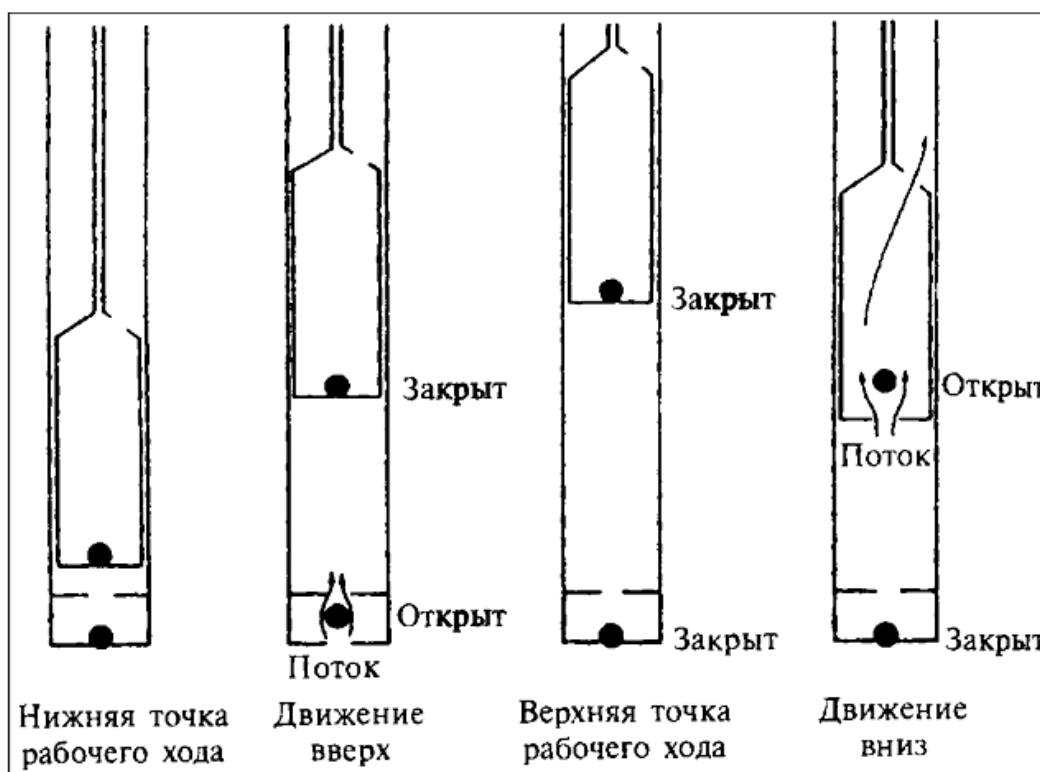
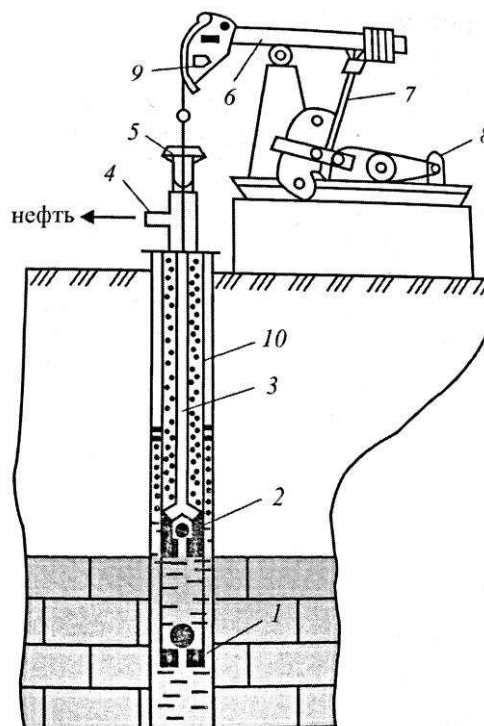


Рисунок 1.1 - Принцип работы штангового глубинного насоса

1.2.1 Общая схема скважинного штангового насоса

Штанговый насос – это плунжерный насос специальной конструкции, привод которого осуществляется с поверхности с помощью штанги (рисунок 1.2).

В нижней части насоса установлен всасывающий клапан 1. Плунжер насоса, снабженный нагнетательным клапаном 2, подвешивается на штанге 3. Верхняя часть штанги пропускается через устьевой сальник 5 и соединяется с головкой балансира 6 станка-качалки. При помощи кривошипно-шатунного механизма 7 головка 9 балансира обеспечивает возвратно-поступательное движение штанге 3 и плунжеру. [4; 285 с.]



1 – всасывающий клапан; 2 – нагнетательный клапан; 3 – штанга; 4 – тройник; 5 – устьевой сальник; 6 – балансиры станка-качалки; 7 – кривошипно-шатунный механизм; 8 – электродвигатель; 9 – головка балансира; 10 – насосные трубы

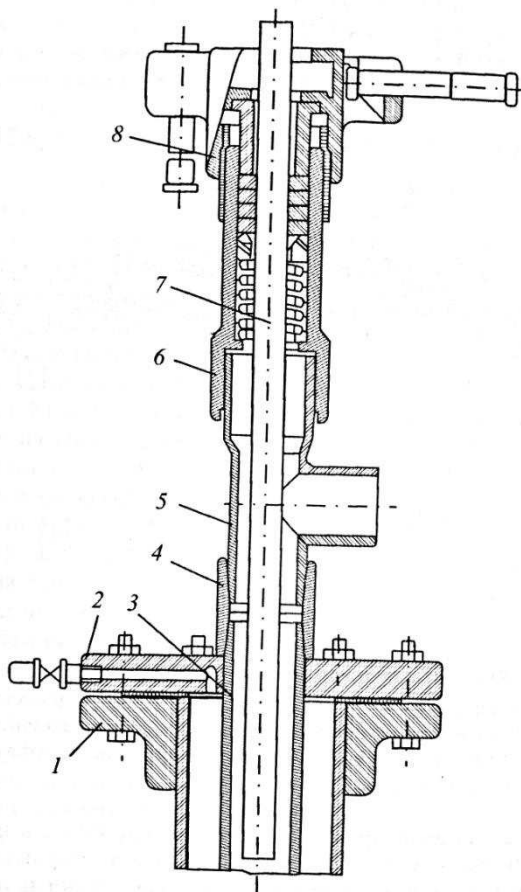
Рисунок 1.2 – Схема добычи нефти с помощью штангового насоса

Станки-качалки изготавливают трех типов: балансирные, с гидроприводом и пневматическим приводом. Наиболее распространенными

являются балансирные станки-качалки. К основным достоинствам балансирных станков-качалок (СК) следует отнести простоту устройства и обслуживания, длительные периоды эксплуатации, невысокую стоимость комплектующих и изделия в целом. Мобильность и меньшая металлоемкость, по сравнению с механическими СК, обуславливают снижение временных и материальных затрат на монтаж привода. Наличие совершенных систем телеметрии и управления позволяет осуществлять комплексную оценку системы «привод-скважина» и изменять параметры работы гидропривода в широких пределах.

Недостатки штанговых насосов являются громоздкость, ограниченность применения в наклонных скважинах, невысокая подача и небольшие – до 3000 м глубины эксплуатации.

Устье штанговой насосной скважины оборудовано следующим образом (рисунок 1.3). К колонному фланцу 1 крепится планшайба 2 с подвешенными к ней насосно-компрессорными трубами 3. В муфту 4 ввинчивается тройник 5 для отвода нефти и для вывода наружу устьевого штока 7, связывающего через канатную подвеску насосные штанги с головкой балансира станка-качалки. Место выхода устьевого штока герметизировано с помощью сальника.



1 – колонный фланец; 2 – планшайба; 3 – НКТ; 4 – муфта; 5 – тройник;
6 – сальник; 7 – устьевой шток; 8 – крышка

Рисунок 1.3 – Оборудование устья скважины, эксплуатируемой штанговым насосом

Колонна НКТ предназначена для подъема пластовой жидкости на поверхность и для соединения устьевой арматуры с цилиндром глубинного насоса. Герметизирует НКТ сальник, установленный в верхней части колонны. Через сальник пропущена полированная штанга. Откачиваемая жидкость движется в промысловую сеть через отвод в оборудовании устья скважины. Распространенные конструкции штанг не соответствуют условиям равнопрочности их в условиях эксплуатации при возвратно-поступательном перемещении в скважине. Причиной является, в т.ч., высокая концентрация напряжений в зоне термического влияния, обусловленной технологией формирования головки в процессе изготовления НШ. Цикличность напряжений приводит к их накоплению и возникновению усталостной трещины.

В нижней части насоса оборудуется при необходимости песочный или газовый якорь. Он предназначен для отделения песка от пластовой жидкости.

Электродвигатель передает энергию через редуктор к кривошипно-шатунному механизму. Кривошипно-шатунный механизм преобразует вращательное движение выходного вала редуктора через балансир в возвратно-поступательное движение колонны штанг. Плунжер также совершает возвратно-поступательное движение. Когда плунжер движется вверх – нагнетательный клапан закрыт под давлением жидкости, которая находится над ним, а при движении жидкости вверх в колонне насосно-компрессорных труб — происходит откачивание жидкости. В это время впускной (всасывающий) клапан открывается, и жидкость заполняет объем цилиндра насоса под плунжером.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан под действием давления столба откачиваемой жидкости закрывается, нагнетательный клапан открывается и жидкость перетекает в надплунжерное пространство цилиндра [9].

1.2.2 Частная схема

Штанговые насосы существуют следующих типов:

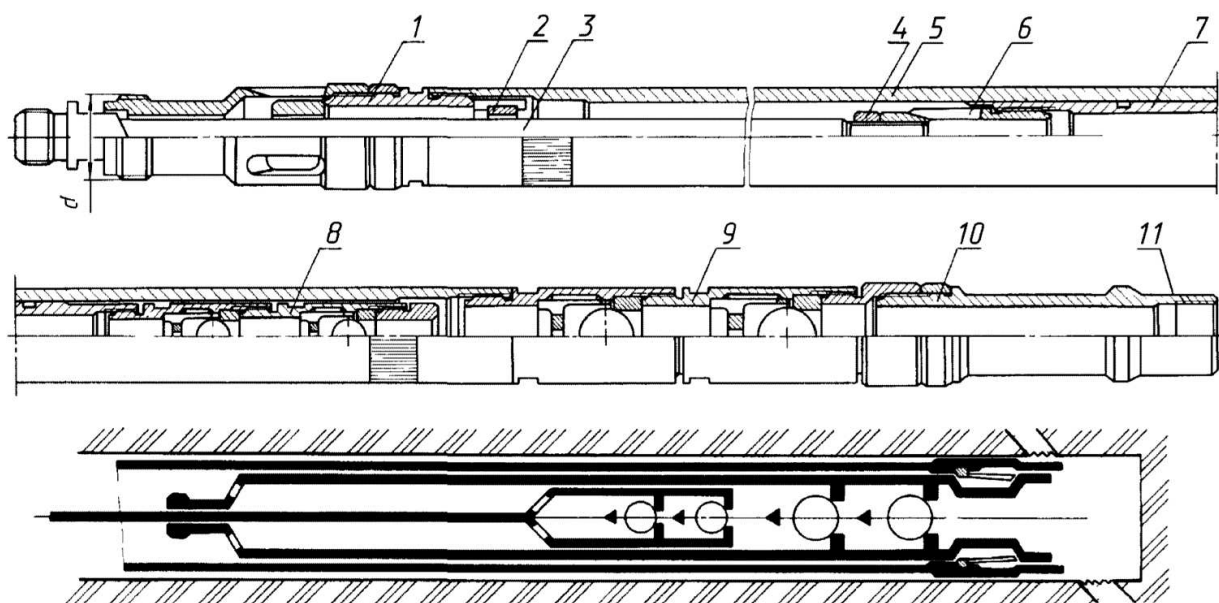
- 1 насосы вставного типа;
- 2 насосы невставного типа.

Различие данных типов заключается в их конструкции и в технологии спуска в скважину. Насос вставного типа спускается в собранном виде, а невставного – в «разобранном» виде (в два приёма).

ШСН представляют собой вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим поршнем – плунжером и шариковыми клапанами.

В бакалаврской работе рассмотрен вставной штанговый скважинный насос типа НВ2Б - насос вставной с нижним расположением опоры и толстостенным цилиндром (рисунок 1.4).

Данный насос сажается в замковую опору нижним концом. Это освобождает цилиндр насоса от циклической растягивающей нагрузки и дает возможность значительно увеличить глубину подвески насосов [5; 6 с.].



1 – защитный клапан; 2 – упор; 3 – шток; 4 – контргайка; 5 – цилиндр; 6 – переводник плунжера; 7 – плунжер; 8 – замковая опора; 9 – всасывающий клапан; 10 – упорный ниппель с корпусом; 11 – переводник насоса

Рисунок 1.4 – Схема насоса типа НВ2Б

Вставной насос спускается и извлекается из скважины на колонне насосных штанг. Для закрепления в колонне НКТ вставного насоса применяется специальная замковая опора, которая спускается перед спуском насоса на НКТ. Фиксируется корпус насоса пружинным якорем.

Извлечение насоса производят в обратном порядке. Сначала извлекают насос на колонне насосных штанг, а затем замковую опору на НКТ.

Основные узлы насоса вставного типа представлены на рисунке 1.5 и 1.6.

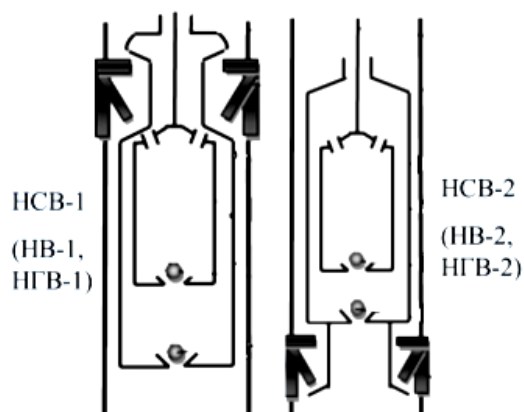
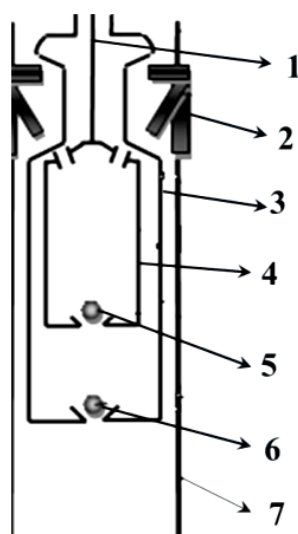


Рисунок 1.5 - Схема насоса вставного типа



1 – колонна насосных штанг; 2- замковая опора; 3 – цилиндр насоса; 4 – плунжер (поршень);
5 – нагнетательный клапан; 6 – всасывающий клапан; 7 - НКТ

Рисунок 1.6 - Схема насоса вставного типа

1.2.3 Маркировка скважинного штангового насоса

На цилиндре насоса или его переводнике, на видном месте, доступ к которому обеспечивается после монтажа на устье скважины, следует прикрепить табличку, выполненную по ГОСТ 12971 и ГОСТ 12969. Размер шрифта — не менее 5 по ГОСТ 2.304.

Транспортную маркировку проводят по ГОСТ 14192 с указанием мест строповки, центра тяжести и информационных надписей. Допускается

нанесение маркировки непосредственно на неупакованное изделие краской, контрастной его цвету.

ГОСТ Р 51896–2002 предусматривает шифровку изделия, именуемого штанговым скважинным насосом.

Рассмотрим обозначение насоса, рассматриваемом в данной бакалаврской работе:

73-НВ2Б-44

73 – колонна НКТ условным диаметром 73 мм;

НВ – насос вставной;

2 – нижнее расположение замковой опоры (якоря);

Б – с толстостенным цилиндром;

44 – условный диаметр цилиндра насоса 44 мм (0,044 м и 0,032 м);

Конструктивные особенности насосов обозначаются на второй позиции и последней позиции в шифре насоса (см. рисунок 1.7).

XXX - XXXXXXXX - XX - XX - XX - X - XX

Исполнение насоса по стойкости к перекачиваемой среде:

И — износостойкие насосы, содержание механических примесей — более 1,3 г/л;

К — коррозионно-стойкие насосы, содержание H_2S — более 50 мг/л.

Без обозначения — насосы нормального исполнения.

Группа посадки насоса — зазор между плунжером и цилиндром, мм:

1 — от 0 до 0,063;

2 » 0,025 » 0,078;

3 » 0,05 » 0,113;

4 » 0,075 » 0,138;

5 » 0,100 » 0,163

(при использовании манжетного уплотнения группа посадки обозначается прочерком).

Длина плунжера мм, уменьшенная в 100 раз/дюйм:

5/20; 9/36; 12/48; 15/60; 18/72.

Длина хода плунжера мм, уменьшенная в 100 раз/дюйм:

9/36; 12/48; 15/60; 18/72; 21/84; 25/96; 30/120; 35/144; 40/156; 45/180; 50/204; 55/216; 60/240.

Условный диаметр цилиндра (для дифференциальных насосов — диаметры цилиндров через знак дроби), мм/дюйм:

27/1,06; 32/1,25; 38/1,50; 44/1,75; 50/2,00; 57/2,25; 63/2,50; 70/2,75; 95/3,75.

Тип исполнения насоса: Н — насос; В — вставной; Н — невставной; 1 — верхнее расположение якоря; 2 — нижнее расположение якоря; Ц — подвижный цилиндр; С — втулочный (составной) цилиндр; Б — толстостенный цилиндр; Т — тонкостенный цилиндр; Д1 — дифференциальный насос для добычи высоковязкой жидкости с вязкостью более 0,025 Па·с; Д2 — дифференциальный насос для добычи сильногазированной жидкости при свободном газосодержании на приеме насоса до 25 %; м — манжетное уплотнение пары плунжер — цилиндр; М — механическая опора насоса; Г — гидравлическая опора насоса.

Условный диаметр НКТ, мм/дюйм: 48/1,50; 60/2,00; 73/2,50; 89/3,00; 102/3,50; 114/4,00.

Рисунок 1.7 – Обозначение насоса

1.3 Обзор конструкции клапанов штанговых скважинных насосов

К основным узлам ШСН относятся цилиндр, плунжер, клапанный узел и замковая опора.

Так как бакалаврская работа основана на модернизации клапана насоса, подробно рассмотрим именно этот узел.

Клапан выполняет работу временной изоляции нижней части скважинного насоса. В эту часть насоса поступает жидкость от насосно-

компрессорных труб. Клапан наиболее подвержен износу, чем другие узлы насоса.

В зависимости от конструкции насоса, нагнетательный клапан может устанавливаться как в верхней, так и в нижней частях плунжера, либо занимать обе позиции и сверху и снизу. Чем меньше гидравлическое сопротивление клапана, тем меньше вероятность появления дополнительного усилия при ходе штанг вниз.

Существует второй вид клапанов – всасывающие клапаны. У вставных насосов способ крепления всасывающего клапана с помощью резьбового соединения, а у невставных СШН – с помощью специального фиксатора, для обеспечения более легкой возможности извлечения всего клапана. Также для невставных насосов необходимо устройство для надежного захвата клапана, его извлечения на поверхность и проведения обратных операций.

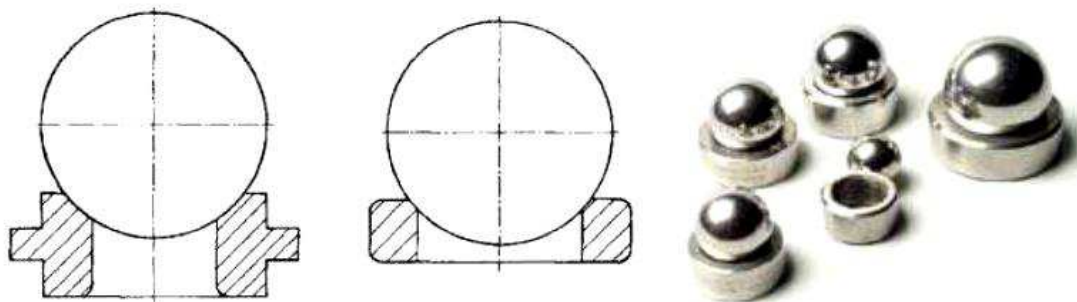
Коэффициент наполнения скважинного насоса зависит от процесса закрытия клапана, а он в свою очередь затормаживается относительно хода плунжера, что не благоприятно сказывается на КПД насоса.

1.3.1 Клапаны шариковой конструкции

Наиболее распространены клапаны шариковой конструкции, так как они позволяют повышать надежность работы и просты в изготовлении. Но и в таких клапанах есть свои недочеты.

Клапаны насосов могут различаться по конструкции седла клапана: с цилиндрическим седлом и цилиндрическим седлом с буртом (рисунок 1.8).

Оба исполнения могут иметь нормальный и уменьшенный диаметры шара.



а – клапан КБ; б – клапан К

Рисунок 1.8 – Конструктивное исполнение седел клапанов

Уплотнение клапана и продолжительность его работы напрямую зависит от формы седла клапана. Практическое применение позволило понять, что все типы лицевых поверхностей становятся в процессе работы сферической формы с радиусом, равным радиусу шарика.

Долговечность использования шариковых клапанов объясняется притиранием шарика в седле в процессе работы и относительно большой активной поверхностью шарика.

Критерии, которым должен соответствовать клапан:

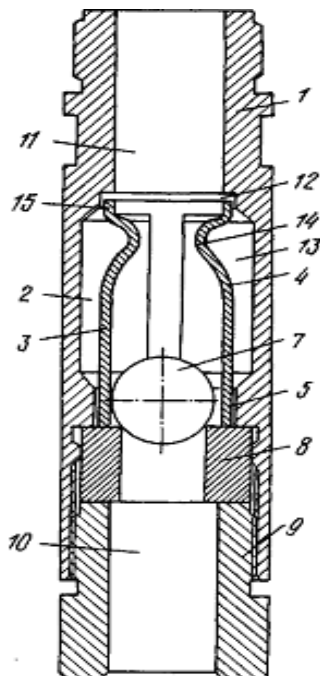
- 1) Масса седла должна быть наибольшей из возможных, а шарик наименьшую из возможных. Это может быть достигнуто при уменьшения диаметра шарика или при снижения его веса;
- 2) Проходное сечение клапана должно быть максимально минимальным для снижения сопротивления потоку;
- 3) Прочность шарика должна быть ниже прочности седла, чтобы предотвратить его смятие под действием повторяющихся ударов шарика;
- 4) Твердость седла должна быть ниже твердости шарика, для того , чтобы шарик в процессе работы сохранил свою форму и первоначальное состояние поверхности [6; 421 – 423 с.].

Рассмотрим основные причины износа клапана:

- 1) Коррозионность среды;
- 2) Абразивность, из-за присутствия песка;

3) Деформация, так как при посадке шарика в седло он подвергается многочисленным ударам;

4) Механический износ объясняется трением седла и шарика.



1 – корпус; 2 – цилиндрическая расточка; 3 – направляющее устройство; 4, 14 – вертикальные ребра; 5 – кольцо-основание; 6, 17 – прорезь; 7 – шарик; 8 – седло; 9 – наконечник; 10 – подклапанная полость; 11 – надклапанная полость; 12 – торцевой зазор; 13 – радиальный зазор;

15 – фиксатор; 16 – цилиндрические кольца

Рисунок 1.9 – Клапан конструкции АзНИПИнефть

На рисунке 1.9 изображён шариковый клапан глубинного насоса, изобретённый АзНИПИнефть.

Рассмотрим работу данного шарикового клапана.

При соответствующем ходе плунжера глубинного насоса клапан открывается, и жидкость перетекает из подклапанной полости 10 в надклапанную полость 11. При обратном ходе плунжера клапан закрывается.

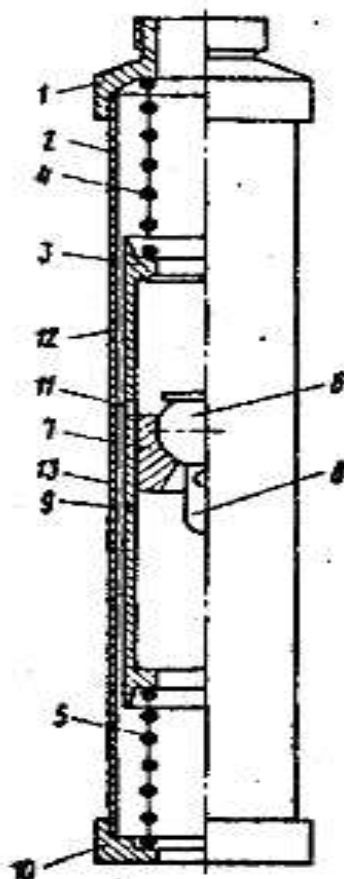
В момент открытия клапана шарик 7 ударяется о внутренние выступы 14 упругих вертикальных рёбер 4 направляющего устройства 3, а затем под действием потока жидкости начинает совершать вращательно-колебательное движение в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Недостатком данной конструкции клапана является направляющее устройство, которое не технологично в изготовлении и требует специального оборудования. А также происходит завихрение жидкости – при протекании откачиваемой жидкости из подклапанной в надклапанную полость в зоне цилиндрической выточки жидкость встречает сопротивление других вертикальных рёбер направляющего устройства, выполненных плоской формы.

На рисунке 1.9 показан клапанный узел скважинного штангового насоса для эксплуатации наклонно направленных скважин, изобретённый А.В.Сергиевским [7].

Рассмотрим работу данного клапанного узла. При движении его плунжера вниз клапан 6 воспринимает нагрузку от веса столба жидкости, и втулка 3 опускается, сжимая пружину 5. В момент совмещения отверстий 11 и 13 жидкость из надклапанной полости вытекает в скважинное пространство и промывает клапан 6 от скопившихся механических примесей.

При ходе плунжера вверх пластовая жидкость через отверстие в крышке 10, клапан 6, через соединительную головку 1 направляется в цилиндр скважинного насоса. Одновременно втулка 3 под действием сжатой пружины 5 перемещается вверх. Для ограничения её перемещения вверх служит пружина 4.



1 – соединительная головка; 2 – корпус; 3 – втулка; 4, 5 – пружины; 6 – клапан; 7 – сферическая опора; 8 – балансир; 9 – срезной штифт; 10 – сквозная крышка; 11-13 – радиальные отверстия

Рисунок 1.10 – Клапан конструкции А. В. Сергиевского

1.3.2 Клапаны других конструкций

Рассматривая клапаны других конструкций можно обозначить плоский клапан с диском, предназначенный для увеличения проходного сечения для жидкости, а также конический клапан капельного типа. Форма последнего способствует сокращению сопротивления, которое возникает при прохождении жидкости.

Но такие клапанные узлы не получили большего распространения в сравнении с шариковой конструкцией клапана, из-за большей стоимости изготовления и меньшей надежности.

Клапан, разработанный Е. В. Костыченко, позволил увеличить средний срок службы скважинных насосов.

Такой клапан должен был быть с оптимальной формой активной грани седла, и в процессе работы шарик должен был стремиться отклониться от вертикали.

Особенности клапана Е.В. Костыченко:

1) активная грань седла клапана углублённая, коническая, с углом наклона к центру 65° ;

2) контакт между шариком и седлом соответствует углу 115° ;

3) твёрдость седла клапана на 40-45% меньше, чем шарика;

4) ограничитель хода клапана заставляет шарик вращаться, и улучшается притирка шарика с гранями седла, так как при каждом ходе поверхность шарика с седлом меняется;

5) седло клапана притёрто с соответствующим шариком путём шлифовки; шарик удерживается в рабочем положении давлением столба жидкости;

6) наружная поверхность седла коническая с углом к центру 10° ;

7) окна для выхода жидкости из клетки клапана находятся выше ограничителя хода, что способствует сокращению износа грани седла;

8) корпус клапана имеет увеличенный внутренний диаметр; благодаря этому шарик поднимается на меньшую высоту над седлом и сила удара при посадке его о грань седла снижается.

Для предотвращения коррозии применяются также клапаны из бакелита.

Некоторые считают, что можно продлить срок службы клапана, если покрыть резиной шарик или седло. А также возможна притирка седла пастой ГОИ.

1.4 Усовершенствованный клапан

В конструкциях насосов, используемых на производстве применяют как нагнетательные, так и всасывающие клапаны. Из-за того, что такие клапаны кажутся простейшими за последние годы их конструкцию и особенности изготовления не сильно изменились.

Увеличить коэффициент наполнения скважинного штангового насоса возможно при малейшем изменении формы шара и седла клапана. Для этого необходимо исключить применение сферической формы клапана, так как шариковый запорный элемент обеспечивает герметичность полости по линейному принципу касания сферы с посадочным конусом седла.

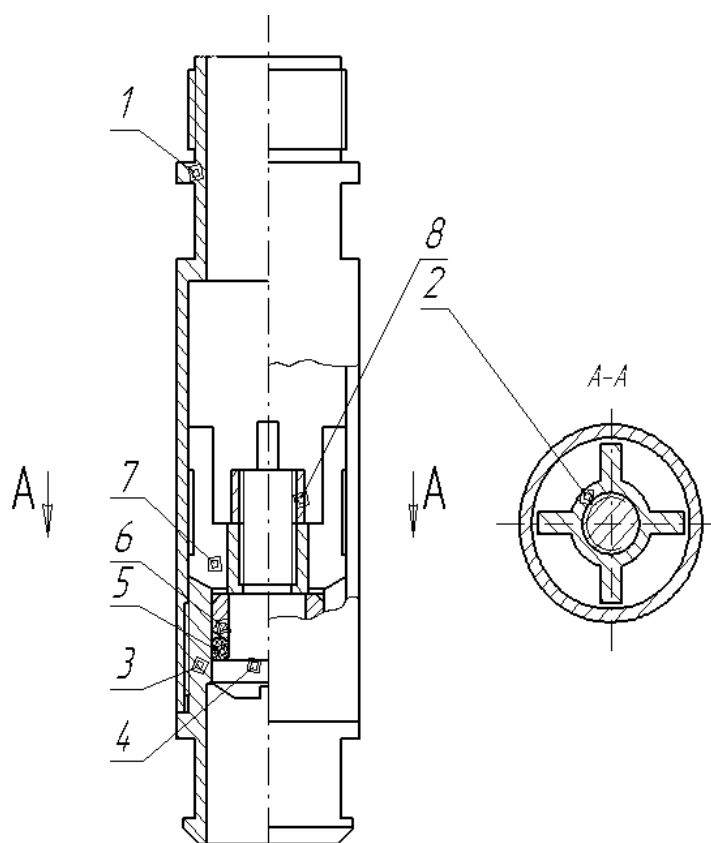
Усовершенствованный клапан, разработанный в данной бакалаврской работе, используется в штанговых насосах вставного исполнения.

Модернизированный клапан необходим для увеличения коэффициента наполнения насоса без увеличения его погружения под динамический уровень. Также предназначен для предотвращения подъёма насосных труб с жидкостью в результате невозможности срыва узла всасывающего клапана из посадочного конуса.

В результате достигается:

- увеличение подачи насоса без увеличения энергозатрат;
- уменьшение нагрузки на штанговую колонну и возможность применения более интенсивных режимов откачки без увеличения обрывности колонны штанг.

Представленный клапан позволяет повысить надежность, вследствие чего уменьшается отказ насоса, который может возникнуть из-за срыва узла всасывающего клапана потоком откачиваемой жидкости или непреднамеренного его захвата плунжером.



1 – корпус; 2- узел тарели; 3- седло; 4 – тарель; 5 – кольцо; 6 – втулка; 7 – центратор;
8 - гайка

Рисунок 1.11 – Усовершенствованный клапан

Модернизированный клапан может применяться для откачки вязких жидкостей из скважин, для откачки жидкостей, где свободный газ резко снижает коэффициент наполнения насоса, в результате чего приходится эксплуатировать насосы с большими погружениями под динамический уровень.

Клапан работает следующим образом.

Клапан жёстко крепится к цилиндру насоса, опускается в скважину, и насос пускается в работу. Крайнее верхнее положение тарели 4 (клапан открыт) и крайнее нижнее положение тарели 4 (клапан закрыт) ограничивается соответствующими упорными поверхностями корпуса 1 и седла 3. В момент закрытия клапана вначале тарель 4 входит в соприкосновение с внутренней поверхностью седла 3, происходит первоначальная герметизация зоны всасывания от зоны нагнетания. За счёт перепада давления тарель 4 движется вниз до упора центратора 7 на упорную поверхность седла 3. При этом в

момент движения тарели 4 вниз, кольцо 5 утоплено в канавке, образованной тарелью 4 и втулкой 6, и не контактирует с седлом 3. По мере роста давления в зоне нагнетания и роста утечек втулка 6 начинает давить на кольцо 5 и, распирая его, прижимает к седлу 3, чем предотвращаются утечки через клапан. Таким образом, кольцо входит в контакт с седлом 3 лишь в неподвижном состоянии тарели 4, чем предотвращается интенсивный износ кольца 5.

В момент всасывания при движении жидкости в корпусе 1, когда она проходит между выступами центратора 7, на центраторе возникает вращательный момент.

В результате тарель 4 проворачивается на определённый угол. Таким образом, точки взаимного соприкосновения тарели 4 и седла 3 последовательно меняются. Это важно в тех случаях, когда скважинный насос работает в наклонных скважинах, т. е. происходит интенсивный износ только одной из сторон тарели 4. Путём же последовательного поворота тарели 4 на некоторый угол износ тарели 4 осуществляется равномерно по всей поверхности, чем обеспечивается более высокая надёжность работы клапанного узла.

2 Расчётная часть

2.1 Расчёт насоса

2.1.1 Расчёт рабочих параметров насоса

диаметр эксплуатационной колонны.....	146 мм
максимальная кривизна скважины 1000 м.....	2°
пластовое давление, Нст.....	27,4 МПа
буферное давление.....	11,1 МПа
глубина спуска насоса.....	1206 м
длина хода.....	2,5м
число качаний в минуту.....	2,5
дебит скважины:	
по жидкости, $Q_{ж}$	11м ³ /сут
по нефти (обводнённость 88 %), Q_n	3,6 т/сут
диаметр НКТ.....	73 мм
диаметр цилиндра насоса.....	44 мм

Условная теоретическая подача (м³/сут.) насосной установки по длине хода устьевого штока [8; с. 134]:

$$Q_t = 1440F_{пл}Sn \quad (2.1)$$

$$Q_t = 1440 \cdot 8,04 \cdot 10^{-4} \cdot 2,5 \cdot 2,5 = 7,24 \text{ м}^3/\text{сут},$$

где $F_{пл} = 8604 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ – площадь сечения плунжера для насоса диаметром 32 мм,

S – длина хода устьевого штока, м;

n – число ходов в минуту.

Фактическая подача насоса всегда меньше теоретической.

Фактическая подача жидкости на поверхности может быть значительно меньше объёма жидкости, поступающей в цилиндр насоса.

Фактическая подача:

$$Q_{\phi} = \eta \cdot Q_{\tau}, \quad (2.2)$$

$$Q_{\phi} = 5,55 \cdot 7,24 = 3,98 \text{ м}^3/\text{сут},$$

где $\eta = 0,55$ - коэффициент подачи насоса.

Утечки в зазоре плунжерной пары:

$$q_{\text{ут}} = 0,262(1 + 1,5C_3^2) \frac{D_{\text{пл}} \delta^3 (p_{\text{вн}} - p_{\text{всц}})}{\rho_{\text{ж}} \nu_{\text{ж}} l_{\text{пл}}} \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned} q_{\text{ут}} &= 0,262(1 + 1,5 \cdot (0,5)^2) \cdot \frac{0,032 \cdot (7,5 \cdot 10^{-5})^3}{750 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{(2,92 - 2,74 \cdot 10^6)}{1,2} = \\ &= 1,22 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned}$$

где $\rho_{\text{ж}}$, $\nu_{\text{ж}}$ - соответственно плотность и кинематическая вязкость откачиваемой жидкости;

$D_{\text{пл}}$, $l_{\text{пл}}$ - диаметр и длина плунжера, м (для серийных насосов $l_{\text{пл}}$ м);

δ - зазор между плунжером и цилиндром при их концентричном расположении, м;

C_3 - относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре, т. е. отношение расстояния между их центрами к величине δ

($0 \leq C_3 \leq 1$); для практических расчётов C_3 можно принять равным 0,5;

$p_{\text{вн}}$ - давление на выходе насоса;

$p_{\text{всц}}$ - давление всасывания в цилиндре.

2.1.2 Расчёт на прочность деталей насоса

Максимальные напряжения определяем в зависимости от соотношения внутреннего r_2 и наружного r_1 радиусов цилиндра:

при $r_1 > 1,1r_2$

$$\sigma_r = \frac{p_2 r_2^2}{r_1^2 - r_2^2} \left[1 - \frac{r_1^2}{r^2} \right] \quad (2.4)$$

$$\sigma_r = \frac{2,74 \cdot 10^6 \cdot (0,032)^2}{(0,041)^2 - (0,032)^2} \left[1 - \frac{(0,041)^2}{(0,045)^2} \right] = 0,73 \text{ МПа}$$

$$\sigma_t = \frac{p_2 r_2^2}{r_1^2 - r_2^2} \left[1 + \frac{r_2^2}{r^2} \right]$$

$$\sigma_t = \frac{2,74 \cdot 10^6 \cdot (0,032)^2}{(0,041)^2 - (0,032)^2} \left[1 + \frac{(0,041)^2}{(0,045)^2} \right] = 6,43 \text{ МПа} \quad (2.5)$$

где p_2 – внутреннее давление;

r – текущее значение радиуса.

Величину $\sigma_{\text{ЭКВ}}$ определяют по третьей теории прочности

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma_r^2 + 4\sigma_t^2} \quad (2.6)$$

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{(0,73)^2 + 4 \cdot 6,43^2} = 12,88 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} \leq [\sigma] = 1100 \text{ МПа}$$

2.1.3 Расчёт параметров надёжности работы насоса

Таблица 2.1 – Статистическая информация о наработке до отказа СШН с усовершенствованным клапаном

221	349	152	130	73	355	24	170	48	367
33	172	132	153	30	234	8	389	24	134
113	321	313	218	28	162	253	77	121	68
115	125	237	265	111	140	241	161	277	255

Число информации $n=40$.

Число интервалов ряда примем равным:

$$k \cong \sqrt{n} \cong \sqrt{40} \cong 6$$

Величину одного интервала определим по выражению:

$$\Delta t = \frac{t_{max} - t_{min}}{k} \quad (2.7)$$

$$\Delta t = \frac{389 - 8}{6} = 64,$$

где t_{max} – наибольшее значение статистического ряда;

t_{min} – наименьшее значение статистического ряда;

Δt – ширина интервала.

n_i – количество значений случайной величины в i -м интервале;

$P = \frac{n_i}{n}$ – частность (опытная вероятность) в i -м интервале;

$\sum_1^k P_i = \sum_1^k \frac{n_i}{n}$ – накопленная частность;

$\frac{n_i}{n\Delta t}$ – эмпирическая плотность вероятности.

По данным таблицы 2.1 построен статистический ряд (таблица 2.2):

Таблица 2.2 – Статистический ряд

Интервал, сут.	Середина интервала t_i , сут.	Частота n_i	Опытная вероятность $P_i = \frac{n_i}{n}$	$\sum \frac{n_i}{n}$	$\frac{n_i}{n\Delta t}$
0-64	32	7	0,175	0,175	0,0027
65-128	96	8	0,2	0,375	0,0031
129-192	160	10	0,25	0,625	0,0039
193-256	224	6	0,15	0,775	0,0023
257-320	288	5	0,125	0,9	0,0019
321-389	355	4	0,1	1	0,0015

Существуют такие показатели надежности, как математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратическое отклонение и коэффициент вариации. Отчасти из-за этих показателей зависит изготовление оборудования и их эксплуатация.

Математическое ожидание случайной величины:

$$M(t) = \int_{-\infty}^{\infty} tf(t)dt \quad (2.8)$$

Для статистического ряда:

$$\bar{t} = \sum_1^k t_{ic} P_i \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned} \bar{t} &= 32 \cdot 0,175 \cdot 0,2 + 160 \cdot 0,25 + 224 \cdot 0,1 + 288 \cdot 0,125 + +355 \cdot 0,1 = \\ &= 168,7 \text{ сут.} \end{aligned}$$

где k – количество интервалов в статистическом ряду;

t_{ic} – значение середины i -го интервала;

P_i – опытная вероятность i -го интервала.

$$\sigma = \sqrt{D}, \quad (2.10)$$

где σ - среднее квадратическое отклонение;

D – дисперсия случайной величины.

Среднее квадратическое отклонение определим по уравнению:

$$\sigma = \sqrt{\sum_1^k (t_{ic} - \bar{t})^2 P_i} \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} \sigma &= \sqrt{(32 - 168,7)^2 \cdot 0,175 + (96 - 168,7)^2 \cdot 0,2 + (160 - 168,7)^2 \cdot 0,25 +} \\ &\quad \sqrt{+(224 - 168,7)^2 \cdot 0,15 + (288 - 168,7)^2 \cdot 0,125 + (355 - 168,7)^2 \cdot 0,1} = \\ &= 101,39 \end{aligned}$$

На оценку показателей надежности оказывают резко выделяющиеся значения статистической информации. Из-за этого, исключаем все резко выделяющиеся значения, но только после их исследования и рассмотрения.

Приближённо оценку информации на выпадающие точки проводят по правилу $\bar{t} \pm 3\sigma$. Если значения случайной величины не выходят за пределы $\bar{t} \pm 3\sigma$ все точки информации считают действительными.

По критерию Груббса проверяют крайние члены распределения. Расчёт ведётся по формуле:

$$V = \frac{|t - \bar{t}|}{\sigma}, \quad (2.12)$$

где t равно t_1 или t_n .

Если $V > V_\alpha$ при известном и принятом уровне значимости α , то крайние члены исключаются из рассмотрения.

а) для наименьшей точки информации:

$$V = \frac{|t_1 - \bar{t}|}{\sigma} \quad (2.13)$$

$$V = \frac{|8 - 169,9|}{100,27} = 1,61,$$

б) для наибольшей точки информации:

$$V = \frac{|t_{20} - \bar{t}|}{\sigma} \quad (2.14)$$

$$V = \frac{|389 - 168,7|}{101,39} = 2,19,$$

Выберем для оценки результатов наблюдений уровень значимости $\alpha = 0,01$. Так как для обеих точек при $n=40$ заведомо $V < V_\alpha$, то оставляем крайние точки в рассматриваемой совокупности.

По данным таблицы 2.2 построим гистограмму и функция плотности распределения наработки штангового насоса до отказа (рисунок 2.1).

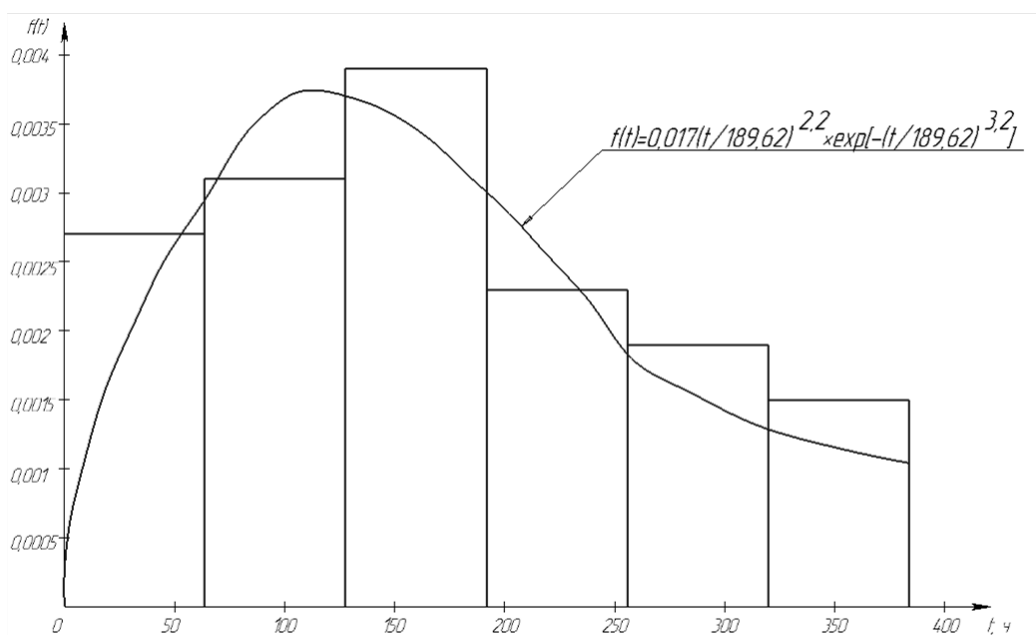


Рисунок 2.1 – Гистограмма и функция плотности распределения $f(t)$ наработки штангового насоса до отказа

По форме дифференциальной функции можно предположить, что в нашем случае имеет место распределение Вейбулла. Такое распределение характеризует работу оборудования в режиме установки, спокойной работы и в режиме отказа оборудования.

Коэффициент вариации, характеризующего рассеивание показателя надёжности:

$$V = \frac{\sigma}{\bar{t}} \quad (2.15)$$

$$V = \frac{101,39}{168,7} \cdot 0,59,$$

Так как в нашем случае $V > 0,5$, то в первом приближении принимаем распределение Вейбулла.

2.2 Расчёт клапана

2.2.1 Расчёт рабочих параметров клапана

Расход жидкости через клапан

$$Q = \mu f \sqrt{\frac{\Delta p \cdot 2g}{\gamma}} = \mu f \sqrt{\frac{\Delta p \cdot 2g}{\rho g}} = \mu f \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \quad (2.16)$$

где $f = \pi dh$ - переменная площадь проходного сечения;

d и h – диаметр отверстия седла клапана и подъём затвора;

μ - коэффициент расхода;

$\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ - плотность добываемой жидкости;

$\Delta p = 0,06 \text{ МПа}$ – перепад давления на клапане.

Течение жидкости через клапанный узел обычно носит турбулентный характер, поэтому значение коэффициента расхода можно принять при распространённых режимах постоянным и равным $\mu = 0,62$.

$$f = \pi \cdot (28 \cdot 10^{-3}) \cdot (34 \cdot 10^{-3}) = 2,99 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$Q = 0,62 \cdot 2,99 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 0,06}{850}} = 2,2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальная скорость движения продукции v_{max} в отверстии седла клапана с учётом неравномерности движения плунжера равна:

$$v_{max} = \frac{4Q}{d^2} \tag{2.17}$$

$$v_{max} = \frac{4 \cdot 2,2 \cdot 10^{-5}}{(28 \cdot 10^{-3})^2} = 0,11 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса $Re_{кл}$ равно:

$$Re_{кл} = \frac{v_{max} \cdot d}{\nu_{ж}} \tag{2.18}$$

$$Re_{кл} = \frac{0,11 \cdot 28 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 10^{-6}} = 392,86,$$

где $\nu_{ж}$ - кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Потери давления в клапанном узле при всасывании:

$$\Delta p_{кл} = \frac{v_{max}^2 \cdot \rho_{жд}}{2 \varepsilon_{кл}}, \tag{2.19}$$

где $\rho_{жд}$ - плотность дегазированной жидкости,

$\varepsilon_{\text{кл}}$ - коэффициент расхода клапана, определяемый в зависимости от конструкции клапанного узла насоса и числа Рейнольдса.

$$\rho_{\text{жд}} = \rho_{\text{нд}} \cdot (1 - B) + \rho_{\text{в}} B \quad (2.20)$$

$$\rho_{\text{жд}} = 850 \cdot (1 - 0,95) + 1000 \cdot 0,95 = 992,5 \text{ кг/м}^3,$$

где B - объёмная обводнённость нефти, доли единицы;

$\rho_{\text{нд}}$ - плотность дегазированной нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ - плотность воды.

Среднее значение $\varepsilon_{\text{кл}}$ для основных типов насосов составляет 0.3 - 0.4.

$$\Delta p_{\text{кл}} = \frac{(0,11)^2 \cdot 992,5}{2 \cdot (0,35)^2} = 49,02 \text{ Па}$$

2.2.2 Расчёт на прочность деталей клапана

Расчёт на прочность корпуса клапана

Толщина стенки корпуса:

$$\delta = \frac{D_H - D_B}{2}, \quad (2.21)$$

где D_H - наружный диаметр корпуса;

D_B - внутренний диаметр корпуса.

$$\delta = \frac{45 - 38}{2} = 3,5 \text{ мм}$$

Площадь кольцевого сечения корпуса:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_B^2) \quad (2.22)$$

$$F = \frac{\pi}{4} ((0,045)^2 - (0,038)^2) = 4,56 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Допускаемое напряжение:

$$[\sigma] = 1100 \text{ МПа.}$$

Допускаемая сила:

$$P_{\text{доп}} = F \cdot [\sigma] \quad (2.23)$$

$$P_{\text{доп}} = 4,56 \cdot 10^{-4} \cdot 1100 \cdot 10^6 = 501,95 \text{ МП.}$$

2.2.3 Сравнение геометрии усовершенствованных клапанных узлов с серийными

Для определения наилучших параметров клапанного узла проанализируем три типа клапанных узлов: стандартный, клапан Костыченко и усовершенствованный.

Зададим для всех типов клапанных узлов одинаковый наружный диаметр (значит, и внутренний диаметр d) при одной и той же толщине стенки. Необходимо найти взаимосвязь между заданным внутренним диаметром и диаметром седла d_c для рассматриваемых типов клапанных узлов.

Для клапана Костыченко: f_1 - площадь поперечного сечения отверстия седла клапана; f_2 - площадь поперечного сечения шарика; f_3 - площадь поперечного сечения клетки; f_4 - площадь поперечного сечения для прохождения жидкости после её прохождения в седле.

Площадь f_1 является функцией от диаметра шарика $d_{ш}$ (или его площади поперечного сечения): для стандартных клапанных узлов $d_c/d_{ш} = 0,871$ для клапана Костыченко $d_c/d_{ш} = 0,8$

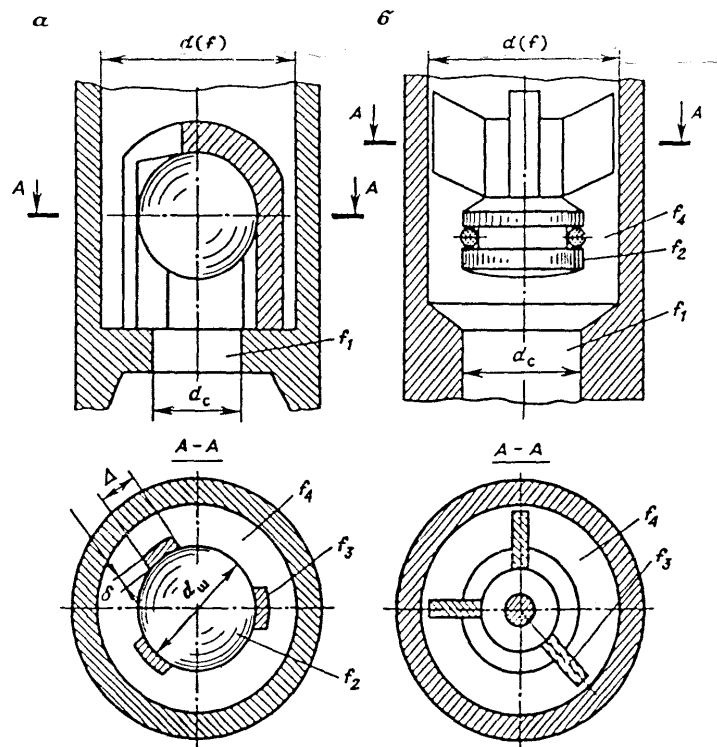
Введя обозначение $d_c/d_{ш} = K_c$ выразим площадь отверстия седла через диаметр шарика:

$$f_1 = \pi \frac{d_{ш}^2 K_c^2}{4} \quad (2.24)$$

Площадь поперечного сечения клетки является функцией диаметра шарика, поскольку, чем больше шарик, тем больше ширина Δ и толщина δ должны быть у клетки, чтобы иметь запас по прочности и износу.

$$K_k = \frac{f_3}{f_2} \quad (2.25)$$

$$K_k = 0,12$$



а – стандартный клапан; б – усовершенствованный клапан

Рисунок 2.2 – Схемы клапанов

Определим условия (не учитывая особенности течения жидкости в клапане), при которых площадь поперечного сечения каналов для прохождения жидкости после седла будет хотя бы не меньше площади поперечного сечения самого седла, т. е. будет соблюдаться условие $f_4 \geq f_1$. Далее f_4 можно найти как разность между f, f_2, f_3 т. е. $f_4 = f - f_2 - f_3$. С учётом выражения для K_k получим:

$$f_4 = f - \frac{\pi d_{\text{ш}}^2}{4} - K_k \frac{\pi d_{\text{ш}}^2}{4} \quad (2.26)$$

Приравнивая f_4 и f_1 и принимая во внимание уравнение (2.16), запишем:

$$\frac{d_{\text{ш}}^2 K_c^2}{4} = f - \frac{\pi d_{\text{ш}}^2}{4} - K_k \frac{\pi d_{\text{ш}}^2}{4} \quad (2.27)$$

Учитывая, что $f = \pi d^2/4$ и проведя преобразования, получим:

$$\pi d_{\text{ш}}^2 K_c^2 + (K_c^2 + 1 + K_k) = d^2 \quad (2.28)$$

Соотношение (2.24) определяет условие равнопроходности для клапана классической схемы. С учётом приведённых соотношений:

а) для стандартных клапанных узлов:

$$d_{\text{ш}}(0,871^2 + 1 + 0,12) = 1,87d_{\text{ш}}^2 = d^2 \quad (2.29)$$

$$\text{Поскольку } d_c = d_{\text{ш}}K_c, d_c = 0,61d \quad (2.30)$$

б) для клапана Костыченко:

$$d_c = 0,7d \quad (2.31)$$

$$d_c = \sqrt{2d} = 0,81d \quad (2.32)$$

Результаты расчётов показывают следующее:

а) для стандартных клапанных узлов: $d_c = 0,61d, f_1 = 0,397f$;

б) для клапана Костыченко: $d_c = 0,7d, f_1 = 0,36f$;

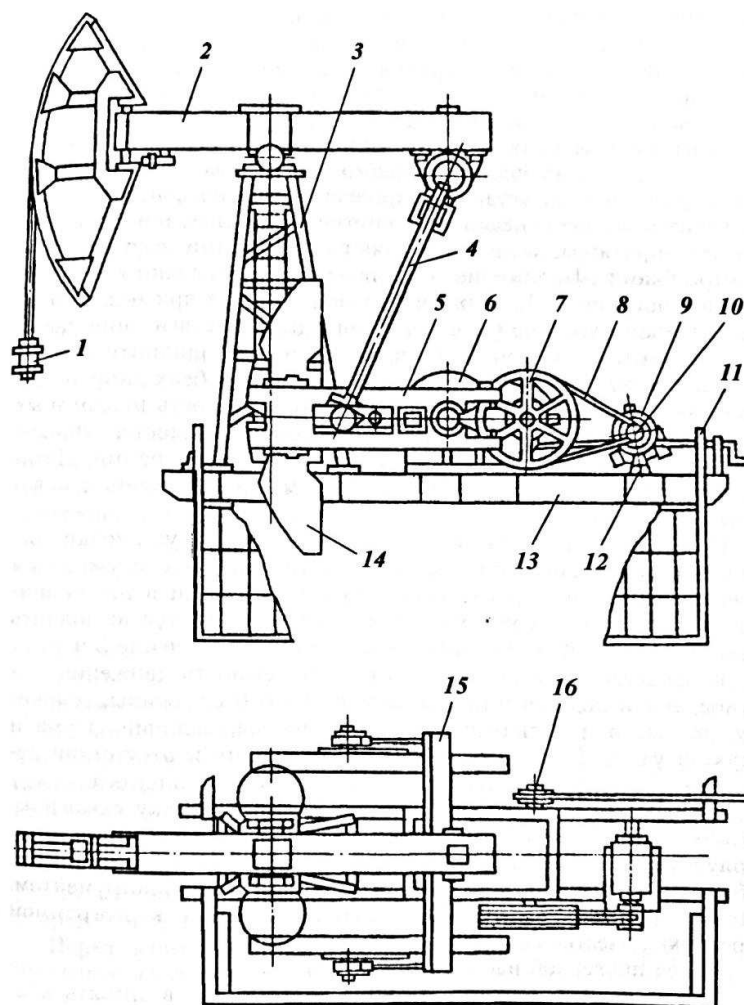
в) для усовершенствованного клапана: $d_c = 0,81d, f_1 = 0,5f$.

Расчеты показывают, что усовершенствованный клапан позволяет существенно увеличить площадь поперечного сечения седла клапана и, следовательно, уменьшить его гидравлическое сопротивление. Чем меньше гидравлическое сопротивление клапана, тем меньше вероятность появления дополнительного усилия при ходе штанг вниз. В связи с этим разработанные усовершенствованные клапаны необходимы для откачки высоковязких нефтей, т. е. там, где использование серийных шариковых клапанов существенно снижает коэффициент наполнения насоса.

3 Монтаж и эксплуатация скважинных штанговых насосных установок

3.1 Монтаж скважинных штанговых насосных установок

Скважинный штанговый насос управляется станком-качалкой (СК). Чтобы установить СК (рисунок 3.1) сооружают фундамент. Конструкция фундамента зависит от плотности грунта. Для плотных грунтов – фундаменты монолитные из бутобетона, либо сборные железобетонные. Для рыхлых грунтов характерна установка СК на сваях [9].



1 – подвеска устьевого штока; 2 – балансир с опорой; 3 – стойка; 4 – шатун; 5 – кривошип; 6 – редуктор; 7 – ведомый вал; 8 – ремень; 9 – электродвигатель; 10 – ведущий шкив; 11 – ограждение; 12 – поворотная плита; 13 – рама; 14 – противовес; 15 – траверса; 16 – тормоз

Рисунок 3.1 – Станок-качалка типа СКД

Перед монтажом СК необходимо проверить комплектность поставки узлов и крепежа и их соответствие нормативно-технической документации. Привезенные детали и узлы насоса располагают по порядку их сборки. Для начала затаскивают раму на фундамент по уложенным накатам из труб, либо краном.

После установки рамы обязательно проверяют ее положение относительно центра скважины и горизонтальность в продольном и поперечном направлениях.

Если есть на скважине вышка или мачта, монтаж стойки и балансира можно выполнять при помощи подъемника, в противном случае – грузоподъемными средствами. Перед тем как установить балансир необходимо проверить горизонтальность верхней плиты стойки в двух направлениях (ее крепление к раме и ее положение относительно оси скважины). Далее балансир поднимают и устанавливают на плиту стойки вместе с его опорой (важно, чтобы продольная ось балансира была перпендикулярна к плоскости основания).

Правильность положения балансира относительно центра скважины проверяют отвесом, прикрепленным к центру траверсы канатной подвески. Незначительные отклонения устраняют перемещением балансира при помощи регулировочных болтов. Далее поднимают траверсу с двумя шатунами и её опорой, при этом предварительно закрепив балансир, для его присоединения. На пальцах во втулках траверсы должны свободно вращаться верхние головки шатунов. После сборки тормозного устройства проворачивают шкив редуктора до установки кривошипов в горизонтальное положение и затормаживают их тормозом. Противовесы устанавливают на кривошипы и закрепляют их болтами с контргайками и гайками. Положение противовесов определяют расчетом уравнивания станка-качалки. Нижние головки шатунов закрепляют с кривошипами, закрепляя их положением. Гайки после крепления шплинтуют. Расстояние между шатунами и кривошипами с обеих сторон СК должно быть одинаковым. Клиновые ремни одевают после того, как проверят

параллельность продольных осей кривошипов и совпадение наружных поверхностей шкивов редуктора и электродвигателя. Поднятием или опусканием поворотной салазки контролируют натяжение ремней.

После монтажа электрооборудования, площадки с лестницей для обслуживания электродвигателя и установки ограждения кривошипа, а также после проверки смазки в подшипниках и редукторе и уравнивания СК разрешается выполнить пробный пуск СК и обкатку на холостом ходу в течении 3ч.

В процессе обкатки проверяют вертикальность движения шатунов, точки подвеса штанг относительно оси скважины, величину торцового и радиального биения шкивов, наличие шума и стука в узлах. Если нет отклонений в работе и дефектов сборки, то приступают к монтажу скважинного насоса.

Чтобы спустить и поднять насос необходимо остановить работу скважины, что влечет за собой потери во времени, а следовательно и экономические потери. Для того, чтобы не допустить применение неисправного насоса, обязательно проверяют все насосы в ремонтных цехах, оборудованных необходимым оборудованием и инструментом. К каждому новому насосу прилагается паспорт с картограммой проверки качества сборки насоса.

Перед проверкой насосы расконсервируют.

Новые насосы не рекомендуется разбирать и ремонтировать (ослаблять резьбовые соединения, вынимать клапаны из гнезд, зашлифовывать плунжер, притирать клапаны или конус к седлу конуса).

Такие узлы скважинного насоса как плунжер и цилиндр чаще подвергаются ремонту.

Для проверки плунжера насос закрепляют в трубном зажиме за верхний переводник, при помощи рыма извлекают узел всасывающего клапана и плунжер. Последний протирают чистой салфеткой, проверяют его состояние, крепление резьбовых соединений и наконечника конуса. При ослаблении соединений допускается их крепление. Если на рабочих поверхностях плунжера и наконечника – конуса обнаружены вмятины, риски, царапины и

другие дефекты или эти детали прокорродированы, а захватное приспособление дефектно, то насос бракуют.

В рассматриваемом насосе 73-НВ2Б-44 проверяют состояние сборки замковой опоры и насоса. В замковой опоре визуально проверяют чистоту проходного сечения, крепление резьбовых соединений, прямолинейность сборки и состояние конусной поверхности опорного кольца. При наличии рисок, вмятин или других повреждений на ее уплотняющих поверхностях, а также поломки перьев пружинного якоря необходимо заменить замковую опору.

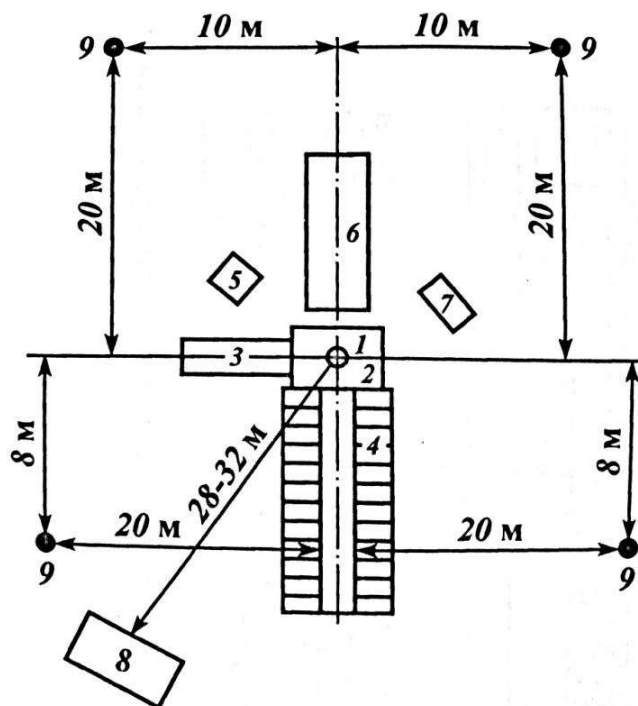
Далее насос осматривают. При наличии на кожухе вмятин, отверстий или же забоин его бракуют. Также нужно проверить поверхность конуса, крепление резьбовых соединений и проход насоса через контрольное опорное кольцо.

Чтобы проверить цилиндр, его перемещают два-три раза по всей его длине. Затем, его предварительно протирают салфеткой и смазывают машинным или веретенным маслом. Если плунжер проходит не плавно – его бракуют.

На рис 3.2 приведена схема расположения оборудования, применяемая в ОАО «Татнефть».

Резьбовые концы насосно-компрессорных труб должны быть смазаны и свинчены крутящим моментом (указанным в нормативно-технической документации) для обеспечения герметичного и надежного соединения.

При спуске колонны насосных штанг так же необходимо производить, смазывая резьбовые концы и свинчивая крутящим моментом, указанным в нормативно-технической документации. Нельзя спускать в скважину погнутые и кривые штанги, имеющие следы коррозии и износа. При спуске 3-4 последних штанг нужно замедлить ход и произвести плавную посадку насоса (плунжера) в замковую опору (цилиндр). Перед спуском скважинного насоса должны быть сняты защитные колпачки и пробки.



- 1 – устье скважины; 2 – рабочая площадка; 3 – фундамент СК; 4 – мостки;
 5 – кабеленаматыватель; 6 – площадка под агрегат; 7 – осветительная установка;
 8 – культбудка; 9 – якорь

Рисунок 3.2 – Схема расположения оборудования при спуске скважинного штангового насоса

Собирать устьевое оборудование необходимо после завершения спуска насоса, а затем с помощью канатной подвески присоединить колонну штанг к головке балансира станка-качалки (особое внимание на соосность головки балансира станка качалки с осью скважины).

При подвешивании колонна насосных штанг должна быть поднята на высоту не более длины запаса хода насоса – 250 – 300 мм и с учетом возможного удлинения колонны штанг и труб.

Следует иметь ввиду, что при подъеме штанг на большую величину создаются условия работы насоса с меньшим КПД из-за увеличения мертвого пространства между клапанами в крайнем нижнем положении плунжера, а также возникает опасность чрезмерного выхода плунжера из цилиндра (насосы

типа НН1 и НН2) или срыва насоса с замковой опоры (насосы типа НВ1 и НВ2).

Пуск в эксплуатацию скважинного насоса следует производить в два этапа:

- 1 предварительный спуск, при котором контролируют правильность положения плунжера относительно цилиндра насоса и проверяют правильность функционирования насоса;
- 2 окончательный пуск, при котором по результатам предварительного пуска проводят необходимую регулировку подвески устьевого сальникового штока к головке балансира станка-качалки.

Правильная подгонка (регулировка) штанг, отсутствие стуков при ходе плунжера вниз и срыва насоса с опоры (выход плунжера из цилиндра) при ходе вверх проверяют динамометрированием работы насоса непосредственно после завершения монтажа.

Данные по результатам монтажа, геологическую характеристику скважины, режим работы насоса (число качаний и напор), дату пуска насоса в эксплуатацию заносят в его паспорт.

Требование максимальной добычи штанговыми глубинными насосами предполагает, что динамический уровень жидкости должен соответствовать глубине подвески. Отсюда следует: насос должен находиться немного (на несколько десятков метров) выше перфораций скважины [10, с. 289 – 311].

3.2 Техническое обслуживание скважинных штанговых насосных установок

Надежная работа СК зависит от правильного подбора оборудования, от технологического режима эксплуатации скважины, точного уравнивания, качественного выполнения монтажных работ, своевременного проведения технического обслуживания и плановых ремонтов. При современном управлении установкой (один-два раза в сутки) и обслуживании оборудования

очень важно, чтобы все системы были в идеальном состоянии и исправно работали, иначе могут возникнуть серьезные неполадки или крупная авария, что неблагоприятно скажется на работе всей скважины, а следовательно предприятие понесет значительные убытки [11, с. 32].

После пуска станка-качалки в работу, через несколько дней необходимо проверить и затянуть соединения. В первые дни эксплуатации нужно усиленно следить за состоянием креплений подшипников, проверять затяжку кривошипных и верхних пальцев на шатуне, натяжение ремней, уравнивание и отсутствие масла в редукторе. А также проверять соответствие мощности и частоты вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка. Электродвигатель должен быть подключен к сети так, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Узлы редуктора и СК в процессе эксплуатации необходимо регулярно проверять и смазывать. Мест смазки, точки смазки, число этих точек, сорт смазочного материала и рекомендуемые сроки смазки оговорены соответственной нормативно-технической документацией. Если СК находится в зоне повышенной влажности или в других нестандартных климатических условиях необходимо проверку делать чаще.

При пуске в эксплуатацию нового редуктора необходимо через половину месяца вылить из него масло и промыть соляровым маслом или керосином, для удаления частиц металла, которые образуются при приработке редуктора. Наличие масла в редукторе проверяют через контрольные клапаны или щупом. Масла в редукторе механизировано меняют с применением специализированные агрегаты.

При осмотре и обследовании СК тщательно проверяют жесткость крепления пусковой аппаратуры, которую необходимо устанавливать строго вертикально. Крепление должно быть прочным, исключая возможные сдвиги и шатания. Во избежание несчастных случаев при смазке, ремонте и проверке состояния СК необходимо его останавливать. При остановки СК

редуктор следует затормаживать только после отключения электродвигателя от сети в нижнем положении плунжера скважинного насоса. Перед пуском СК необходимо убрать все лишние предметы, которые могут мешать свободному вращению кривошипа.

Во время обхода скважины и осмотра оборудования оператор обязан:

1 Проверить состояние сальникового уплотнения устьевого штока и подтянуть его. Нормальной считается такая затяжка, при которой устьевой шток имеет чуть влажную поверхность и слегка нагревается. Если после подтягивания сальник продолжает пропускать, то следует остановить СК и заменить набивку. Сильный нагрев недопустим.

2 Проверить работу механизма штанговращателя. Колонна штанг должна вращаться равномерно. Если необходимо – смазать опорный подшипник, червячную передачу и опорные втулки валика и храповика смазкой, указанной в нормативно-технической документации. Если же штанговращатель не работает или останавливается периодически – выяснить причину неисправности и устранить ее путем регулировки и ремонта.

3 Проверить состояние канатной подвески, обращая внимание на целостность каната и надежность его крепления к головке балансира. Канат должен закрепляться так, чтобы концы его немного выступали наружу из втулки нижней траверсы.

4 Проверить клиноременную передачу путем внешнего осмотра. Следить, чтобы при работе СК ремни чрезмерно не буксовали и не ослаблялись. Более детально ремни проверяют через 10-15 сут при остановленном станке-качалке и заторможенном редукторе.

5 Проверить уравновешенность станка-качалки и центровку устьевого штока по положению его в отверстии нажимной гайки устьевого сальника. Шум работы электродвигателя должен быть равномерным, если же наблюдается обратная ситуация – СК следует остановить и уравновесить. Уравновешенность станков также периодически проверяется ампер-клещами. При нарушении центровки устьевого штока необходимо его отцентровать,

остановив станок-качалку. Причинами нарушения могут быть несоответствие радиуса закругления головки балансира ГОСТу, расшатанность фундамента и рамы, а изготовленную с отклонениями от ГОСТа, заменить или отремонтировать в ремонтном цеху. Расшатанность фундамента и рамы станка-качалки устраняется подтягиванием болтовых соединений, подкладыванием под раму металлических пластин и перемещением рамы станка-качалки на незначительное расстояние.

6 Проверить путем внешнего осмотра и на слух состояние кривошипно-шатунного механизма и редуктора станка-качалки. Скрип, треск или глухие удары в каком-либо узле говорят о неисправности и необходимости более детальной проверки и ремонта. В частности, скрип в узле подвески траверсы часто вызывается недостаточной смазкой пальца крепления верхнего конца шатуна, а скрип и треск в узле нижней головки шатуна показывают, что ослабло крепление пальца кривошипа или смята его шпонка. Глухие стук в редукторе возникают при износе зубьев шестерен или подшипников валов, а иногда и при недостаточной уравновешенности станка-качалки. В подобных случаях нужно немедленно сообщить об обнаруженной неисправности мастеру бригады или диспетчеру.

7 Осмотреть крепление электродвигателя, редуктора и стойки к раме станка-качалки, а также траверсы к балансиру. Особое внимание обратить на крепление шатунов к траверсе и кривошипу и балансиру к опоре. Кроме того, проверить положение кривошипов на валу редуктора, так как при ослаблении дифференциальной стяжки возможно их смещение вдоль вала. На станках-качалках с поворотной головкой балансира следует проверять также надежность крепления и положение стопорного устройства.

8 Ежедневно проверять уровень масла в редукторе, а при подтеках масла из корпуса проверку делать ежедневно.

9 Не допускать и своевременно ликвидировать пропуски нефти и газа через фланцевые и резьбовые соединения обвязки устья и нефтегазопровода.

10 Своевременно удалять или засыпать нефть, разлитую вокруг станка-качалки и на территории скважины.

11 В зимнее время очищать от снега площадку у рамы станка-качалки под кривошипами.

Все необходимые для обслуживания скважины материалы и инструменты (штангодержатель, сальниковая набивка, зубила, гаечные ключи, лопата, вдеро, кувалда, смазка и т.д.) должны храниться в специальном ящике непосредственно около скважины.

Более сложные работы выполняются силами бригады по ремонту наземного оборудования в аварийном порядке. К ним относятся: замена или дополнительное крепление пальца кривошипа, замена канатной подвески и устьевого сальникового штока, ремней, электродвигателя или его шкива и изменение длины хода устьевого сальникового штока.

При установке устьевого сальникового штока на штангодержатель необходимо проверить состояние корпуса штангодержателя и насечки на его плашках. Запрещается использовать плашки со сбитой или загрязненной насечкой, а также некомплектные. После снятия штока нужно зачистить заусенцы на его поверхности и поверхности штангодержателя, образовавшиеся от насечки плашек.

Работа насоса по подъему жидкости исследуется динамометрированием его работы, замерами подачи и динамического уровня жидкости в скважине.

Динамометрирование работы насоса может быть проведено с помощью переносного динамографа любой конструкции или же по системе телединамометрирования, применяемой в конкретном нефтегазодобывающем обществе.

Замер подачи насоса также производится посредством имеющихся замерных устройств.

Динамометрирование работы насоса необходимо производить непосредственно после спуска скважины в эксплуатацию, в процессе

эксплуатации не реже одного раза в неделю, при изменении подачи скважинного насоса, а также обязательно перед его подъемом из скважины.

По показаниям динамограммы могут быть определены степень заполнения цилиндра насоса, герметичность нагнетательного и всасывающего клапанов, а также колонны насосно-компрессорных труб, степень износа пары цилиндр-плунжер насоса, влияние газа на заполнение цилиндра, отворот или обрыв колонны штанг, заклинивание плунжера в цилиндре и другие неполадки в работе подземного оборудования.

Данные о работе скважинных насосов, собранные в процессе наблюдения за их эксплуатацией, в обязательном порядке заносят в книгу документации каждой скважины и паспорт насоса.

К основным достоинствам балансирных станков-качалок (СК) следует отнести простоту устройства и обслуживания, длительные периоды эксплуатации, невысокую стоимость комплектующих и изделия в целом. Однако, существенная металлоемкость СК, наличие подвижных узлов с значительными моментами инерции, использование в конструкции клиноременных передач и асинхронного электропривода отрицательно влияет на эффективность эксплуатации ШСНУ.

Известно, что снижение металлоемкости и габаритных размеров машин и механизмов, а также улучшение регулировочных свойств их систем управления может быть обеспечено посредством использования гидравлического привода. На нефтепромыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» прошли опытно-промышленные испытания гидроприводов штанговых скважинных насосов НПК-10-8-6 (производитель ООО «НПК», г Пермь) и ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» (производитель ООО «НПП «ПСМ-Импэкс» г. Екатеринбург).

Привод НПК-10-8-6 предназначен для придания возвратно-поступательного движения глубинных штанговых насосов при откачке жидкости из скважины с максимальной нагрузкой на штоке 80 кН. Привод монтируется непосредственно на колонном фланце устьевого арматуры, что

исключает необходимость центрирования и предотвращает утечки рабочей жидкости по штоку гидроцилиндра.

Гидропривод ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» монтируется над устьем скважины на фундаментных плитах. Силовой гидроцилиндр установлен на опоре шатрового типа, не имеющий непосредственной связи с устьевым оборудованием. Масло-станция и станция управления располагаются в блок-боксе, который исключает воздействие внешних факторов на работу оборудования и повышает безопасность эксплуатации. Уравновешивание реализовано с использованием электродинамического торможения: при ходе штока вниз приводной электродвигатель работает в генераторном режиме.

Привод штангового скважинного насоса НПК-10-8-6. Изменение числа качаний посредством задания пауз в конце хода штока обуславливает снижение КПД привода. Энергии, запасаемой пневмоаккумулятором при опускании колонны штанг, объективно недостаточно для сколько-нибудь существенного уменьшения мощности, потребляемой приводом во время подъема пластовой жидкости.

НПК-10-8-6. Регулирование частоты качаний в широких пределах обуславливает возможность устранять асфальтопарафиновые отложения в скважинах без их капитального ремонта.

Снижение удельных затрат и повышение точности управления при работе балансирных СК обеспечивается при использовании вентильных электродвигателей (ВД) с возбуждением от постоянных магнитов.

Применение гидравлических приводов ШСНУ рационально при разработке вновь вводимых в эксплуатацию скважин, при периодической и кратковременной эксплуатации скважин, а также при устранении АСПО. Мобильность и меньшая металлоемкость, по сравнению с механическими СК, обуславливают снижение временных и материальных затрат на монтаж привода. Наличие совершенных систем телеметрии и управления позволяет осуществлять комплексную оценку системы «привод-скважина» и изменять параметры работы гидропривода в широких пределах.

Оснащение механических балансирных СК вентиляльными двигателями и интеллектуальными станциями управления позволяет контролировать показатели работы ШСНУ, осуществлять точное регулирование с высоким быстродействием режимных параметров работы установок [12].

3.3 Подъем и демонтаж скважинных штанговых насосных установок

Перед началом ремонта скважин, эксплуатирующихся СШНУ, частично разбирают станок-качалку. Установив головку балансира в крайнем верхнем положении и закрепив ее тормозом, на устьевом сальниковом штоке несколько выше крышки устьевого сальника устанавливают штанговый зажим. При креплении зажима следует учитывать, что после посадки его на крышку сальника масса всей колонны насосных штанг будет передаваться на него. При помощи электродвигателя опускают вниз всю колонну насосных штанг до тех пор, пока нижняя сторона штангового зажима не сядет плотно на крышку сальника и затормаживают кривошип. Отсоединяют подвеску устьевого штока от колонны насосных штанг. Привязывают к нижней части головки балансира оттяжной штроп или цепляют проволочный крючок. Постепенно освобождая тормоз, поднимают балансир вверх, затормаживают кривошип и, оттянув вручную вправо или влево штроп или крючок, отводят в сторону головку балансира.

После разъединения сальникового штока от головки балансира разбирают устьевое оборудование и приступают к подъему скважинного насоса.

Основанием для подъема скважинных насосов является полное прекращение подачи или снижение ее до минимально допустимой величины, установленной для каждой скважины, исходя из технико-экономических соображений. Причина неисправности должна быть определена предварительно по данным динамограммы, снятой перед подъемом насоса.

Для подъема насоса типов НВ1 и НВ2, а также клапанов или плунжера насосов типов НН1 и НН2 достаточно только поднять колонну насосных штанг.

При этом перед подъемом плунжера насоса типа НН2 необходимо заловить узел всасывающего клапана посредством ловильного устройства. Для этого плунжер плавно сажается до упора, колонна штанг с устья проворачивается по часовой стрелке, а затем поднимается. При подъеме цилиндра насоса типа НН, а также насосов, не относящихся к типам НН1, НН2, НВ, необходимо произвести подъем всего оборудования. Для этого сначала поднимают колонну штанг, а затем колонну насосно-компрессорных труб.

При подъеме штанги следует складывать не мостки без прогибов и свешивания их концов. Мостки должны иметь не менее четырех прокладок из труб (досок) или сплошной настил из досок длиной не менее 8 м. На них не должно быть посторонних предметов, отбракованных штанг и грязи. При развинчивания не допускается обстукивание муфты молотком, ключом или другими металлическими предметами. Тугие соединения следует разъединять ключом с рукояткой в 1 м. При подъеме штанг их нужно тщательно осматривать на наличие дефектов. Штанги и муфты с такими дефектами как изгибы, зазубрины, коррозионное разрушение не допускаются к повторному спуску, их нужно браковать [13, с. 101 – 102].

При подъеме планшайбы с колонной насосно-компрессорных труб нужно применять специальный патрубок. Подъем колонны насосно-компрессорных труб и посадку ее на фланец следует производить плавно, без ударов и рывков. Трубные ключи необходимо устанавливать на тело трубы вблизи муфта. При развинчивании соединений нельзя наносить удары по муфте кувалдой, можно лишь обстукивать ручником, при этом не рекомендуется наносить удары по торцу муфты. Отвинченную трубу можно перемещать лишь после выхода ее из соединения.

Для выявления дефектов, препятствующих дальнейшему использованию труб, при подъеме их тщательно осматривают.

Трубы с уловным диаметром 48 и 60 мм поднимать свечами не рекомендуется, но если это все же необходимо, то для предохранения от изгиба в середине пролета следует установить второй палец. При установке труб за

палец они должны упираться на прочную платформу (подтрубник). При оставлении на длительное время необходимо надежно прикрепить их к подтрубнику.

Укладывать трубы на мостки следует рядами, разделяя их деревянными прокладками. Перед укладыванием на ниппельный конец трубы нужно навинтить предохранительное кольцо, опускать трубу следует, оперев концом на специальный совок.

Для равномерного износа труб целесообразно при проведении текущего ремонта скважин периодически менять местами трубы верхней и нижней частей колонны.

После сильного натяжения колонны при освобождении ее от прихвата все резьбовые заводские соединения следует докрепить.

Поднятый из скважины отработанный насос отправляют в ремонтный цех для соответствующего осмотра и определения пригодности его к дальнейшей работе в других скважинах.

3.4 Ремонт скважинных штанговых насосных установок

Капитальные и текущие ремонты предусмотрены действующей системой ТО и Р для С. Текущий ремонт должен поддерживать оборудование до капитального ремонта [14, с. 85 – 88].

При текущем ремонте проверяют и осуществляют подтяжку крепежных соединений, заменяют пришедшие в негодность крепежные детали, клиновые ремни, канатные подвески или плашки, детали нижней головки шатуна, пальцы кривошипов, смазывают подшипниковые опоры, шарнирные соединения и ходовые винты.

При капитальном ремонте шатунов в сборе с пальцами кривошипа, ходовых клапанов с деталями на кривошипах при бесступенчатом изменении длины хода и механизированном перемещении противовесов, осуществляется замена шатунов, устранение смещения осей кривошипов, замена деталей

защелки поворотной головки балансира, пальцев поворотной головки, скоб опоры балансира, замена деталей тормоза, электродвигателя и изношенных шкивов, исправление ограждений, лестниц и другое. Капитальный ремонт СК выполняют специализированные ремонтные бригады агрегатным методом ремонта. При этом сборочную единицу, включающую негодные детали, заменяют новой или отремонтированной. Заменяемую сборочную единицу передают на ЦБПО для ремонта. При этом ЦБПО должны быть оборотные сборочные единицы всех типоразмеров СК, находящихся в эксплуатации [15].

В процессе эксплуатации скважинных штанговых насосов изнашиваются рабочие поверхности плунжера, цилиндра и клапанов, что приводит к утечке продукции скважины и снижению подачи.

Основными причинами износа помимо сил трения является присутствие песка в откачиваемой жидкости, H_2S , CO_2 , минеральных солей, а также высокая обводненность. Песок в скважине нередко приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре насоса. При этом чтобы не произошел обрыв штанг, приходится поднимать насос.

С целью повторного использования цилиндров, имеющих равномерный износ, для каждого диаметра насосов изготавливают плунжеры с несколько увеличенными диаметрами, что позволяет подбирать плунжер к насосу, бывшему в работе, с меньшим зазором и вновь пускать его в работу.

Насосы, подлежащие ремонту, поступают в ремонтный цех, где проводят их осмотр. Если в результате осмотра устанавливается, что для ремонта необходимо произвести только замену изношенных деталей (плунжера, клапанов, штока), то выполняется текущий ремонт насоса. Если в результате осмотра устанавливается, что для ремонта насоса необходимо применение специальных приспособлений, контрольно-измерительной аппаратуры и высокой квалификации рабочих (например, освобождение заклиненного плунжера или все работы, связанные с разборкой цилиндра насоса и т.д.), то выполняется капитальный ремонт насоса.

После разборки насоса цилиндры дефектуются в соответствии с ТУ, где регламентируются дефекты.

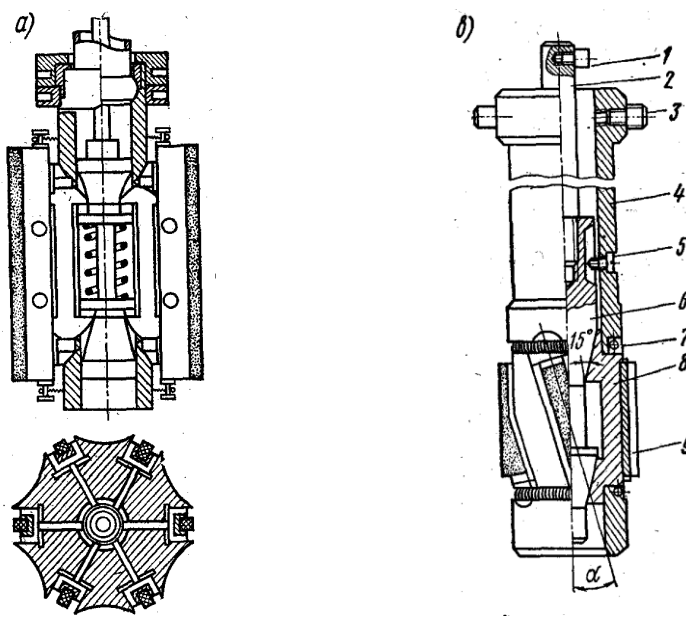
Ремонт цилиндра с большим износом канала включает в себя операции:

1) Предварительную правку на гидравлическом прессе. После дефектовки цилиндр подвергается правке.

2) Предварительное хонингование канала, при котором удаляется дефектный слой. В результате хонингования получается гладкая и блестящая поверхность.

Охлаждение производится обычно керосином, который способствует удалению абразивных зерен, остающихся в порах.

На рисунке 3.3, а представлена конструкция хонинговальной головки с механическим раздвижением абразивных брусков.



а — конструкция; б — головка для хонингования шлицевого отверстия

Рисунок 3.3 - Хонинговальная головка

3) Упрочнение канала азотированием. После предварительного хонингования цилиндр подвергается азотированию. Применяется процесс классического печного низкотемпературного ($510...540^{\circ}\text{C}$) азотирования,

загрузка и выгрузка цилиндров в печь осуществляется в специальной кассете объемом 30 штук.

Азотирование – это процесс диффузионного насыщения поверхностного слоя азотом. Обработанные азотом материалы имеют высокую прочность и поверхностную твердость, которая не изменяется при нагреве. Также после данного упрочнения повышается износостойкость, сопротивление кавитации и коррозии и снижается склонность к задирам. При азотировании деформация материала сводится к минимуму.

4) Окончательная правка описанным выше методом.

5) Чистовое хонингование.

6) Перенарезание присоединительных резьб (в необходимых случаях).

Проверку и ремонт скважинных невставных штанговых насосов, отработавших в скважине, осуществляют в следующей последовательности. Насос промывают и сушат, затем укладывают на козлы, закрепляют за верхнюю муфту цилиндра в трубном зажиме и проверяют поверхность кожуха и кривизну патрубка – удлинителя. Для извлечения узла плунжера из цилиндра на резьбу переводника плунжер навинчивают рым-штангу.

В насосах диаметром 28 и 32 мм рым штангу навинчивают на переводник штока. Извлеченный плунжер протирают и устанавливают на пирамиду, предварительно положив на нее мягкую прокладку.

Закрепив чистую салфетку на шомпольной штанге, протирают ею цилиндр насоса. Прочищают щеткой резьбу верхней муфты цилиндра и седла конуса, проверяют их состояние и состояние внутренней поверхности цилиндра, износ и шероховатость поверхности. Если на резьбе концевых муфт имеются недопустимые дефекты, а износ поверхности цилиндра превышает указанный в нормативно-технической документации как допустимый, цилиндр отбраковывается.

Подвергается проверке клапан, для чего отвинчивают клетку или корпус и извлекают шарик и седло. При прихвате седла его выбивают деревянным или медным стержнем. Детали промывают в керосине, протирают, проверяют их

состояние, изношенные заменяют новыми. Шарик и седло меняют в комплекте. Герметичность клапанов проверяется выкуум-прибором или электрическим светом. Промытое в ванне седло конуса протирают и проверяют состояние резьбы и поверхности, а также герметичность уплотнения конуса в седле. Проверив состояние резьбы патрубка-удлинителя его свинчивают с седлом конуса, резьба которого смазывается свинцовым суриком или белилами.

Для проверки плунжера его закрепляют за среднюю часть в тисках с медными вкладышами и вывинчивают узлы верхнего и нижнего нагнетательных клапанов.

Плунжер снимают с тисков и протирают наружную и внутреннюю поверхности и проверяют наружную поверхность, прижимные торцы и резьбу плунжера. Если на его поверхности обнаруживают налет ржавчины, то промывают керосином, насухо вытирают и проверяют поверхность. А если на поверхности плунжера найдены задиры, то он не пригоден для работы.

После этого собирают плунжер и насос.

Для проверки и ремонта вставного насоса его закрепляют за верхний ниппель цилиндра в трубном зажиме. Ослабив контргайку, последовательно отвинчивают переводник и контргайку, а затем трубным ключом, устанавливаемым на проточке упорного ниппеля, вывинчивают узел замка из цилиндра, с помощью рым-штанги вытаскивают шток с плунжером из цилиндра и нагнетательного клапана.

Хранят насосы на стеллажах. Все детали насосов должны быть смазанными, а отверстия заглушены пробками. Помещения для хранения должны быть сухими и чистыми [16, с.143].

Насосы транспортируют уложенными на специальные деревянные подкладки с отдельными гнездами. При погрузочно-разгрузочных работах необходимо применять меры по предотвращению ударов и сотрясений.

3.5 Техника безопасности при эксплуатации скважинных штанговых насосных установок

Основные положения по технике безопасности при эксплуатации скважин СШНУ – ограждение движущихся частей станка-качалки и правильное выполнение требований при ремонте. Необходимо эксплуатировать только стандартное оборудование устья скважин, опробованное и принятое к серийному производству, к числу которого относятся устьевые сальники с самоустанавливающейся головкой [17, с. 144].

При монтаже и эксплуатации станков-качалок основными требованиями по технике безопасности являются следующие:

1 СК необходимо монтировать под руководством опытного бригадира или мастера при помощи монтажных приспособлений или крана.

2 Все движущие части СК должны быть ограждены.

3 При нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески сальникового штока и устьевым сальником должно быть не менее 20 см.

4 Запрещается проворачивать шкив редуктора вручную и тормозить его путем подкладывания трубы, лома или других предметов.

5 Запрещается снимать клиновой ремень при помощи рычагов; устанавливать и снимать ремень необходимо путем передвижения электродвигателя.

6 При замене пальцев кривошипа шатун требуется надежно крепить к стойке СК.

7 Работы, связанные с осмотром и заменой отдельных частей СК, необходимо выполнять при остановке и заторможении СК.

8 Перед пуском СК необходимо убедиться, что СК не на тормозе, ограждения установлены и закреплены, нет посторонних людей в опасной зоне.

До начала ремонтных работ на СК привод должен быть отключен. На пусковом устройстве должен быть плакат «Не включать – работают люди». На

скважинах с автоматическим и дистанционным управлением у пускового устройства должен быть плакат «Внимание! Пуск автоматический!».

Перед тем как пускать в эксплуатацию штанговый насос необходимо установку СШН заземлить. В качестве заземления электрооборудования должен быть использован кондуктор скважины. При этом кондуктор связывают с рамой станка двумя заземляющими проводниками (сечение каждого 50 мм²), приваренными в разных точках кондуктора и рамы, доступных для осмотра.

Для заземления используют стальной проводник круглого, полосового, углового и другого профиля, кроме каната. Для защиты от поражения электрическим током при обслуживании станка-качалки применяют изолирующие подставки.

Перед началом работ по монтажу и демонтажу скважинного оборудования рабочие места у скважины (пол, мостки) должны быть очищены от грязи и приведены в исправное состояние. Использование неисправного оборудования, инструмента, приспособлений и других средств, а также работа при снятых или неисправных ограждениях запрещается. Лишнее оборудование и инструмент не должны находиться на мостках скважины [18].

Бригада подземного (капитального) ремонта скважин может приступить к работе только после того, как, проверив, убедятся в исправности механизмов и приспособлений. Вся подготовительная работа должна обеспечить благоприятные и безопасные условия работы бригады по ремонту скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Скважинный штанговый насос – одноплунжерный насос, который приводится в действие возвратно-поступательными движениями с помощью станка-качалки от двигателя, посредством движения колонны штанг.

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин нефтесодержащей жидкости.

Насосы представляют собой вертикальную плунжерную конструкцию одинарного действия с шариковыми клапанами, неподвижными цилиндрами и металлическими плунжерами; спускаются в скважину на колонне подъемных труб и насосных штанг. Возвратно-поступательное движение плунжеру передается станком-качалкой через колонну насосных штанг. Колонна штанг посредством канатной подвески подвешивается на головке балансира станка-качалки. Режим откачки (длина хода полированного штока и число двойных ходов станка-качалки) устанавливается в зависимости от количества поднимаемой жидкости.

Вставной насос спускается и извлекается из скважины на колонне насосных штанг. Для закрепления в колонне НКТ вставного насоса применяется специальная замковая опора, которая спускается перед спуском насоса на НКТ. Фиксируется корпус насоса пружинным якорем.

Что касается надежности ШСНУ, то наиболее нагруженными элементами конструкции скважинных штанговых насосов (СШН), определяющими долговечность их работы, являются цилиндр, плунжер и клапанный узел насоса.

Для начала насос проходит внешний осмотр. Если нет серьезных повреждений, ШСН отправляется на мойку, разборку и снова мойку, но уже отдельных деталей. Далее следует дефектовка промытых деталей (проверка резьб, уплотнительных торцов, основных геометрических размеров, прямолинейности и состояния рабочих поверхностей цилиндра и плунжера).

После разборки, насос представляет цилиндр в сборе с всасывающим клапаном, плунжер в сборе с нагнетательным клапаном и замок со штоком.

Затем происходит ремонт других деталей (калибровка резьб, восстановление уплотнительных торцов, покрытие седла клапанного узла и др.), сборка отремонтированного насоса и в конечном итоге испытания собранного СШН.

Усовершенствованный клапан в бакалаврской работе позволяет значительно увеличить площадь поперечного сечения седла клапана и, следовательно, уменьшить его гидравлическое сопротивление. Чем меньше гидравлическое сопротивление клапана, тем меньше вероятность появления дополнительного усилия при ходе штанг вниз.

Долговечность использования шариковых клапанов объясняется притиранием шарика в седле в процессе работы и относительно большой активной поверхностью шарика.

Представленный клапан позволяет повысить надежность, вследствие чего уменьшается отказ насоса, который может возникнуть из-за срыва узла всасывающего клапана потоком откачиваемой жидкости или непреднамеренного его захвата плунжером.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Пути дальнейшего совершенствования штанговых скважинных насосных установок – А.Г. Молчанов. 2014 г. Журнал «Бурение и нефть» – Издательство: ООО «Бурнефть» – Москва
- 2 Основы нефтегазовой инженерии – В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – САЙНС-ПРЕСС – 2009 г. – 344 с.
- 3 Справочник по нефтепромысловому оборудованию – Е.И. Бухаленко, Э.С. Ибрагимов, Н.Г. Курбанов, А.Т. Раси-Заде, Ш.Т. Джафаров, Н.М. Байков, В.В. Вершковой – Издательство «Недра» – 1983 г.-399 с.
- 4 Эксплуатация скважин штанговыми насосами – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://lektsia.com/1x4258.html>
- 5 ГОСТ Р 51896-2002 Насосы скважинные штанговые – Введ. 30.05.2003. – ИПК Издательство стандартов – Москва
- 6 Идельчик И. Е. – Справочник по гидравлическим сопротивлениям/ Под ред. М. О. Штейнберга.— 3-е изд., перераб. и доп.— М. / Машиностроение, 1992.— 672 с: ил.
- 7 Пат. 1590651. Клапанный узел скважинного штангового насоса/ А. В. Сергиевский// Бюллетень изобретений. – 1990. - №33.
- 8 Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
- 9 Штанговые скважинные насосы ШСН – [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=80
- 10 Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи – В.Н. Протасов, Б.З. Султанов, С.В. Кривенков – ООО «Недра-Бизнесцентр» – 2004 г. – 691 с.
- 11 Ишемгужин Е. И. Теоретические основы надёжности буровых и нефтепромысловых машин. – Уфа: Изд-во УНИ, 1981. – 84 с.
- 12 Результаты испытаний перспективных приводов штанговых скважинных насосных установок – Д.И. Шишлянников, М.М. Тяктев – 2016г. –

Журнал «Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромыслового оборудования» – Издательство: Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Пермь).

13 Чиняев И. А. – Поршневые насосы / М.: Машиностроение / 1966. — 188 с.

14 Краснов В. И., Жильцов А. М., Набережнев В. В – Ремонт центробежных и поршневых насосов нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий / Справ, изд. -М.: Химия / 1996. — 320 с. ил.

15 Улучшение эксплуатации скважины штанговыми насосами – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.megadomoz.ru/article/1158/274>

16 А. Е. Леонов. / Насосы гидравлических систем станков и машин. / М.-К.: Машгиз / 1960. 226 стр.

17 Механические вакуумные насосы/Е. С. Фролов, И. В. Автономова, В. И. Васильев и др. — М.: Машиностроение / 1989. — 288 с: ил.

18 Альтернативное применение и моделирование вентильного электропривода в штанговых скважинных насосных установках – А.В. Егоров, А.С. Улюмджиев – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2012 г.

19 Пат. 2235903 Российская Федерация, F04B47/00 / F04B53/10 / Коршунов В.Н. (RU), Машков В.А. (RU), Щапин В.М. (RU)/ 2001-06-13 / публикация патента: 10.09.2004

20 Пат. 2011092 Российская Федерация, F16K15/02 / Вагапов Ю.Г., Султанов Б.З., Вагапов С.Ю. / подача заявки: 1990-11-26 / публикация патента: 15.04.1994

ПРИЛОЖЕНИЕ А

СКВАЖИННЫЙ ШТАНГОВЫЙ НАСОС

Отчёт о патентных исследованиях

Выполненный в рамках Бакалаврской работы по теме «Модернизация клапана штангового скважинного насоса 73-НВ2Б-44»

Руководитель

к.т.н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник

М.Ю. Сабирова

Красноярск, 2017

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является клапан скважинного штангового насоса. Область применения устройства – добыча высоковязких нефтей.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: клапанный узел, скважинный штанговый насос, клапан.

Введение

Скважинный штанговый насос – насос одинарного действия, приводимый в работу с помощью двигателя станка-качалки и колонной насосных штанг.

В данном отчёте представлен обзор патентов, описывающих рассматриваемый насос и его клапанный узел.

При проведении патентного обзора ставились следующие задачи:

- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- изучение конструкций различных клапанов скважинного штангового насоса.

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

На примере патентно-информационного обзора проанализируем существующие виды элементов конструкций клапанов скважинных штанговых насосов. Выявим преимущества конструкций, и сформируем их основные недостатки.

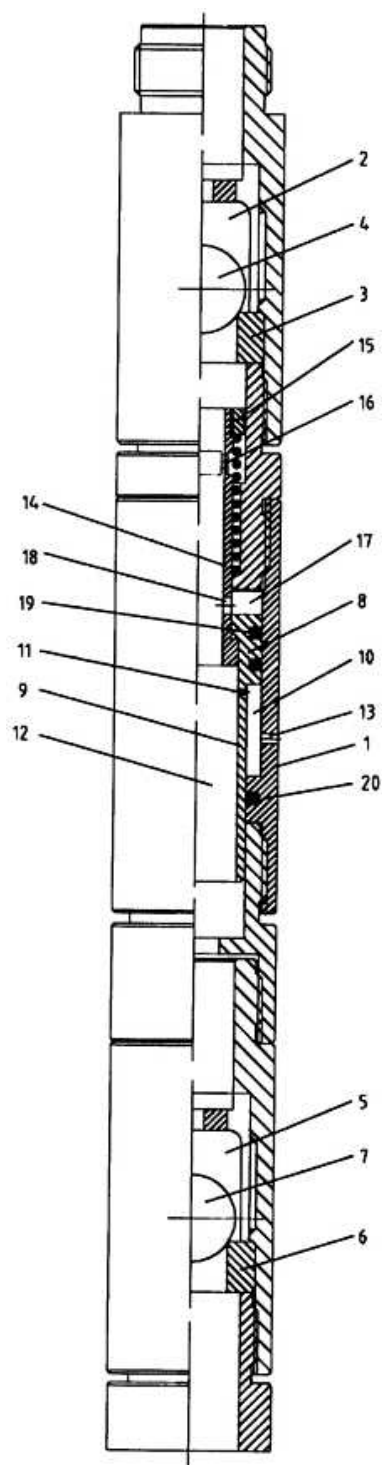
1) Клапанный узел штангового насоса [19].

Устройство предназначено для использования в области гидромашиностроения в установках глубинных штанговых насосов для повышения надежности работы и увеличения их рабочего ресурса. Устройство

состоит из полого корпуса, установленного между клеткой верхнего клапана, с седлом и шаром, и клеткой нижнего клапана с седлом и шаром. Корпус содержит цилиндрическую расточку, в которой размещен кольцевой поршень с полым штоком, с образованием кольцевой камеры. Полый шток и корпус снабжены дросселирующими каналами, которые соединяют осевой канал полого штока, через кольцевую камеру, с наружной поверхностью корпуса. В кольцевом поршне телескопически установлена подпружиненная втулка с головкой и тарированным срезным элементом. Между втулкой и корпусом образована кольцевая камера, которая посредством радиальных отверстий сообщается с осевым каналом. Повышается надежность работы и увеличивается рабочий ресурс.

Клапанный узел в сборе, как показано на рисунке 1, устанавливается на нижнем конце корпуса штангового насоса и опускается в скважину на заданную глубину. При движении плунжера насоса (на чертеже не показан) вверх происходит отрыв шаров 4 и 7 от седел 3 и 6 с образованием кольцевых зазоров, через которые происходит всасывание (подача) пластовой жидкости внутрь цилиндра насоса. При этом втулка 14 и кольцевой поршень 8 с полым штоком 9 удерживается пружиной в крайнем верхнем положении относительно полого корпуса 1.

При ходе плунжера вниз происходит посадка шара 4 на седло 3 и шара 7 на седло 6. Однако гидростатическое давление воспринимает только верхний клапан, поскольку внутренняя полость (осевой канал) 12 полого штока 9 гидравлически связана с полостью скважины дросселирующими каналами 11 и 13. Шар 7 опускается на седло 6 нижнего клапана под собственным весом. Избыточное давление над шаром 7 нижнего клапана стравливается за пределы устройства.



1 – корпус; 2 – клетка верхнего клапана; 3,6 – седло; 4,7 – шар; 5 – клетка нижнего клапана; 8 – кольцевой поршень; 9 – полый шток; 10 – кольцевая камера; 11,13 – дроселирующий канал; 12 – осевой канал; 14 – втулка; 15 – головка; 16 – срезной элемент; 17 – камера; 18 – радиальное отверстие; 19, 20 – уплотнительные кольца

Рисунок А.1 – Общий вид устройства в разрезе, в положении посадки шаров на седла

Технический результат, который может быть получен при реализации предлагаемого изобретения, сводится к следующему:

- повышение надежности работы клапанного узла штангового насоса и увеличение его рабочего ресурса;

- нахождение нижнего клапана под равным внешним и внутренним давлением исключает его эрозионный износ как в режиме всасывания, так и в режиме нагнетания, а также снижает ударные нагрузки при посадке шара на седло.

Технический результат достигается при помощи известного устройства, содержащего полый корпус, который связывает между собой клетки верхнего и нижнего шаровых клапанов, оснащенных седлами и шарами. Внутри корпуса выполнена цилиндрическая расточка, в которой помещен кольцевой поршень с полым штоком, установленным с возможностью образования кольцевой камеры. С кольцевым поршнем телескопически соединена подпружиненная втулка, снабженная тарированным срезным элементом, выполненным в виде головки, соединенной с втулкой пластинами. Втулка с головкой подпружинены относительно корпуса. Кольцевая камера, образованная между полым корпусом и полым штоком, гидравлически связана дросселирующим каналом в полом штоке с его осевым каналом и дросселирующим каналом в теле корпуса с его наружной поверхностью. Камера, образованная втулкой и корпусом над кольцевым поршнем, постоянно гидравлически связана с внутренней полостью устройства радиальными каналами. Кольцевые зазоры между полым корпусом и кольцевым поршнем, а также между полым штоком и полым корпусом, перекрыты уплотнительными кольцами.

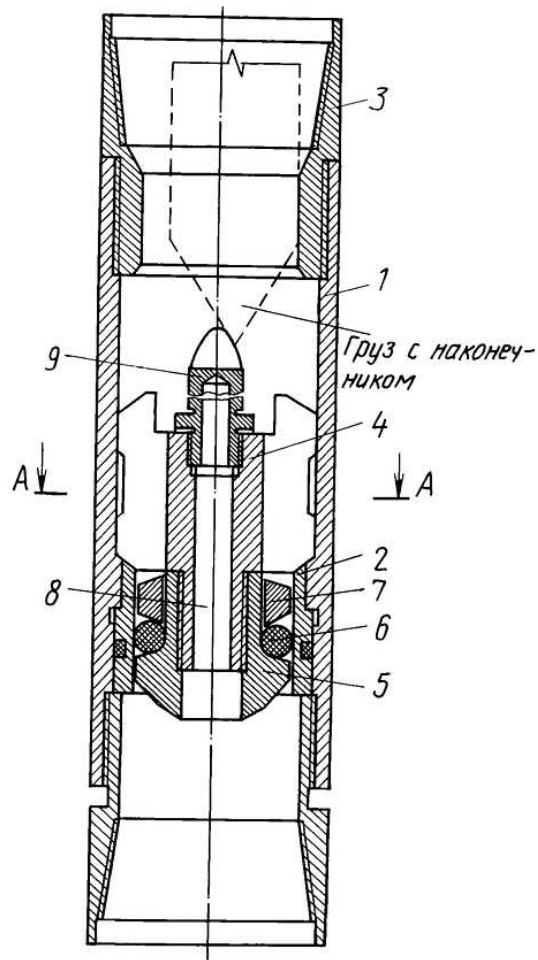
2) Всасывающий клапан штангового скважинного насоса [20].

Седло имеет осевое цилиндрическое отверстие для прохода жидкости. Направляющий хвостовик затвора имеет на наружной цилиндрической поверхности выступы в виде лопастей, расположенных под углом к образующей цилиндрической поверхности. Затвор установлен в полости

корпуса с возможностью осевого перемещения и контакта с упорной поверхностью корпуса и седлом. Затвор при закрытом положении клапана сопряжен с цилиндрической поверхностью седла и снабжен в зоне сопряжения эластичным и подвижным кольцами. Затвор снабжен сквозным осевым отверстием с разрушаемой заглушкой, установленной со стороны хвостовика и выступающей в полость корпуса.

Клапан жестко крепится к цилиндру насоса и опускается в скважину на колонне подъемных труб. Затем на штангах опускается плунжер с нагнетательным клапаном и насос пускается в работу. Крайнее верхнее положение затвора 5 (клапан открыт) и крайнее нижнее положение затвора 5 (клапан закрыт) ограничивается соответствующими упорными поверхностями корпуса 1 и седла 2. В момент закрытия клапана вначале затвор 5 входит в соприкосновение с внутренней поверхностью седла 2, происходит первоначальная герметизация зоны всасывания от зоны нагнетания. За счет перепада давления затвор 5 движется вниз до упора хвостовика 4 на упорную поверхность седла 2. При этом в момент движения затвора 5 вниз, эластичное кольцо 6 утоплено в канавке, образованной затвором 5 и поджимным кольцом 7, и не контактирует с седлом 2. По мере роста давления в зоне нагнетания и роста утечек затвор 5 поджимное кольцо 7 начинает давить на эластичное кольцо 6 и, распирая его, прижимает к седлу 2, чем предотвращаются утечки через клапан. Таким образом, эластичное кольцо входит в контакт с седлом 2 лишь в неподвижном состоянии затвора 5, чем предотвращается интенсивный износ эластичного кольца 6.

В момент всасывания при движении жидкости в корпусе 1, когда он проходит между выступами хвостовика 4, на хвостовике возникает вращательный момент.



1 – корпус; 2- седло; 3 – переводник; 4 – хвостовик; 5 – затвор; 6 – эластичное кольцо; 7 – поджимное кольцо; 8 – осевое отверстие

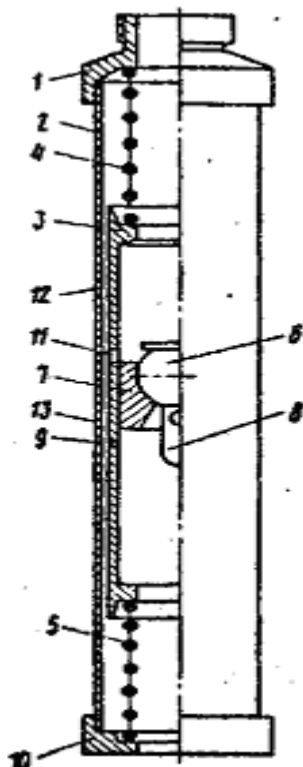
Рисунок А.2 - Всасывающий клапан штангового скважинного насоса, продольный разрез

3) Клапанный узел содержит соединительную головку 1, с помощью которой крепится к цилиндру скважинного штангового насоса. В корпусе 2 во втулке 3 располагается клапан 6, установленный с возможностью самоустановки на сферической опоре 7. Втулка 3 сверху и снизу взаимодействует с пружинами 4 и 5. Корпус 2 и втулка 3 выполнены с радиальными отверстиями 12 и 11, при совмещении которых надклапанная полость соединяется со скважинным пространством и происходит промывка клапана, этим обеспечивается увеличение надёжности.

Для обеспечения вертикального положения клапана 6 независимо от положения корпуса 2 в наклонно направленной скважине клапан

6 снабжён балансиром 8. Для фиксации втулки 3 относительно корпуса 2 в период операций при спуске насоса в скважину предусмотрен срезной штифт 9. На чертеже клапанный узел показан в рабочем положении после срезания штифта 9 и разделения его на две части. В нижней части корпуса 2 клапанного узла располагается сквозная крышка 10.

Клапанный узел работает следующим образом.



- 1 – соединительная головка; 2 – корпус; 3 – втулка; 4, 5 – пружины; 6 – клапан; 7 – сферическая опора; 8 – балансир; 9 – срезной штифт; 10 – сквозная крышка;
11-13 – радиальные отверстия

Рисунок А.3 – Клапан конструкции А. В. Сергиевского

В процессе спуска насоса втулка 3 фиксируется относительно корпуса 2 штифтом 9. При этом отверстия 11 и 12 совмещены, что позволяет осуществить промывку клапана перед пуском насоса в работу. После спуска на колонне штанг плунжера (не показан) последний воздействует на втулку 3, перемещая её вниз, в результате чего срезается штифт 9, и две его части остаются в отверстиях корпуса и втулки. После этого клапанный узел готов к работе. В

процессе работы насоса при движении его плунжера вниз клапан 6 воспринимает нагрузку от веса столба жидкости, и втулка 3 опускается, сжимая пружину 5. В момент совмещения отверстий 11 и 13 жидкость из надклапанной полости вытекает в скважинное пространство и промывает клапан 6 от скопившихся механических примесей.

При ходе плунжера вверх пластовая жидкость через отверстие в крышке 10, клапан 6, через соединительную головку 1 направляется в цилиндр скважинного насоса. Одновременно втулка 3 под действием сжатой пружины 5 перемещается вверх. Для ограничения её перемещения вверх служит пружина 4.

При спуске насоса в наклонно направленную скважину клапан 6 занимает вертикальное положение, поворачиваясь относительно сферической опоры 7 под действием балансира 8. При этом он сохраняет свою работоспособность независимо от положения в пространстве скважинного насоса и корпуса клапанного узла 2

Заключение

В литературном обзоре были рассмотрены различные конструкции клапанных узлов скважинного штангового насоса, пути повышения их надежности, долговечности и другие технические решения.

Задача на данную работу – усовершенствовать клапанный узел, с целью увеличения его долговечности, уменьшения гидравлического сопротивления, повысить износостойкость клапана.

Выявить износ, которому подвергается клапан. Применить меры защиты от коррозии.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Модернизация клапана штангового скважинного насоса 73-НВ2Б-44

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 21.03.01.07
«Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового
производства»

Руководитель к.т.н., доцент



Е.А. Соловьев

Выпускник ГБ13-07 081313587



М.Ю. Сабирова

Красноярск 2017